



Wytyczne dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w zakresie poszukiwania i wydobywania węglowodorów

27 lutego 2020 r.

wood.

ZASTRZEŻENIA PRAWNE

Niniejszy dokument powstał dzięki wymianie informacji między państwami członkowskimi, odpowiednimi sektorami przemysłu i Komisją w celu ustalenia najlepszych dostępnych technik i najlepszych podejść do zarządzania ryzykiem na potrzeby sektora wydobywania węglowodorów (ropy naftowej i gazu). Niniejszy dokument jest niewiążącym dokumentem referencyjnym dotyczącym udzielania pozwoleń dla instalacji służących do poszukiwania i wydobywania węglowodorów. Jeżeli taka instalacja podlega obowiązkowi uzyskania pozwolenia zgodnie z dyrektywą 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych, właściwe organy muszą poświęcić szczególną uwagę niniejszemu dokumentowi podczas ustalania najlepszych dostępnych technik zgodnie z załącznikiem III do wspomnianej dyrektywy. Komisja Europejska nie ponosi odpowiedzialności za jakiekolwiek wykorzystanie zawartych w nim informacji.

Więcej informacji o Unii Europejskiej można znaleźć w internecie (<http://www.europa.eu>).

Luksemburg: Urząd Publikacji Unii Europejskiej, 2020

PDF	ISBN 978-92-76-24524-7	doi: 10.2779/11936	KH-04-19-262-PL-N
-----	------------------------	--------------------	-------------------

© Unia Europejska, 2020

Wykorzystywanie treści jest dozwolone pod warunkiem wskazania źródła.

Ponowne wykorzystanie dokumentów Komisji Europejskiej reguluje decyzja 2011/833/UE (Dz.U. L 330 z 14.12.2011, s. 39).

Wykorzystywanie lub powielanie zdjęć lub innych materiałów, do których UE nie przysługują prawa autorskie, wymaga bezpośredniej zgody właściciela praw autorskich.



Komisja Europejska

Wytyczne dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w zakresie poszukiwania i wydobywania węglowodorów

Ostateczna wersja wytycznych – Nr umowy 070201/2015/706065/SER/ENV.F.1

Wood

Floor 12
25 Canada Square
Canary Wharf
London E14 5LB
Zjednoczone Królestwo
Tel +44 (0) 203 215 1610

Zastrzeżenie prawne dotyczące stron trzecich

Niniejsze zastrzeżenia prawne dotyczą każdego ujawnienia niniejszego sprawozdania stronie trzeciej. Sprawozdanie przygotowała firma Wood na zlecenie i na użytek naszego klienta wskazanego na początku sprawozdania. Pod żadnym względem nie stanowi ono porady dla jakiegokolwiek strony trzeciej, która w jakikolwiek sposób uzyska do niego dostęp. Przedsiębiorstwo Wood wyklucza w najszerszym prawnie dopuszczalnym zakresie wszelką odpowiedzialność za jakiegokolwiek straty lub szkody wynikłe z polegania na treści niniejszego sprawozdania. Nie wykluczamy jednak naszej odpowiedzialności (w stosownych przypadkach) za uszkodzenia ciała lub śmierć wynikłe z naszych zaniedbań, za oszustwa lub za wszelkie inne kwestie, za które odpowiedzialności nie możemy prawnie wykluczyć.

Spis treści

Część pierwsza: Wprowadzenie i zakres 12

1. Wprowadzenie 13

1.1	Informacje ogólne na temat niniejszego dokumentu	13
1.2	Cel wytycznych	13
1.3	Kontekst i struktura wytycznych	14
1.3.1	Ustalenie działań, najlepszej dostępnej techniki i najlepszych podejść do zarządzania ryzykiem	14
1.3.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	15
1.3.3	Najlepsze dostępne techniki	15
1.3.4	Kontekst cyklu życia	16

2. Zakres 19

2.1	Działania objęte zakresem wytycznych	19
2.2	Ogólne wyjaśnienia dotyczące zakresu	21
2.2.1	Priorytety prac technicznej grupy roboczej	21
2.2.2	Pokrywanie się zakresu wytycznych z innymi materiałami, wytycznymi i prawodawstwem forów międzynarodowych	21
2.2.3	Potencjalny konflikt w sytuacjach, w których dostępne są istniejące podejścia polegające na ustalaniu celów	22
2.2.4	Stosowanie technik wskazanych w wytycznych	22
2.2.5	Możliwość wystąpienia sprzeczności w sytuacji, gdy państwa członkowskie zakazują prowadzenia określonych działań	22
2.2.6	Możliwy niekorzystny wpływ na bezpieczeństwo	23
2.2.7	Poprawa ochrony środowiska	23
2.2.8	Tolerancja ryzyka środowiskowego	23
2.2.9	Uznawanie obowiązujących norm i wymogów technicznych w zakresie integralności aktywów	24
2.3	Dokumenty odniesienia dla sekcji 2	24

Część druga: Podejścia do zarządzania ryzykiem 25

3. Podejścia do zarządzania ryzykiem w sektorze poszukiwania i wydobywania węglowodorów 26

3.1	Wprowadzenie	26
3.2	Kontekst regulacyjny	26
3.3	Ramy zarządzania ryzykiem	27
3.4	Zarządzanie ryzykiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym	29
3.4.1	Informacje ogólne	29
3.4.2	Podejścia na szczeblu korporacyjnym	30
3.4.3	Podejścia na szczeblu operacyjnym	31
3.5	Przykładowe podejścia do zarządzania ryzykiem	32
3.5.1	Kontekst	32
3.5.2	Dokumentacja dotycząca BHPiOŚ	34
3.5.3	Środowiskowe badanie podstawowe	35
3.5.4	Ocena oddziaływania na środowisko (OOŚ)	36
3.5.5	Proces projektowania technicznego	39

3.5.6	Specjalistyczne badania techniczne	39
3.5.7	Identyfikacja zagrożeń dla środowiska (ENVID)	40
3.5.8	Rejestr aspektów środowiskowych i wpływu na środowisko	42
3.5.9	Identyfikacja najlepszych dostępnych technik (BAT)	43
3.5.10	Przegląd ALARP	43
3.5.11	Integralność aktywów i integralność operacyjna – elementy mające krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska oraz normy efektywności	44
3.5.12	Strategia zarządzania barierami	47
3.5.13	Plan awaryjny na wypadek wycieku	47
3.5.14	Zarządzanie emisjami	48
3.5.15	Plan likwidacji	50
3.6	Dokumenty odniesienia dla sekcji 3	54

Część trzecia: Wskazówki dotyczące działań prowadzonych na lądzie 59

4.	Działanie prowadzone na lądzie 1: Wybór lokalizacji, charakterystyka, projektowanie i budowa obiektów powierzchniowych	60
4.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	60
4.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	61
4.3	Najlepsze dostępne techniki	64
4.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 4	65
5.	Działanie prowadzone na lądzie 2: Przemieszczanie chemikaliów i ich przechowywanie	67
5.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	67
5.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	70
5.3	Najlepsze dostępne techniki	71
5.3.1	Projektowanie	71
5.3.2	Operacje	72
5.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 5	73
6.	Działanie prowadzone na lądzie 3: Przemieszczanie węglowodorów i ich przechowywanie	75
6.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	75
6.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	76
6.3	Najlepsze dostępne techniki	77
6.3.1	Projektowanie	78
6.3.2	Operacje	79
6.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 6	79
7.	Działanie prowadzone na lądzie 4: Przemieszczanie zwiercin i płuczek wiertniczych	81
7.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	81

7.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	82
7.3	Najlepsze dostępne techniki	83
7.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 7	85
8.	Działanie prowadzone na lądzie 5: Przemieszczanie wody do testów hydrostatycznych i płynów stosowanych do celów zbrojenia odwiertu	86
8.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	86
8.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	87
8.3	Najlepsze dostępne techniki	87
8.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 8	89
9.	Działanie prowadzone na lądzie 6: Gospodarka węglowodorami i chemikaliami – stymulacja odwiertów w drodze szczelinowania hydraulicznego	90
9.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	90
9.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	90
9.3	Najlepsze dostępne techniki	92
9.3.1	Projektowanie	92
9.3.2	Operacje	93
9.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 9	93
10.	Działanie prowadzone na lądzie 7: Efektywność energetyczna	95
10.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	95
10.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	95
10.3	Najlepsze dostępne techniki	97
10.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 10	99
11.	Działanie prowadzone na lądzie 8: Spalanie gazu na pochodniach i uwalnianie do atmosfery	100
11.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	100
11.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	101
11.3	Najlepsze dostępne techniki	104
11.3.1	Spalanie gazu na pochodniach	104
11.3.2	Uwalnianie do atmosfery	105
11.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 11	106
12.	Działanie prowadzone na lądzie 9: Zarządzanie emisjami niezorganizowanymi	108
12.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	108

12.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	108
12.3	Najlepsze dostępne techniki	109
12.3.1	Projektowanie	109
12.3.2	Operacje	110
12.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 12	111
13.	Działanie prowadzone na lądzie 10: Gospodarka wodna	113
13.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	113
13.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	114
13.3	Najlepsze dostępne techniki	115
13.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 13	116
14.	Działanie prowadzone na lądzie 11: Gospodarka wodna w przypadku szczelinowania hydraulicznego	118
14.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	118
14.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	119
14.3	Najlepsze dostępne techniki	120
14.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 14	121
15.	Działanie prowadzone na lądzie 12: Postępowanie z wodą wydobytą i jej zagospodarowanie	123
15.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	123
15.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	124
15.3	Najlepsze dostępne techniki	125
15.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 15	129
16.	Działanie prowadzone na lądzie 13: Monitoring środowiska	131
16.1	Opis działania	131
16.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	132
16.3	Najlepsze dostępne techniki	134
16.3.1	Projektowanie	135
16.3.2	Operacje	135
16.4	Odniesienia dla sekcji 16	137
	Część czwarta: Wytyczne dotyczące działań prowadzonych na morzu	138
17.	Działanie prowadzone na morzu 1: Przemieszczanie zwiercin i płuczek wiertniczych	139
17.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	139
17.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	140

17.3	Najlepsze dostępne techniki	142
17.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 17	143
18.	Działanie prowadzone na morzu 2: Zarządzanie ryzykiem związanym z przemieszczaniem węglowodorów i ich składowaniem	145
18.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	145
18.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	146
18.3	Dokumenty odniesienia dla sekcji 18	148
19.	Działanie prowadzone na morzu 3: Zarządzanie ryzykiem związanym z przemieszczaniem chemikaliów i ich składowaniem	152
19.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	152
19.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	155
19.3	Dokumenty odniesienia dla sekcji 19	159
20.	Działanie prowadzone na morzu 4: Efektywność energetyczna	161
20.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	161
20.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	162
20.3	Najlepsze dostępne techniki	163
20.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 20	167
21.	Działanie prowadzone na morzu 5: Spalanie gazu na pochodniach i uwalnianie do atmosfery	169
21.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	169
21.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	170
21.3	Najlepsze dostępne techniki	173
21.3.1	Spalanie gazu na pochodniach	173
21.3.2	Uwalnianie do atmosfery	174
21.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 21	174
22.	Działanie prowadzone na morzu 6: Zarządzanie emisjami niezorganizowanymi	177
22.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	177
22.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	177
22.3	Najlepsze dostępne techniki	178
22.3.1	Projektowanie	178
22.3.2	Operacje	179
22.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 22	180

23.	Działanie prowadzone na morzu 7: Postępowanie z wodą wydobytą i jej zagospodarowanie	182
23.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	182
23.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	183
23.3	Najlepsze dostępne techniki	185
23.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 23	189
24.	Działanie prowadzone na morzu 8: Gospodarowanie wodą ściekową	191
24.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	191
24.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	192
24.3	Najlepsze dostępne techniki	193
24.3.1	Projektowanie	193
24.3.2	Operacje	194
24.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 24	195
25.	Działanie prowadzone na morzu 9: Zarządzanie ryzykiem w przypadku likwidacji obiektu	197
25.1	Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko	197
25.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	199
25.3	Dokumenty odniesienia dla sekcji 25	200
26.	Działanie prowadzone na morzu 10: Monitoring środowiska	202
26.1	Opis działania	202
26.2	Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem	203
26.3	Najlepsze dostępne techniki	205
26.3.1	Projektowanie	206
26.3.2	Operacje	206
26.4	Dokumenty odniesienia dla sekcji 26	207
Załącznik A	Przegląd wymiany informacji	1
Załącznik B	Skróty i glosariusz	1
Załącznik C	Przeprowadzanie oceny BAT	1
Tabela 2.1	Działania na lądzie objęte wytycznymi	21
Tabela 2.2	Działania na morzu objęte wytycznymi	22
Tabela 3.1	Przykładowe stwierdzenia z „Filozofii inżynierskiej” lub „Planu zarządzania OOŚ” dotyczące morskich jednostek pływających	38
Tabela 3.2	Hipotetyczny przykład arkusza do przeprowadzenia ENVID dla obiektu morskiego	42
Tabela 3.3	Przykład norm efektywności – instalacje odprowadzające ścieki niebezpieczne	46

Tabela 8.1	Poziomy efektywności środowiskowej związane ze stosowaniem najlepszych dostępnych technik w zakresie zanieczyszczeń zawartych w wodzie do testów hydrostatycznych i płynach stosowanych do celów zbrojenia odwiertu w punkcie zrzutu [1,3,8]	88
Tabela 13.1	Wykorzystanie wody i kategorie wody zużytej podczas eksploatacji złóż węglowodorów na lądzie (na podstawie [1])	114
Tabela 14.1	Obciążenia zasobów wody związane ze szczelinowaniem hydraulicznym podczas działalności związanej z eksploatacją złóż węglowodorów na lądzie (na podstawie IPIECA, 2014 [2])	120
Tabela 14.2	Woda o potencjalnym oddziaływaniu na środowisko charakterystycznym dla szczelinowania hydraulicznego (na podstawie IPIECA, 2014 [2])	120
Tabela 15.1	Poziomy efektywności środowiskowej w przypadku zrzutów do wód powierzchniowych lub do gruntu [2,11,12]	130
Tabela 17.1	Poziomy efektywności środowiskowej w odniesieniu do płynu bazowego pozostałego na zwiercinach zrzuconego do środowiska	143
Tabela 20.1	Przykłady systemów BAT w odniesieniu do obsługi i konserwacji, głównych udoskonaleń oraz nowych technik	166
Tabela 23.1	Poziomy efektywności środowiskowej związane ze stosowaniem najlepszych dostępnych technik na potrzeby gospodarowania zrzutami wody wydobytej zawierającej węglowodory [3,23,24]	189
Tabela 24.1	Poziomy efektywności środowiskowej dla zrzutów węglowodorów do morza	196

Rysunek 1.1	Cykl życia działalności prowadzonej na lądzie i działania, do których odniesiono się w wytycznych	18
Rysunek 1.2	Cykl życia działalności prowadzonej na morzu i działania, do których odniesiono się w wytycznych	19
Rysunek 2.1	Zakres wytycznych dotyczący działań na lądzie	20
Rysunek 2.2	Zakres wytycznych dotyczący działań na morzu	21
Rysunek 3.1	Proces zarządzania ryzykiem (ISO 31000:2018)	28
Rysunek 3.2	Podejścia do zarządzania ryzykiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym	31
Rysunek 3.3	Proces zarządzania ryzykiem operacyjnym i przykładowe podejścia do zarządzania ryzykiem	34

Appendix A	Przegląd wymiany informacji
Appendix B	Skróty i glosariusz
Appendix C	Przeprowadzanie oceny BAT

Część pierwsza: Wprowadzenie i zakres

1. Wprowadzenie

1.1 Informacje ogólne na temat niniejszego dokumentu

W latach 2015–2018 Komisja Europejska zainicjowała wymianę informacji w celu opracowania Wytycznych dotyczących najlepszej dostępnej techniki (BAT) w zakresie poszukiwania i wydobywania węglowodorów ze szczególnym uwzględnieniem ochrony środowiska. Działanie to miało na celu wskazanie najlepszych dostępnych technik i najlepszych podejść do zarządzania ryzykiem w odniesieniu do wybranych kluczowych problemów środowiskowych występujących w trakcie prac związanych z poszukiwaniem i wydobywaniem węglowodorów prowadzonych na lądzie i na morzu.

Wytyczne opracowano na podstawie informacji przekazanych przez techniczną grupę roboczą w odpowiedzi na kwestionariusze dotyczące gromadzenia danych; obszernych uwag na temat roboczych wersji wytycznych; jak również dodatkowych danych przekazanych przez członków technicznej grupy roboczej i zebranych przez zespół projektowy. Opis procesu wykorzystanego do opracowania wytycznych przedstawiono w załączniku A.

W dokumencie wyróżniono działania w zakresie poszukiwania i wydobywania węglowodorów prowadzone na lądzie oraz na morzu. Dokument ma następującą strukturę:

- w części pierwszej zawarto wprowadzenie (sekcja 1) oraz przedstawiono zakres dokumentu (sekcja 2);
- w części drugiej (sekcja 3) przedstawiono podejścia do zarządzania ryzykiem w ramach prac związanych z wydobywaniem węglowodorów;
- w części trzeciej (sekcje 4–16) przedstawiono wytyczne dotyczące działań prowadzonych na lądzie;
- w części czwartej (sekcje 17–26) przedstawiono wytyczne dotyczące działań prowadzonych na morzu;
- w załączniku A przedstawiono zarys procesu wymiany informacji;
- w załączniku B przedstawiono glosariusz zastosowanych terminów i skrótów; oraz
- w załączniku C przedstawiono przegląd etapów związanych z przeprowadzaniem oceny BAT.

Techniki wymienione i opisane w wytycznych to najlepsze i najnowocześniejsze w momencie sporządzania dokumentu techniki stosowane na wczesnych etapach eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Przedstawiony zbiór technik nie ma charakteru normatywnego ani nie jest wyczerpujący. Dopuszcza się stosowanie innych technik. Jeżeli w wytycznych uwzględniono poziomy efektywności środowiskowej, ma to umożliwić porównanie efektywności technik w taki sposób, aby można było osiągnąć pożądane rezultaty współmierne do najlepszej dostępnej techniki.

1.2 Cel wytycznych

Wytyczne powstały głównie w celu poprawy ochrony środowiska. Chociaż sektor węglowodorów przez wiele lat funkcjonował w tym względzie w ramach daleko idących regulacji, norm i odpowiednich wytycznych,

niniejsze wytyczne mają na celu ujednolicenie tych instrumentów pod względem praktyk i charakteru w kontekście europejskim.

Wskazanie najlepszych praktyk w niniejszym dokumencie ma posłużyć organizacjom prowadzącym działalność związaną z poszukiwaniem i wydobywaniem węglowodorów oraz organom regulacyjnym/organom udzielającym pozwoleń¹ jako zbiór wytycznych, z których będą mogły one korzystać w trakcie planowania nowych obiektów lub modyfikowania istniejących obiektów², planowania zmian i inwestycji, jak również w ramach czynności związanych z udzielaniem pozwoleń w całej Unii Europejskiej (UE). Niniejsze wytyczne są niewiążącym narzędziem opracowanym na potrzeby wspierania organizacji i organów regulacyjnych pod kątem realizacji tego celu.

Niniejsze wytyczne nie mają na celu narzucenia definicji najlepszej dostępnej techniki ani najlepszych podejść do zarządzania ryzykiem lub wyliczenia wszystkich dostępnych obecnie technik (tj. nie mają być wyczerpujące). Organizacje mogą również stosować lub proponować wykorzystanie innych technik niż wymienione w niniejszych wytycznych. Niniejsze wytyczne mają na celu dostarczenie informacji, dzięki którym organizacje zajmujące się eksploatacją złóż węglowodorów oraz organ regulacyjny mogą porównać efektywność swojej preferowanej BAT celem zapewnienia wysokiego poziomu ochrony środowiska i stałej jego poprawy w sektorze. Niniejszych wytycznych nie należy postrzegać jako przeszkody utrudniającej sektorowi dalsze rozwijanie nowych i nowoczesnych podejść do kwestii ochrony środowiska.

W niniejszych wytycznych podjęto próbę przeanalizowania zakresu, w jakim charakterystyczne cechy geograficzne, ekologiczne i techniczne (np. wiek, konstrukcja, dostępność) mogą wpłynąć na stosowanie technik uznanych za najlepszą dostępną technikę. Takie cechy charakterystyczne mogą uniemożliwić stosowanie techniki lub technik uznanych za najlepsze dostępne techniki w przypadku niektórych określonych obiektów.

1.3 Kontekst i struktura wytycznych

1.3.1 Ustalenie działań, najlepszej dostępnej techniki i najlepszych podejść do zarządzania ryzykiem

W wytycznych przedstawiono wskazówki istotne dla szeregu „działań” związanych z eksploatacją złóż węglowodorów prowadzonych na lądzie i na morzu. Działania te ustalono dzięki szeroko zakrojonej wymianie informacji w ramach technicznej grupy roboczej: na trzech posiedzeniach tej grupy i w okresie pomiędzy tymi posiedzeniami. Wskazano je jako działania uznawane przez sektor węglowodorów, decydentów, środowiska naukowe i, szerzej, społeczeństwo obywatelskie za mające potencjalny wpływ na środowisko, i w odniesieniu do których można łatwo określić podejścia i techniki służące kontrolowaniu tego wpływu. Każdemu działaniu towarzyszy opis możliwości wywołania przez nie wpływu na środowisko. Następnie w każdej sekcji przedstawiono informacje szczegółowe dotyczące wskazanych „najlepszych podejść do zarządzania

¹ Należy pamiętać, że w niniejszych wytycznych stosuje się termin „organy regulacyjne” obejmujący organy regulacyjne/udzielające pozwoleń na prowadzenie prac związanych z poszukiwaniem i wydobywaniem węglowodorów, w tym w jurysdykcjach, w których funkcjonuje pojedynczy taki organ lub wiele takich organów.

² W niniejszych wytycznych celowo nie zdefiniowano terminów „nowy” i „istniejący”, ani nie określono, co stanowi „modyfikację” obiektu, która uzasadniałaby wdrożenie nowych technik. Tę kwestię ustala organ regulacyjny wraz z organizacjami zajmującymi się eksploatacją złóż węglowodorów.

ryzykiem” i „najlepszej dostępnej techniki” (BAT) służących ograniczeniu możliwego wpływu na środowisko³. Te dwie koncepcje opisano w kolejnych sekcjach.

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem oraz najlepszą dostępną technikę wskazano i rozwinięto w drodze badań literaturowych oraz analizy luk w istniejących wytycznych, jak również na podstawie wymiany informacji z techniczną grupą roboczą (załącznik A). Istniejące wytyczne i materiały przejrano pod kątem ich przydatności i wystarczalności pod względem: pokrycia obszarów UE; możliwości pełnego ujęcia kwestii środowiskowych; dostępności dla organizacji zajmujących się eksploatacją węglowodorów oraz organów regulacyjnych (dostępne publicznie lub inaczej); czasu, jaki upłynął od ich publikacji. Informacje te uzupełniono w znacznym stopniu wiedzą techniczną z pierwszej ręki i doświadczeniem organizacji i organów regulacyjnych sektora węglowodorów. W rezultacie powstał zbiór najlepszych i aktualnych praktyk stosowanych w sektorze.

1.3.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem to podejścia, które uznaje się obecnie za najskuteczniejsze podejścia do zarządzania ryzykiem na szczeblach korporacyjnym i operacyjnym. Określenie „najlepsze” nie oznacza oceny podejść do zarządzania ryzykiem, ale wyraża stopień rozpowszechnienia danych podejść w sektorze węglowodorów oraz ich skuteczność w zarządzaniu zagrożeniami dla środowiska i wpływem na środowisko.

Chociaż wielu podejść do zarządzania ryzykiem nie wskazano bezpośrednio w regulacjach, w sektorze występuje pewne ujednolicenie pod względem ich stosowania. Jak opisano w sekcji 3, podejścia do zarządzania ryzykiem dostosowano do etapów procesu zarządzania ryzykiem określonego w ISO 31000, a wiele z nich je zawiera. Ponieważ najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem nie mają charakteru normatywnego, są postrzegane jako stale ewoluujące i dające dostosować się do środowiska, w którym się je stosuje. W związku z tym istniejące podejścia mogą również zostać w przyszłości zastąpione przez skuteczniejsze podejścia lub podejścia ulepszone w oparciu o doświadczenie zdobyte podczas ich stosowania.

Identyfikacja i dobór najlepszej dostępnej techniki mogą się odbywać wyłącznie w kontekście stosowania najlepszych podejść do zarządzania ryzykiem i w powiązaniu z wdrażaniem ich na szczeblach korporacyjnym i operacyjnym. Innymi słowy, przed dobraniem najlepszej dostępnej techniki dla konkretnego obiektu lub operacji należy odpowiednio zadbać o najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem osadzone w solidnych, nadrzędnych ramach systemu zarządzania. W wytycznych uwzględniono fakt, że najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem mogą mieć takie samo zastosowanie do rutynowych (przewidywanych) i niezamierzonych (przypadkowych) wydarzeń, co było w sektorze normą przez dziesięciolecia.

W wytycznych uwzględniono również, że często podejścia do zarządzania ryzykiem wdraża się w celu przestrzegania przepisów. Przepisy zazwyczaj jednak nie wskazują szczegółowo, w jaki sposób organizacja powinna spełnić wymogi. W wielu przypadkach można tego dokonać różnymi metodami.

1.3.3 Najlepsze dostępne techniki

Najlepsza dostępna technika (BAT) oznacza najbardziej efektywny i zaawansowany etap rozwoju i metod prowadzenia danych działań, który wskazuje praktyczną przydatność poszczególnych technik jako podstawy przy ustalaniu dopuszczalnych wielkości emisji i innych warunków pozwolenia mających na celu zapobieganie powstawaniu, a jeżeli nie jest to możliwe, ograniczaniu emisji i oddziaływania na środowisko jako całość:

³ Należy zauważyć, że w przypadku niektórych rodzajów działań techniczna grupa robocza nie uzgodniła najlepszej dostępnej techniki, a jedynie najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem (Działania prowadzone na morzu 2, 3 i 9)

- a) „techniki” obejmują zarówno stosowane technologie, jak i sposób, w jaki dana instalacja jest projektowana, budowana i utrzymywana, eksploatowana i wycofywana z eksploatacji;
- b) „dostępne techniki” oznaczają techniki o takim stopniu rozwoju, który pozwala na ich wdrożenie w danym sektorze przemysłu, zgodnie z istniejącymi warunkami ekonomicznymi i technicznymi, z uwzględnieniem kosztów i korzyści, nawet jeżeli techniki te nie są wykorzystywane lub nie zostały opracowane w danym państwie członkowskim, o ile operator może uzyskać do nich w miarę łatwy dostęp;
- c) „najlepsze” oznaczają najbardziej efektywne techniki w osiągnięciu wysokiego ogólnego poziomu ochrony środowiska.

Mówiąc dokładniej, obejmują one techniki, które mogą być wykorzystywane do rozwiązywania problemów związanych zarówno z rutynowymi (przewidywanymi), jak i niezamierzonymi (przypadkowymi) emisjami i innymi rodzajami wpływu na środowisko.

Koncepcja najlepszej dostępnej techniki stanowi integralny element europejskiej polityki ochrony środowiska od lat 70. XX wieku i ewoluowała z różnych podobnych koncepcji, takich jak „najlepsze możliwe do realizacji sposoby”, „najlepsza dostępna technologia” oraz „najlepsza dostępna technika niepociągająca za sobą nadmiernych kosztów” (BATNEEC). Obecnie koncepcję tę stosuje się powszechnie w wielu rodzajach działalności przemysłowej i obejmuje ona najlepsze spośród tych praktyk, które już są stosowane do ochrony środowiska jako całości (tj. obejmujące wszystkie obszary środowiska, tj. powietrze, wodę, glebę i wody gruntowe).

Zarówno najlepsza dostępna technika, jak i najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem określa się na poziomie poszczególnych obiektów, uwzględniając ich konkretne cechy charakterystyczne, takie jak wiek, lokalizacja i konstrukcja obiektu. Podczas oceniania wariantów najlepszej dostępnej techniki, które mają wpłynąć na różne aspekty środowiskowe lub są powiązane z różnymi działaniami związanymi z eksploatacją złóż węglowodorów, należy uwzględnić oddziaływania zachodzące pomiędzy różnymi obszarami środowiska. Ocena najlepszej dostępnej techniki powinna przewidywać dobieranie wariantów w taki sposób, aby osiągnąć jak najmniejszy ogólny wpływ na środowisko.

Najlepsza dostępna technika i podejścia do zarządzania ryzykiem nie mogą zagrażać bezpieczeństwu i powinny być spójne z powiązanymi działaniami, aby zapewnić bezpieczeństwo. Szczegółowe informacje na temat definicji i zakresu najlepszych podejść do zarządzania ryzykiem przedstawiono w sekcji 3. Dalsze informacje na temat przeprowadzania oceny BAT przedstawiono w załączniku C.

1.3.4 Kontekst cyklu życia

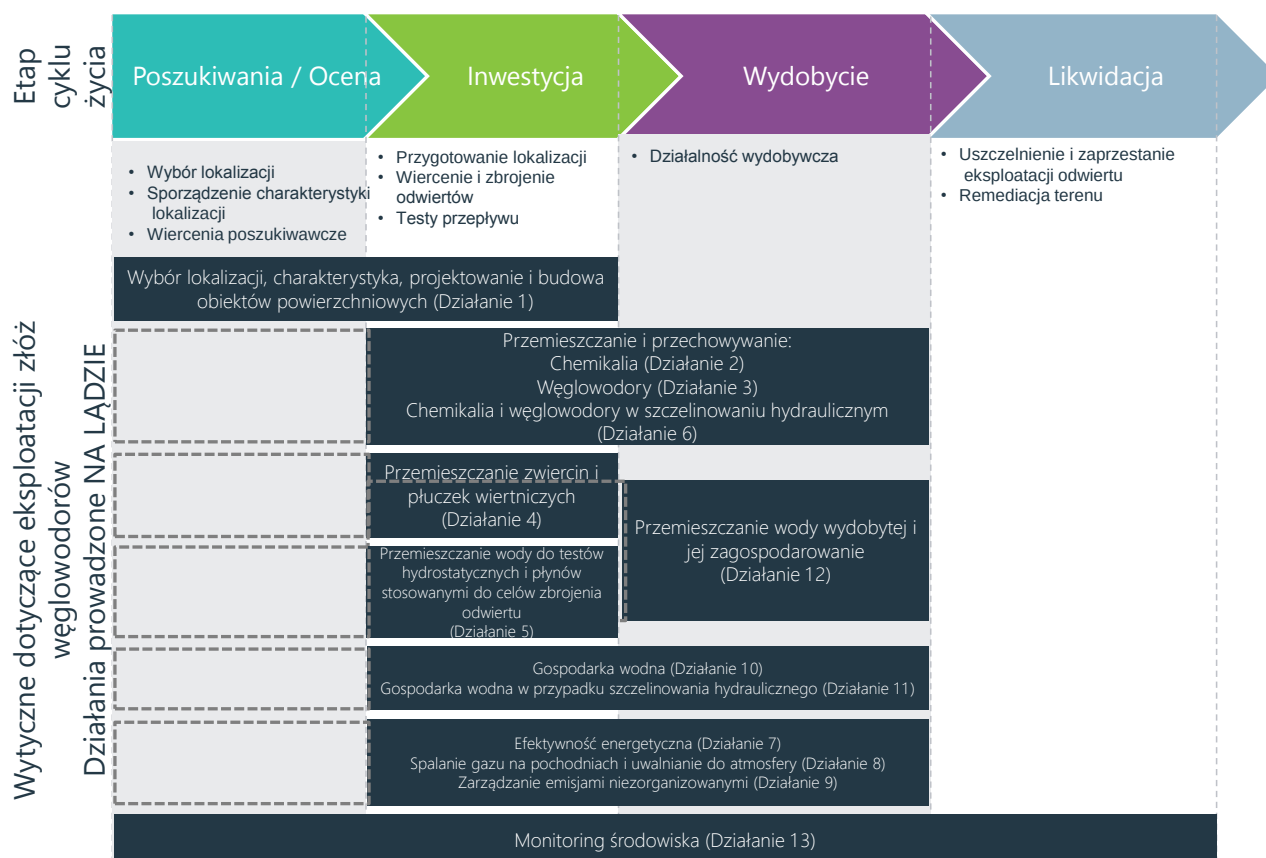
W wytycznych zawarto informacje na temat najlepszej dostępnej techniki i podejść do zarządzania ryzykiem, które mają zastosowanie w całym cyklu życia działalności związanej z poszukiwaniem i eksploatacją złóż węglowodorów. Rysunek 1.1 i rysunek 1.2 pokazują schemat etapów cyklu życia działalności związanej z poszukiwaniem i wydobywaniem węglowodorów i możliwość zastosowania działań opisanych w wytycznych do poszczególnych etapów. Cykl życia składa się z czterech głównych etapów, zazwyczaj określanych następująco:

- Poszukiwania/Ocena – Poszukiwanie zasobów węglowodorów, głównie za pomocą badań sejsmicznych i wykonywania odwiertów. Ustalenie najbardziej obiecującej lokalizacji odwiertu wymaga dogłębnej analizy danych geologicznych i geofizycznych uzyskanych w drodze badań i jest zawsze obarczone bardzo wysokim ryzykiem, że nie uda się znaleźć węglowodorów. Odwierty poszukiwawcze dostarczają cennych danych na temat właściwości warstw podpowierzchniowych i pozwalają wyciągnąć wnioski na temat rozmiaru, głębokości i cech charakterystycznych złoża. W przypadku odkrycia zasobów, których wydobywanie może być opłacalne, przeprowadza się następnie czynności mające ocenić złożo (tj. wiercenie, badania i

pobieranie próbek), aby zdobyć więcej informacji na temat odkrycia i zmniejszyć poziom niepewności.

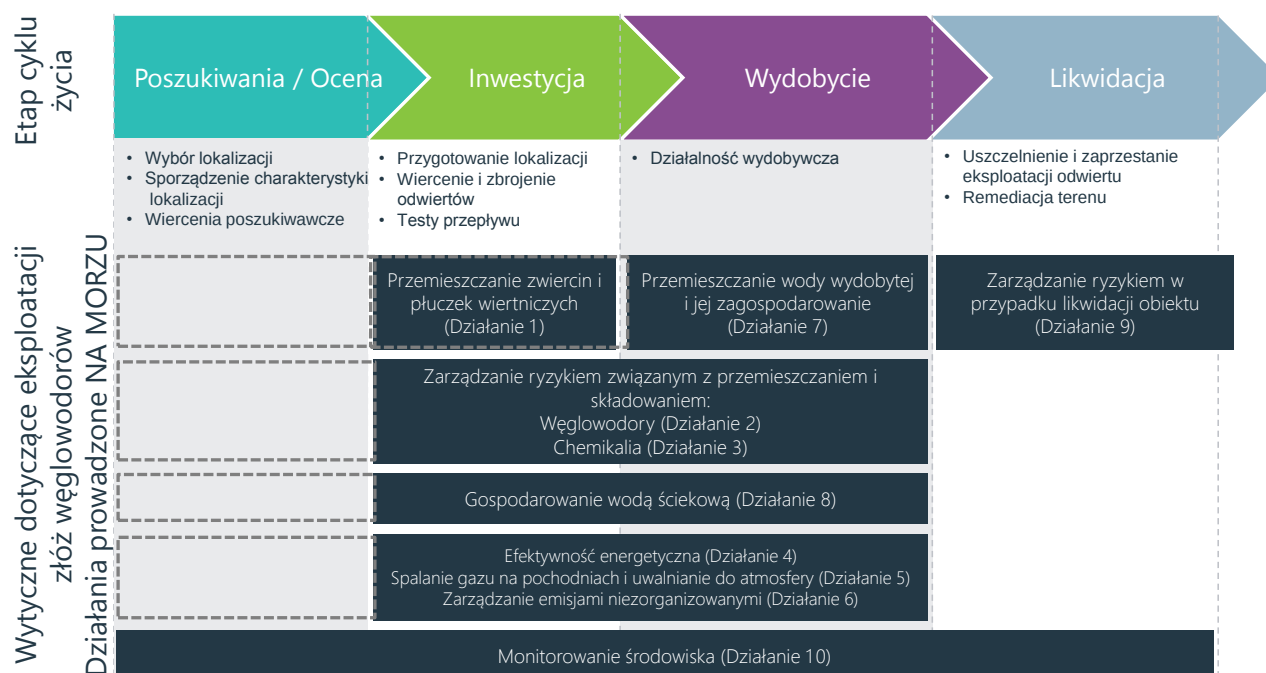
- **Rozwój** – Etap rozwoju obejmuje przygotowanie planu eksploatacji odkrytych złóż, obejmującego proponowaną liczbę odwiertów, wymagane obiekty i ich projekt oraz metody wywozu węglowodorów. Etap obejmuje również realizację tego planu w zakresie budowy i zamawiania obiektów na miejscu po ich zaprojektowaniu. W zależności od lokalizacji, wielkości i złożoności rozwoju etap ten może trwać przez dłuższy okres, zanim wydobywanie będzie mogło się rozpocząć.
- **Wydobywanie** – Wydobywanie to etap obejmujący wydobywanie węglowodorów na polu naftowym lub gazowym. W zależności od wielkości danych zasobów, etap ten może trwać od kilku lat do kilku dziesięcioleci i może mu towarzyszyć dalszy rozwój, jeżeli odkryte zostaną nowe obszary budzące zainteresowanie. Wydobywanie odbywa się zazwyczaj bez przerwy z udziałem personelu lub systemów automatycznych (lub jednego i drugiego) w zależności od wielkości, skali i rodzaju przedsięwzięcia.
- **Likwidacja** – Likwidacja obejmuje usunięcie obiektów i remediację terenu wykorzystywanego do wydobywania węglowodorów. Dotyczy to zazwyczaj obiektów morskich i w wytycznych faktycznie przewidziano likwidację jedynie w przypadku obiektów morskich. Obiekty służące do wydobywania ropy i gazu na morzu to często skomplikowane budowle, których rozbiórka wymaga znacznego nakładu pracy przy planowaniu i zajmuje wiele czasu. Likwidacja zasadniczo obejmuje zarządzanie ostatnim etapem eksploatacji infrastruktury obiektu, odwiertów i rurociągów – może oznaczać ponowne wykorzystanie, usunięcie lub pozostawienie ich na miejscu.

Rysunek 1.1 Cykl życia działalności prowadzonej na lądzie i działania, do których odniesiono się w wytycznych



Uwaga: linie przerywane oznaczają rodzaje działań prowadzonych na lądzie, ale do których nie odniesiono się w wytycznych

Rysunek 1.2 Cykl życia działalności prowadzonej na morzu i działania, do których odniesiono się w wytycznych



Uwaga: linie przerywane oznaczają działania prowadzone na morzu, do których nie odniesiono się w wytycznych

2. Zakres

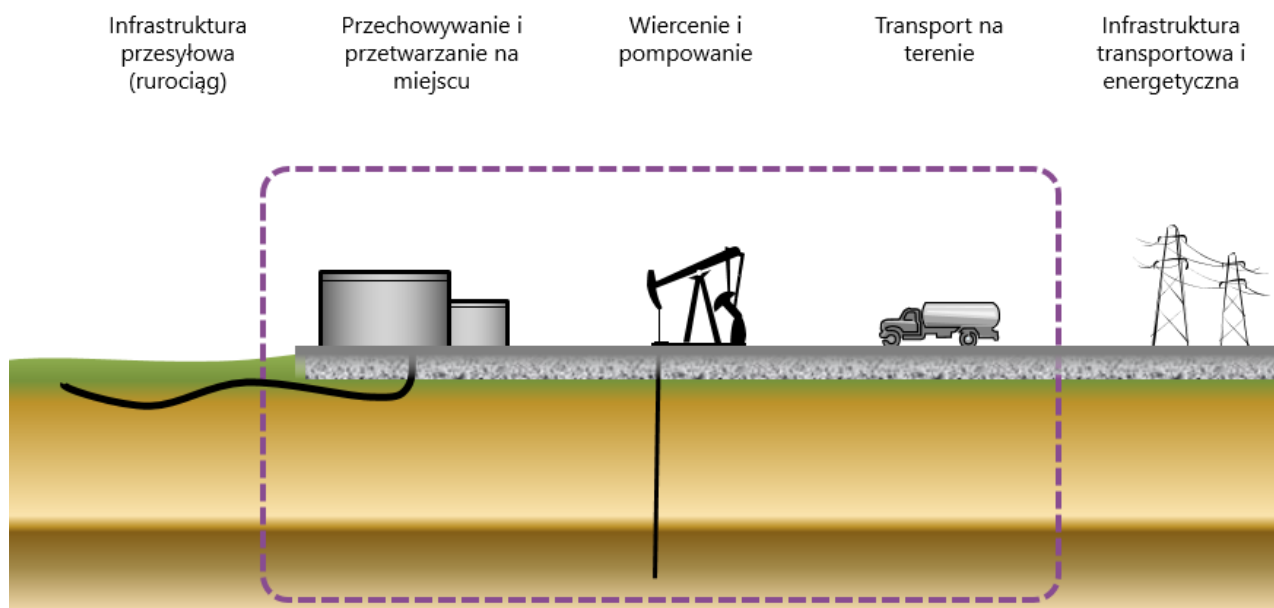
2.1 Działania objęte zakresem wytycznych

Zakres wytycznych uzgodniono we współpracy z techniczną grupą roboczą. Więcej informacji na temat technicznej grupy roboczej można znaleźć w unijnym rejestrze służącym przejrzystości⁴.

Rysunek 2.1 i rysunek 2.2 przedstawiają zakres wytycznych zobrazowany na wysokim poziomie pod względem działań, procesów i technologii. Wszystkie działania poza obrębem przerywanych czerwonych linii są wyłączone z zakresu wytycznych. W tabelach znajdujących się w niniejszej sekcji przedstawiono bardziej szczegółowo obiekty i działania objęte wytycznymi, jak uzgodniono na posiedzeniu technicznej grupy roboczej w październiku 2016 r.

W wytycznych skoncentrowano się na zagrożeniach i skutkach dla środowiska związanych z poszukiwaniem i wydobywaniem konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węglowodorów na lądzie i na morzu. Wytyczne nie obejmują żadnych działań prowadzonych na dalszym etapie, takich jak przetwarzanie ropy naftowej i gazu, a także nie obejmują transportu ropy, gazu lub innych zasobów do obiektów służących do wydobywania ropy i gazu, z tych obiektów i między nimi.

Rysunek 2.1 Zakres wytycznych dotyczący działań na lądzie



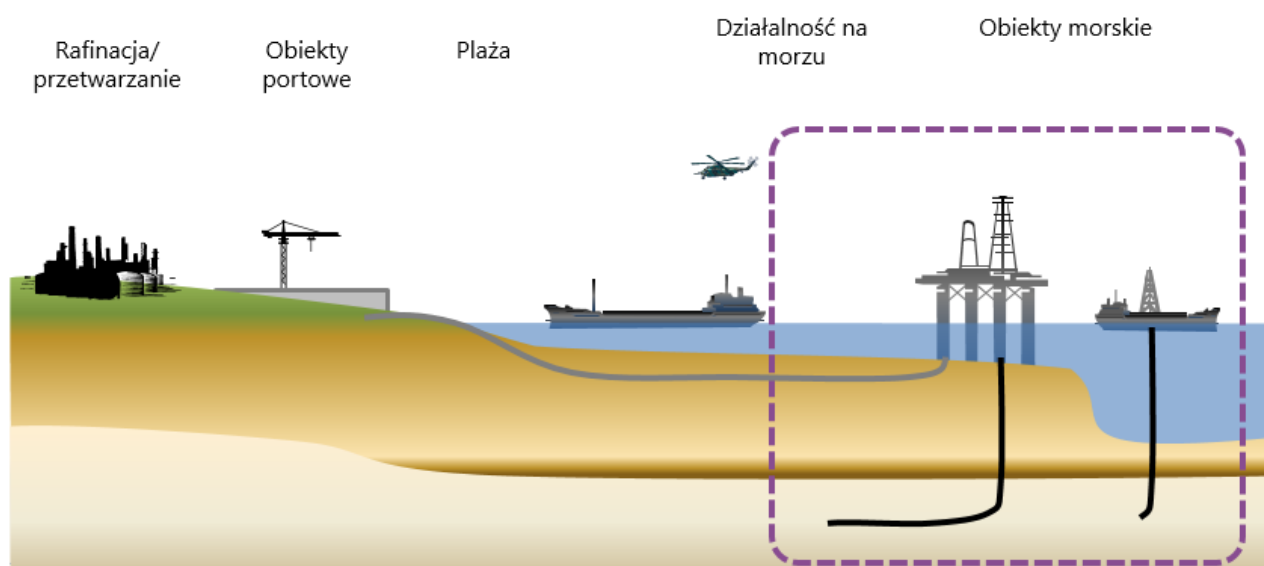
Jeżeli chodzi o działania na lądzie, tabela 2.1 przedstawia działania objęte wytycznymi.

⁴ <https://ec.europa.eu/transparency/regexpert/index.cfm?do=groupDetail.groupDetail&groupID=3348&Lang=PL>

Tabela 2.1 Działania na lądzie objęte wytycznymi

Numer działania	Nazwa działania
1	Wybór lokalizacji, charakterystyka, projektowanie i budowa obiektów powierzchniowych
2	Przemieszczanie chemikaliów i ich przechowywanie
3	Przemieszczanie węglowodorów i ich przechowywanie
4	Przemieszczanie zwiercin i płuczek wiertniczych
5	Przemieszczanie wody do testów hydrostatycznych i płynów stosowanych do celów zbrojenia odwiertu
6	Gospodarka węglowodorami i chemikaliami – stymulacja odwiertów w drodze szczelinowania hydraulicznego
7	Efektywność energetyczna
8	Spalanie gazu na pochodniach i uwalnianie do atmosfery
9	Zarządzanie emisjami niezorganizowanymi
10	Gospodarka wodna
11	Gospodarka wodna w przypadku szczelinowania hydraulicznego
12	Postępowanie z wodą wydobytą i jej zagospodarowanie
13	Monitoring środowiska

Rysunek 2.2 Zakres wytycznych dotyczący działań na morzu



Jeżeli chodzi o działania na morzu, tabela 2.2 przedstawia działania objęte wytycznymi.

Tabela 2.2 Działania na morzu objęte wytycznymi

Numer działania	Nazwa działania
1	Przemieszczanie zwiercin i płuczek wiertniczych
2	Zarządzanie ryzykiem związanym z przemieszczaniem węglowodorów i ich składowaniem
3	Zarządzanie ryzykiem związanym z przemieszczaniem chemikaliów i ich składowaniem
4	Efektywność energetyczna
5	Spalanie gazu na pochodniach i uwalnianie do atmosfery
6	Zarządzanie emisjami niezorganizowanymi
7	Postępowanie z wodą wydobytą i jej zagospodarowanie
8	Gospodarowanie wodą ściekową
9	Zarządzanie ryzykiem w przypadku likwidacji obiektu
10	Monitoring środowiska

2.2 Ogólne wyjaśnienia dotyczące zakresu

2.2.1 Priorytety prac technicznej grupy roboczej

Wytyczne opracowano na podstawie uwag technicznej grupy roboczej. Ponieważ techniczna grupa robocza dysponowała ograniczonym czasem i ograniczonymi zasobami i zważywszy, że istnieją już wytyczne i normy dotyczące szeregu kwestii ekologicznych, techniczna grupa robocza nie dążyła do wskazania najlepszej dostępnej techniki w odniesieniu do wszystkich kwestii ekologicznych. Grupa skoncentrowała natomiast swoje wysiłki na obszarach, w których istnieje wartość dodana (np. dostarczenie informacji na temat obiektów osiągających najlepsze wyniki), z możliwością przedstawienia w wytycznych odniesień do zewnętrznych źródeł zawierających istniejące informacje i wskazówki.

2.2.2 Pokrywanie się zakresu wytycznych z innymi materiałami, wytycznymi i prawodawstwem forów międzynarodowych

Wytyczne opracowano z myślą o uniknięciu powielania wysiłków włożonych w sporządzenie innych unijnych wytycznych lub dokumentów legislacyjnych, w szczególności dokumentu referencyjnego BAT (BREF) dotyczącego gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego i dokumentów referencyjnych BAT związanych z dyrektywą w sprawie emisji przemysłowych, np. w sprawie technik dotyczących dużych obiektów energetycznego spalania, unieszkodliwiania odpadów, efektywności energetycznej, rafinacji ropy naftowej i gazu, emisji ze składowania oraz wspólnego oczyszczania ścieków.

Istnieje również szereg różnych możliwości pokrywania się zakresu wytycznych z innymi przepisami. W szczególności obejmuje to: dyrektywę w sprawie bezpieczeństwa działalności na obszarach morskich i prace unijnej grupy organów ds. wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż podmorskich i dyrektywę Seveso III. Ponadto istnieją wyraźne powiązania z pracami wykonanymi w ramach grup takich jak te w ramach konwencji z Oslo i Paryża (konwencja OSPAR) i konwencji barcelońskiej. Grupy te działają niezależnie od UE, aczkolwiek UE i jej państwa członkowskie są zazwyczaj członkami takich grup. Stwierdzono jednak, że

informacje opracowane w ramach takich konwencji stanowią źródło wartościowej wiedzy, którą można wykorzystać w wytycznych.

W niniejszych wytycznych nie próbowano zawrzeć odniesień do wszystkich poszczególnych zewnętrznych wytycznych; stanowią one natomiast odrębny dokument, który należy dostosować do wszelkich innych istniejących wytycznych wskazanych przez techniczną grupę roboczą.

2.2.3 Potencjalny konflikt w sytuacjach, w których dostępne są istniejące podejścia polegające na ustalaniu celów

Podejścia polegające na ustalaniu celów stosuje się na przykład w niektórych państwach członkowskich oraz w ramach niektórych wielostronnych umów środowiskowych (np. konwencja OSPAR) i stanowią one jeden z głównych elementów dyrektywy w sprawie bezpieczeństwa działalności na obszarach morskich. Umożliwiają one elastyczne podejście do doboru technologii i systemów, aby spełnić normy bezpieczeństwa i normy dotyczące ochrony środowiska.

W niektórych przypadkach w wytycznych zamiast podejmowania prób samodzielnego wskazania najlepszej dostępnej techniki jedynie odniesiono się bezpośrednio do najlepszych dostępnych technik opracowanych w ramach takich wielostronnych umów środowiskowych (np. konwencji OSPAR).

2.2.4 Stosowanie technik wskazanych w wytycznych

W kontekście całego sektora węglowodorów charakter działalności związanej z wydobyciem węglowodorów oraz cechy charakterystyczne obiektów wykorzystywanych do działalności związanej z wydobyciem węglowodorów na lądzie i na morzu pod pewnymi względami się różnią, a pod pewnymi względami wykazują podobieństwa. Chociaż więc najlepsze podejście do zarządzania ryzykiem oraz najlepsza dostępna technika stosowane w jednym obiekcie mogą być podobne do stosowanych w innych obiektach, nie zawsze tak jest ze względu na różnice w lokalnym środowisku, geografii, charakterze węglowodorów, wieku obiektów itp.

Wskazane w wytycznych techniki zazwyczaj mają na ogół szerokie zastosowanie, co potwierdzają źródła referencyjne, w których opisano ich stosowanie, i co uzasadniają dane otrzymane od technicznej grupy roboczej. W sytuacji gdy techniki w znacznym stopniu odnoszą się do bardzo konkretnych przypadków, ich ograniczenia i związane z nimi niedogodności opisano w części ogólnej sekcji dotyczących poszczególnych działań. Może to na przykład oznaczać, że techniki mają zastosowanie do obiektów nowych, znacznie zmodyfikowanych i istniejących. Ostatecznie ustalają to organizacje zajmujące się wydobyciem ropy i gazu podejmujące dane działanie w porozumieniu z organem regulacyjnym. Jeżeli chodzi o istniejące aktywa i projekty, możliwości zastosowania technik zależą od wielu różnych ograniczeń dotyczących konkretnego miejsca oraz korzystnych czynników, takich jak lokalizacja geograficzna, warunki klimatyczne, rodzaj węglowodorów/złoża oraz skala prowadzonych działań. Znaczenie ma również etap operacji, opisany w sekcji 1.3.4 – jeżeli na przykład okres wydobycia jest dłuższy niż etap poszukiwania, może to wpłynąć na dobór środków i technik na potrzeby zarządzania ryzykiem.

2.2.5 Możliwość wystąpienia sprzeczności w sytuacji, gdy państwa członkowskie zakazują prowadzenia określonych działań

W niektórych państwach członkowskich niektóre działania objęto zakazem lub moratorium, w szczególności szczelinowanie hydrauliczne, w tym intensywne szczelinowanie hydrauliczne na lądzie (np. w łupkach). W wytycznych wydzielono techniki mające zastosowanie w sytuacji prowadzenia szczelinowania hydraulicznego i wyraźnie stwierdzono, że te części wytycznych nie mają znaczenia w przypadku państw członkowskich, w których taki zakaz obowiązuje.

2.2.6 Możliwy niekorzystny wpływ na bezpieczeństwo

Oczekuje się, że techniki i podejścia wskazane w niniejszych wytycznych zostaną zastosowane w sposób niezagrażający bezpieczeństwu i powinny zachowywać spójność z powiązanymi działaniami, aby zapewnić bezpieczeństwo. W wytycznych uwzględniono fakt, że wiele najlepszych podejść do zarządzania ryzykiem i najlepszych dostępnych technik ma znaczenie zarówno dla bezpieczeństwa, jak i ochrony środowiska, i że często stosuje się je w celu spełnienia wymogów w obu tych kwestiach.

2.2.7 Poprawa ochrony środowiska

Główną korzyścią dla środowiska wynikającą z niniejszych wytycznych jest wskazanie i przegląd najlepszych podejść do zarządzania i najlepszych dostępnych technik w kontekście działalności prowadzonej na lądzie i na morzu, na których sektor węglowodorów oraz organ regulacyjny mogą się opierać w ich pracy.

Wytyczne mają odzwierciedlać najlepsze spośród istniejących wyników i praktyk występujące w prawdziwych sytuacjach. Oparto je na bieżącej praktyce ustalonej w odniesieniu do działań i warunków geograficznych, w których sektor poszukiwania i wydobywania węglowodorów i gazu ma już ugruntowaną pozycję. W obszarach, w których unijny sektor węglowodorów znajduje się na stosunkowo wczesnych etapach rozwoju, np. w obszarze gazu łupkowego, cennymi źródłami wiedzy są informacje z państw, w których szerzej stosuje się techniki poszukiwawczo-wydobywcze, aczkolwiek rozpatrywano, czy techniki stosowane aktualnie poza UE nadają się do stosowania w sytuacji UE. Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem i najlepsza dostępna technika stosowane w obszarach, w których poszukiwanie i wydobywanie węglowodorów jest prowadzone od dziesięcioleci, mają duże szanse okazać się bardzo istotne w obszarach, w których poszukiwanie i wydobywanie węglowodorów jest prowadzone dopiero od niedawna.

2.2.8 Tolerancja ryzyka środowiskowego

W sektorze poszukiwania i wydobywania węglowodorów nie obowiązują obecnie żadne ogólnounijne wytyczne w zakresie „tolerancji ryzyka” szczególne dla ryzyka środowiskowego. Jeżeli chodzi o poważne awarie prowadzące do niezamierzonego uwolnienia węglowodorów do środowiska, domyślne kryteria tolerancji zazwyczaj odpowiadają kryteriom zagrożenia dla bezpieczeństwa oraz są zgodne z zasadą ograniczania ryzyka do możliwie najniższego poziomu, którego osiągnięcie jest w rozsądny sposób wykonalne (ALARP).

Aby wykazać ALARP, można zastosować zarówno podejście jakościowe, jak i ilościowe, przy czym kontekst podjętej decyzji i techniki oceny powinny zależeć od rodzaju działania, poziomów niepewności i wpływu zainteresowanych stron [1]. W przypadku bardziej złożonych sytuacji można dodatkowo posłużyć się zarówno analizą techniczną, jak i oceną kosztów i korzyści, w których można wykorzystać wskaźniki, aby uzyskać limity tolerancji ryzyka związanego z wypadkami śmiertelnymi w miejscu pracy, np. wskaźniki ryzyka indywidualnego w stosunku rocznym (IRPA) oraz ewentualnej utraty życia (PLL) [2,3]. Następnie porównuje się je z kosztami realizacji interwencji (pod względem zasobów ludzkich, rzeczowych i finansowych) mających na celu ograniczenie ryzyka, aby wykazać ALARP. Istnieje coraz więcej wskazówek odnoszących się do wykazywania możliwie najniższego poziomu ryzyka środowiskowego, którego osiągnięcie jest w rozsądny sposób wykonalne, w tym w odniesieniu do eksploatacji złóż na lądzie w Zjednoczonym Królestwie, przygotowywanych na podstawie opracowania *Guideline: Environmental Risk Tolerability for COMAH Establishments* (CDOIF, 2014) [4]. W stosownych przypadkach wskazówki te sporządzane są na podstawie kryteriów wynikających z zagrożenia dla bezpieczeństwa, jak również kryteriów szczególnych dla środowiska, takich jak ocena skutków (np. zastosowanie kryterium dotyczącego przewidywanego stężenia niepowodującego zmian w środowisku, PNEC lub LC50/3⁵). Ponadto zgodnie z dyrektywą w sprawie

⁵ LC oznacza stężenie śmiertelne (ang. Lethal Concentration).

odpowiedzialności za środowisko [5], w której podkreślono zasadę „zanieczyszczający płaci”, organizacje ponoszą winę za szkody wyrządzone środowisku naturalnemu i są odpowiedzialne za wszelkie koszty czynności zaradczych. W związku z tym organizacje mają motywację, aby aktywnie oceniać stwarzane przez siebie ryzyko środowiskowe i nim zarządzać, biorąc pod uwagę wysokość tych potencjalnych wydatków.

W niniejszych wytycznych nie zaproponowano konkretnych wskazówek odnośnie do tolerancji ryzyka środowiskowego i oczekuje się, że organ regulacyjny będzie nadal zarządzał tym obszarem według własnego uznania.

2.2.9 Uznawanie obowiązujących norm i wymogów technicznych w zakresie integralności aktywów

Zapewnianie integralności aktywów, np. poprzez stosowanie stosownych norm technicznych, stanowi kluczowy element ochrony środowiska. W wytycznych przedstawiono zarys elementów, które powinien zawierać projekt techniczny, a nie szczegółowe informacje, a w stosownych przypadkach określono poziomy lub wskaźniki efektywności środowiskowej (np. dla emisji konkretnych zanieczyszczeń), które należy osiągnąć, a także przykłady (niektórych) technik, które można zastosować w celu uzyskania tych poziomów efektywności, jednocześnie uznając, że czynniki specyficzne dla danego obiektu mają wpływ na realną efektywność środowiskową.

2.3 Dokumenty odniesienia dla sekcji 2

[1] OGUK, 2014. Guidance on Risk Related Decision Making, wyd. 2.

[2] UK Health & Safety Executive (HSE), 2001. Reducing risks, protecting people: HSE's decision-making process. Pobrane z <http://www.hse.gov.uk/risk/theory/r2p2.pdf>

[3] UK Health & Safety Executive (brak daty). HSE principles for Cost Benefit Analysis (CBA) in support of ALARP decisions. Pobrane z <http://www.hse.gov.uk/Risk/theory/alarpcba.htm>.

[4] Chemical and Downstream Oil Industries Forum (CDOIF), 2014. Guideline: Environmental Risk Tolerability for COMAH Establishments (Zjednoczone Królestwo), v2.

[5] Dyrektywa 2004/35/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 kwietnia 2004 r. w sprawie odpowiedzialności za środowisko w odniesieniu do zapobiegania i zaradzania szkodom wyrządzonym środowisku naturalnemu (dyrektywa w sprawie odpowiedzialności za środowisko).

Część druga: Podejścia do zarządzania ryzykiem

3. Podejścia do zarządzania ryzykiem w sektorze poszukiwania i wydobywania węglowodorów

3.1 Wprowadzenie

W niniejszej sekcji przedstawiono przegląd podejść do zarządzania ryzykiem stosowanych w sektorze poszukiwania i wydobywania węglowodorów, w tym strategii i procesów zarządzania ryzykiem oraz potencjalnym wpływem na środowisko naturalne. Przeglądu dokonano w znacznym mierze na podstawie doświadczeń sektora poszukiwania i wydobywania podziemnych złóż węglowodorów, ale podobne zasady mają zastosowanie również do złóż ropy i gazu na lądzie. W ramach tego przeglądu omówiono kontekst regulacyjny, streszczono podejścia przyjmowane przez organizacje na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym oraz podano przykłady podejść uznawanych w sektorze za dobre praktyki. Przegląd ten ma stanowić uzupełnienie innych sekcji niniejszych wytycznych oraz posłużyć do przedstawienia sposobu, w jaki podejścia do zarządzania ryzykiem są związane z wyborem BAT na etapie projektowania i działalności na poziomie obiektu.

Podejścia do zarządzania ryzykiem w sektorze poszukiwania i wydobywania węglowodorów to podejścia przyjmowane przez organizacje prowadzące działalność związaną z poszukiwaniem i wydobywaniem węglowodorów, aby zminimalizować prawdopodobieństwo i dotkliwość skutków awarii i incydentów środowiskowych, jak również rutynowej eksploatacji. Takimi podejściami są strategie na rzecz zapobiegania skutkom, ich wykrywania, kontrolowania i łagodzenia dzięki ograniczeniu ich skali lub częstotliwości występowania. Przyjęcie podejścia do zarządzania ryzykiem poprzedza uwzględnienie BAT, ponieważ słuszność ocen technicznych niezbędnych do wyboru BAT potwierdza się właśnie w kontekście kompleksowego procesu zarządzania ryzykiem.

3.2 Kontekst regulacyjny

Podejścia do zarządzania ryzykiem zagrożenia dla bezpieczeństwa i środowiska są stosowane w sektorze poszukiwania i wydobywania węglowodorów od kilkudziesięciu lat i uznawane za dobre praktyki przez organy prowadzące systemy regulacyjne oparte na ustalaniu celów. W ramach takich systemów na organizacjach prowadzących poszukiwania i eksploatację złóż węglowodorów spoczywa obowiązek realizacji celów w zakresie stałego zwiększania efektywności poprzez wdrażanie środków dostosowanych do ich szczególnego kontekstu organizacyjnego i operacyjnego. To odróżnia te systemy od regulacji normatywnych, za pośrednictwem których organy określają konkretne środki, których należy przestrzegać – jest to postawa czasami postrzegana jako ograniczająca możliwości i bodźce zachęcające do wprowadzania innowacji i aktywnego zarządzania ryzykiem. W kilku państwach członkowskich UE obowiązują jednak regulacje normatywne, często w połączeniu z elementami ustalania celów. W takim przypadku innowacje również mogą mieć miejsce, pod warunkiem że istnieje możliwość przekazywania specjalistycznej wiedzy między organizacjami prowadzącymi poszukiwania i eksploatację złóż węglowodorów a organem regulacyjnym. Zarówno podejście normatywne, podejście polegające na ustalaniu celów, jak i połączenie tych dwóch podejść uważa się za jednakowo słuszne pod względem zarządzania ryzykiem.

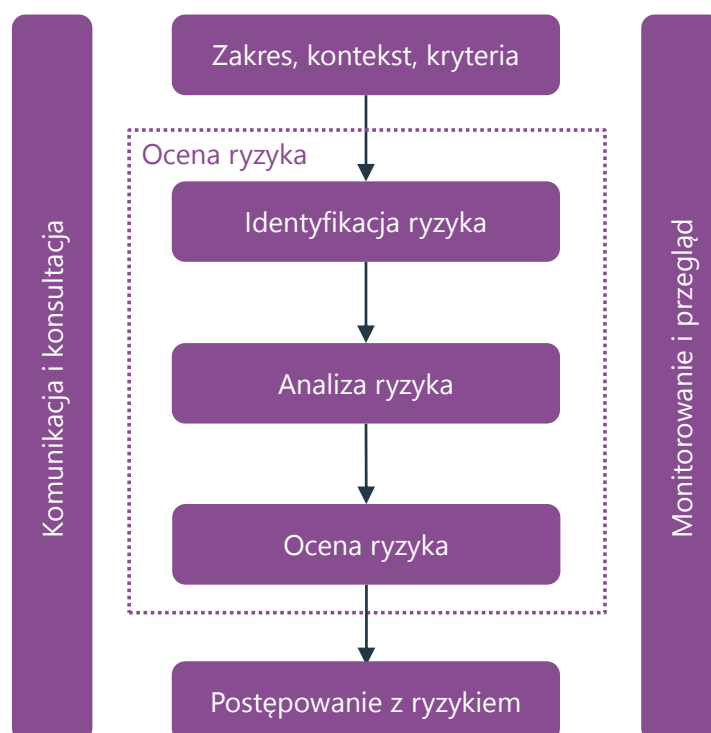
Najlepszy sposób zarządzania ryzykiem obejmuje uporządkowane i spójne podejścia do identyfikowania i oceniania ryzyka oraz zarządzania nim zgodnie z celami organizacji, a także szerszymi celami regulacyjnymi i ostatecznie celami społecznymi. W zasadzie ma on na celu: zidentyfikowanie wszystkich możliwych zagrożeń; dokładne scharakteryzowanie zagrożeń pod względem podstawowych przyczyn; dokonanie ostrożnych i świadomych szacunków ryzyka; uzyskanie oceny tolerancji ryzyka zgodnej z celami organizacji i celami regulacyjnymi; wprowadzenie ograniczeń mających na celu zapewnienie, aby ryzyko mogło zostać uznane przez organizację za akceptowalne.

W przypadku prac prowadzonych przez sektor węglowodorów, w dyrektywie w sprawie bezpieczeństwa działalności na obszarach morskich [1] (w odniesieniu do wydobywania na morzu) i dyrektywie Seveso III [2] (w odniesieniu do wydobywania na lądzie) szczególny nacisk położono na zarządzanie ryzykiem w celu ograniczenia ryzyka poważnych awarii (np. do możliwie najniższego poziomu, którego osiągnięcie jest w rozsądny sposób wykonalne, jeżeli koszty dalszego ograniczania ryzyka znacznie przewyższają korzyści). Podobną zasadą i zamiarem sektor kieruje się wobec zagrożeń dla bezpieczeństwa i środowiska, które nie spełniają kryteriów uznania ich za poważną awarię lub poważny incydent, ale mimo to mogą potencjalnie wyrządzić szkodę człowiekowi lub środowisku. W niniejszych wytycznych uwzględniono podejścia do zarządzania ryzykiem w odniesieniu do organizacji prowadzących działalność związaną z eksploatacją złóż zarówno na lądzie, jak i na morzu, nie tylko w zakresie ryzyka środowiskowego związanego z poważnymi awariami, ale również z awariami, które nie spełniają kryteriów uznania ich za „poważne” oraz odnoszące się do rodzajów ryzyka powstającego w trakcie rutynowej eksploatacji.

3.3 Ramy zarządzania ryzykiem

Zarządzanie ryzykiem jako dziedzinę regulują międzynarodowe normy i ramy, w tym *ISO 31000: 2018 Zarządzanie ryzykiem – Wytyczne* [3] (rysunek 3.1). To sprawia, że jest ona normą przydatną do opisu powszechnie stosowanych zasad i procesów zarządzania ryzykiem. Inne normy, takie jak *ISO 17776: 2016* [4] dotycząca przemysłu morskiego, stanowią również uzupełnienie normy *ISO 31000:2018*, przedstawiając szczegółowe wytyczne branżowe dotyczące zarządzania ryzykiem.

Rysunek 3.1 Proces zarządzania ryzykiem (ISO 31000:2018)



Chociaż proces zarządzania ryzykiem w takim kształcie, w jakim został opisany w normie ISO 31000, ma charakter korporacyjny (tj. odnosi się do całej organizacji), można w równym stopniu go stosować przy podejmowaniu decyzji w sprawie ryzyka specyficznego dla danej sytuacji, tak jak ma to miejsce w sektorze poszukiwania i wydobywania węglowodorów. Proces ten obejmuje następujące ogólne etapy i cele:

- Zakres, kontekst i kryteria – ten pierwszy istotny etap dotyczy stworzenia właściwego obrazu uwarunkowań poddawanych przeglądowi i określenia liczby zewnętrznych i wewnętrznych parametrów niezbędnej do wsparcia procesu podejmowania decyzji. Wiąże się to z ustaleniem zakresu działań organizacji związanych z zarządzaniem ryzykiem; jego zewnętrznego i wewnętrznego kontekstu; oraz wskazaniem kryteriów ryzyka, względem których można ocenić znaczenie ryzyka i jego tolerancję. W sektorze poszukiwania i wydobywania węglowodorów należą do nich na przykład:
 - ▶ kontekst korporacyjny – cele organizacji, role i obowiązki, wymagane zasoby i metody, kontekst sektorowy i regulacyjny, interesy kluczowych zainteresowanych stron;
 - ▶ zakres środowiskowy – czynniki specyficzne dla terenu obiektu, takie jak topografia, cechy obszaru lądowego lub morskiego, czynniki zewnętrzne, w tym naturalna zmiana środowiska i spowodowana przez człowieka, np. zmiana klimatu, bliskie sąsiedztwo skupiska ludności itp.;
 - ▶ zakres infrastruktury – parametry projektu obiektu, wymogi konstrukcyjne, ograniczenia eksploatacyjne, niebezpieczne materiały i procesy, interakcje z istniejącymi obiektami; oraz
 - ▶ kontekst ryzyka – cele i kryteria zarządzania ryzykiem zgodne z praktyką sektorową i oczekiwaniami społecznymi, mające na celu ustanowienie tolerancji ryzyka, względem której można następnie ocenić ryzyko poddane analizie, i ustalanie kryteriów definiowania zdarzeń, np. poważnych awarii oraz incydentów środowiskowych.
- Ocena ryzyka: element oceny ryzyka w zarządzaniu ryzykiem dotyczy identyfikowania, analizowania i oceniania ryzyka w określonym kontekście organizacyjnym i operacyjnym. Ocena ryzyka powinna obejmować wszystkie rodzaje ryzyka w systematyczny i całościowy sposób, w którym można uwzględnić na przykład usterki techniczne, błąd ludzki, błędy w oprogramowaniu oraz zagrożenia bezpieczeństwa. Ocena ryzyka składa się z następujących etapów:
 - ▶ identyfikacja ryzyka – identyfikacja ryzyka stanowi pierwszy etap oceny ryzyka, na którym stosuje się usystematyzowane podejście w celu uwzględnienia i opisanie wszystkich potencjalnych zagrożeń niezależnie od ich skali czy prawdopodobieństwa wystąpienia. Wynikiem powinien być wyczerpujący wykaz potencjalnych zagrożeń. Należy zauważyć, że w języku potocznym pojęcia „zagrożenie” i „ryzyko” są często (błędnie) używane zamiennie, natomiast w sektorze poszukiwania i wydobywania węglowodorów ryzyko jest kolokwialnie rozumiane jako miara znaczenia zagrożenia. W normie ISO 31000:2018 ryzyko określono formalnie jako wpływ niepewności na cele [3]. W związku z tym etap ten jest często nazywany w sektorze „identyfikacją zagrożenia”;
 - ▶ analiza ryzyka – analiza ryzyka wiąże się z jakościowym lub ilościowym przeglądem zagrożeń mającym na celu sprecyzowanie ich podstawowych przyczyn, prawdopodobieństwa, konsekwencji oraz istniejących barier służących ich całkowitemu unikaniu lub minimalizowaniu potencjalnych skutków. Ryzyko wynikające z zagrożenia oblicza się, wykorzystując prostą zależność:
$$\text{Risk} = \text{Likelihood of occurrence} \times \text{Consequence(s) of occurrence}$$
 - ▶ W analizie należy odpowiednio uwzględnić wszelkie założenia, ograniczenia i czynniki wrażliwości, które powinny zostać uważnie rozważone i jasno podane do wiadomości wraz z ustaleniami poczynionymi w ramach tej analizy. Można również dokonać klasyfikacji czynników ryzyka, aby zidentyfikować te o najwyższym priorytecie;
 - ▶ ocena ryzyka – ocenę ryzyka wykorzystuje się do porównania poziomu ryzyka ustalonego za pośrednictwem analizy ryzyka z kryteriami ustalonymi na początku procesu. Wynikiem tej oceny może być rozważenie dodatkowych środków lub barier w celu dalszego ograniczenia

ryzyka. Co do zasady decyzje wynikające z oceny podejmuje się zgodnie z celami organizacji, sektora i celami regulacyjnymi oraz na podstawie zewnętrznie przyjętych norm społecznych.

- Postępowanie z ryzykiem – chociaż pojęcie to nie należy do standardowej terminologii stosowanej w sektorze poszukiwania i wydobywania węglowodorów, postępowanie z ryzykiem ma zastosowanie w praktyce i dotyczy podejmowania dodatkowych kroków służących zarządzaniu ryzykiem. Postępowanie z ryzykiem może obejmować przeprowadzenie oceny kosztów i korzyści w celu ustalenia, czy należy wdrożyć dalsze środki zarządzania ryzykiem. To także na tym etapie identyfikuje się elementy mające wpływ na bezpieczeństwo i stan kluczowych zabezpieczeń dla środowiska oraz opracowuje normy efektywności do celów zarządzania ryzykiem operacyjnym, aby zapewnić nieprzerwaną integralność barier dla zagrożenia. Możliwości postępowania z ryzykiem obejmują również techniki uznawane za BAT, które opisano w sekcji 3.5. Ponadto należy uwzględnić „hierarchię łagodzenia” (zob. również sekcja 3.5).

Proces zarządzania ryzykiem będący przedmiotem normy ISO 31000 opiera się także na interakcjach między każdym z jego etapów oraz następujących elementach procesu:

- komunikacja i konsultacja – najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem dotyczą zapewniania komunikacji i konsultacji z wewnętrznymi i zewnętrznymi zainteresowanymi stronami, w tym sprawozdawczości z realizacji celów. Wewnętrznymi zainteresowanymi stronami mogą być decydenci mający szeroką perspektywę korporacyjną, autorytet w dziedzinie techniki oraz pełniący funkcje związane z zarządzaniem zmianą. Do zewnętrznych zainteresowanych stron mogą zaliczać się eksperci branżowi, osoby odpowiedzialne za wyznaczanie kierunków polityki oraz organizacje społeczeństwa obywatelskiego, których uwagi mogą pomóc w rozwinięciu branżowej i społecznej perspektywy w organizacjach;
- monitorowanie i przegląd – najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem obejmują okresowe i doraźne monitorowanie i przegląd mające na celu stałą poprawę. Monitoring może uwzględniać wskaźniki efektywności zarządzania ryzykiem oraz analizę porównawczą podejść względem zewnętrznego i wewnętrznego kontekstu organizacji. Obszarem zainteresowania może być na przykład wyciąganie wniosków z awarii, incydentów i zdarzeń potencjalnie wypadkowych lub identyfikowanie pojawiającego się ryzyka. Korzystanie z nieustannie aktualizowanego rejestru ryzyka jest jednym ze sposobów, w jaki wiele organizacji śledzi te środki służące ustawicznej poprawie.

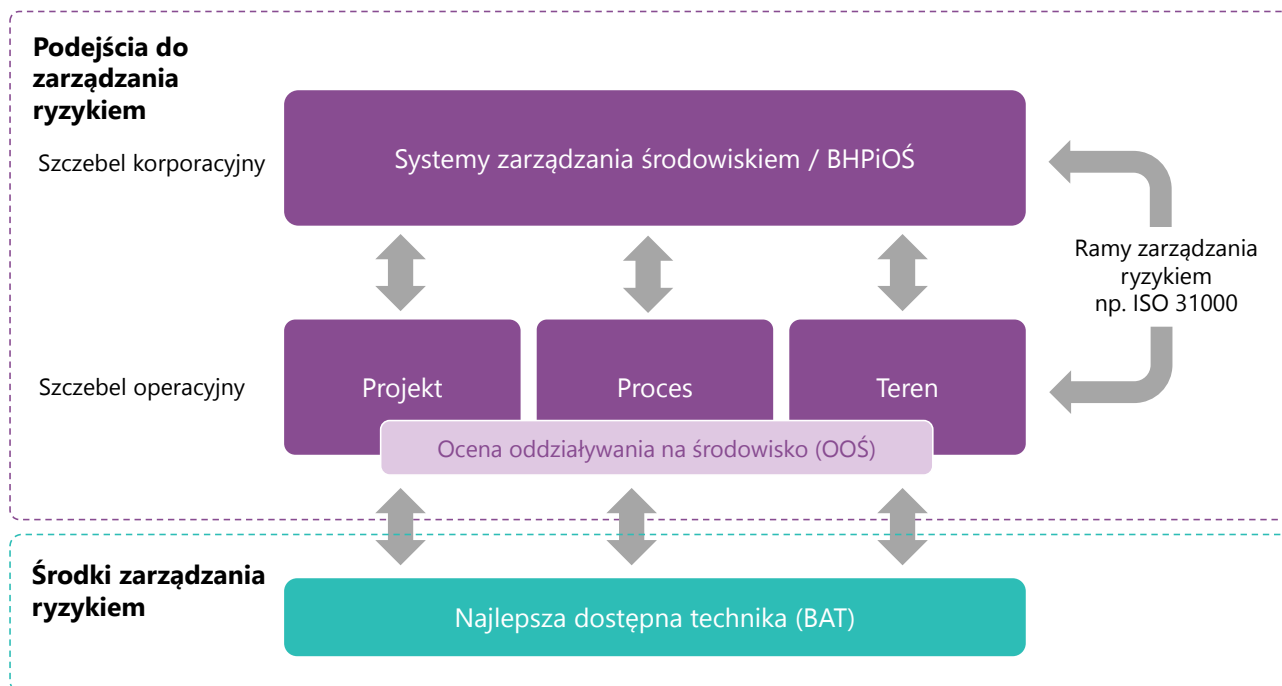
Konkretne przykłady podejść do zarządzania ryzykiem, które sektor poszukiwania i wydobywania węglowodorów może przyjąć na każdym z powyższych etapów w celu zastosowania w ramach zarządzania ryzykiem środowiskowym, przedstawiono w sekcji 3.5.

3.4 Zarządzanie ryzykiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym

3.4.1 Informacje ogólne

Najlepszy sposób zarządzania ryzykiem w sektorze poszukiwania i wydobywania węglowodorów oznacza, że organizacja przyjmuje podejście całościowe, aby zapewnić uwzględnienie ryzyka na wielu szczeblach organizacyjnych, jak również że jest ono osadzone w funkcjonującej i stale usprawnianej kulturze zarządzania ryzykiem. Na rysunku 3.2 przedstawiono przegląd wzajemnych relacji między zarządzaniem ryzykiem na różnych szczeblach organizacyjnych a BAT.

Rysunek 3.2 Podejścia do zarządzania ryzykiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym



Zasady zarządzania ryzykiem należy w pełni uwzględnić w korporacyjnych systemach zarządzania, w tym w elementach tych systemów zapewniających, aby dobre praktyki były stosowane na szczeblu operacyjnym, tj. w projektach, na terenie obiektów, w stosunku do infrastruktury oraz w ramach procedur operacyjnych. Ramy zarządzania ryzykiem określone w normie ISO 31000 obejmują szablon zarządzania ryzykiem na różnych szczeblach i można je dostosować w celu pełnego lub częściowego wykorzystania w zależności od specyficznych wymogów organizacyjnych. Ich zastosowanie uzupełnia szereg innych norm i podejść.

Na ogół wszelkie działania związane z poszukiwaniem i wydobywaniem węglowodorów powinny podlegać podejściom do zarządzania ryzykiem operacyjnym, w odniesieniu do których jako nadrzędne ramy przyjmuje się podejścia stosowane na szczeblu korporacyjnym. Na szczeblu operacyjnym oczekiwano by przeprowadzenia oceny ryzyka dla środowiska w przypadku wszystkich działań związanych z projektem, procesem lub obiektem (w tym ich terminów), aby określić właściwe środki zarządzania środowiskiem w odniesieniu do tych rodzajów działalności. BAT można zidentyfikować i określić tylko w kontekście podejść do zarządzania ryzykiem i w następstwie ich wdrożenia.

Ocena oddziaływania na środowisko (OOŚ) jest nadrzędnym i systematycznym środkiem oceniania wpływu na środowisko wynikającego z proponowanej zmiany (zob. poniżej). OOŚ umieszczono na rysunku 3.2, aby zilustrować jej związek z podejściami do zarządzania ryzykiem, w odniesieniu do których stanowi ona podejście operacyjne, potencjalnie mające zastosowanie do wszelkich rodzajów działalności związanych z projektem, procesem lub obiektem. Środki zarządzania ryzykiem mające zastosowanie na szczeblu operacyjnym obejmują BAT, które również można wykorzystać do OOŚ.

Podejścia do zarządzania ryzykiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym omówiono dokładniej w poniższych sekcjach.

3.4.2 Podejścia na szczeblu korporacyjnym

Zarządzanie środowiskiem na szczeblu korporacyjnym zazwyczaj reguluje grupa norm ISO 14000, które stanowią dla organizacji narzędzia do zarządzania jej odpowiedzialnością za środowisko. Na przykład w normie ISO 14001:2015 [5] wyznaczono ramy i kryteria, które organizacje mogą wykorzystać do opracowania i wdrożenia systemu zarządzania środowiskowego. W normie tej nie określono jednak wymogów dotyczących efektywności środowiskowej i jej celem nie jest kierowanie procesem zarządzania ryzykiem

konkretnej działalności ani aspektami środowiskowymi. W związku z tym organizacje muszą skorzystać z innych wytycznych branżowych jako podstawy określonych podejść do zarządzania ryzykiem środowiskowym (np. [6,7]) i określić kluczowe kwestie zewnętrzne i wewnętrzne istotne w ich kontekście, które mają wpływ na ich zdolność do osiągnięcia zamierzonych wyników przez system zarządzania środowiskowego.

Wiele organizacji branżowych zarządza ryzykiem środowiskowym w ramach zintegrowanego podejścia korporacyjnego, w którym uwzględniono bezpieczeństwo i higienę pracy oraz ochronę środowiska (BHPiOŚ). Takie podejście można wdrożyć jako system zarządzania BHPiOŚ składający się z polityki opracowywanej na wysokim szczeblu, wiążących ram oraz zbioru procedur wykonywania zadań, przy czym wszystkie te elementy są dostosowane do potrzeb organizacji. Oprócz zapewniania metody funkcjonowania systemu zarządzania BHPiOŚ są manifestacją zaangażowania organizacji w zarządzanie ryzykiem wynikającym z ich działalności oraz ustalania celów w tym zakresie zarówno dla własnej wewnętrznej korzyści oraz z punktu widzenia zewnętrznych zainteresowanych stron.

Chociaż zawartość systemów zarządzania BHPiOŚ jest zróżnicowana, często istnieje podobieństwo między systemami pod względem zawartych w nich elementów. Przykładowe elementy w ramach typowego systemu to między innymi:

- zaangażowanie i przywództwo – nakreślenie oczekiwań kadry kierowniczej wyższego szczebla i jej zaangażowanie w BHPiOŚ;
- polityki i cele – zbiór nadrzędnych założeń, zgodnie z którymi organizacja zamierza zarządzać BHPiOŚ;
- organizacja, zasoby i dokumentacja – struktura organizacji w zakresie BHPiOŚ oraz procesy i procedury, które mają zastosowanie do jej funkcjonowania;
- zarządzanie ryzykiem – sposób, w jaki organizacja zarządza ryzykiem BHPiOŚ w określonych sytuacjach (procesy, miejsca, infrastruktura, itp.);
- planowanie, wdrażanie, rejestracja i monitorowanie – sposób, w jaki zarządzanie BHPiOŚ jest planowane, wdrażane i analizowane; oraz
- audyt i przegląd – środki, za pomocą których ocenia się i stale poprawia wyniki BHPiOŚ, w tym kluczowe wskaźniki skuteczności działania (KPI), itp.

Zarówno cały system zarządzania BHPiOŚ, jak i wszelkie ujęte w nim informacje dotyczące zarządzania ryzykiem specyficznym dla danej sytuacji (np. procesy, tereny obiektów, infrastruktura) mogą być traktowane jako podejścia do zarządzania ryzykiem. Chociaż system zarządzania BHPiOŚ powinien określać kontekst dla starań organizacji w zakresie zarządzania ryzykiem, element systemu „Zarządzanie ryzykiem” powinien odnosić się do procesów technicznych, operacyjnych i organizacyjnych, które zapewniają skuteczne zarządzanie ryzykiem. To właśnie ten system łączy w sobie procedury i inne praktyczne środki (w tym BAT).

3.4.3 Podejścia na szczeblu operacyjnym

Zarządzanie ryzykiem operacyjnym opisuje podejścia, które organizacje stosują w ramach swojej bieżącej działalności. Wiele rodzajów działalności związanych z sektorem węglowodorów jest powszechnie znane jako niosące ze sobą ryzyko nieodłączne, a zatem wymagają strategii zarządzania dostosowanych do tego ryzyka. Podejścia do zarządzania ryzykiem operacyjnym mogą mieć zastosowanie do projektów, terenów obiektów lub określonych procesów. Mają one szczególne znaczenie na etapie projektowania, ponieważ właśnie wtedy możliwe jest wczesne zidentyfikowanie zagrożeń dla bezpieczeństwa i środowiska oraz ich „usunięcie” z projektu, ograniczając tym samym późniejsze obciążenie związane z zarządzaniem ryzykiem. Powinny być one jednak w równym stopniu uwzględniane przez cały operacyjny cykl funkcjonowania projektu, terenu obiektu lub konkretnego procesu.

Zarządzanie ryzykiem może być realizowane w ujęciu jakościowym, ilościowym lub na oba sposoby. Podejście jakościowe może np. opierać się na ekspertach branżowych, którzy określają prawdopodobieństwo wystąpienia danej awarii, natomiast w przypadku podejścia ilościowego można wykorzystać w tym celu statystyki zarejestrowanych awarii. Ogólnie rzecz biorąc, podejścia muszą dawać wystarczający poziom pewności, a rygor powinien odzwierciedlać złożoność i wielkość ryzyka. W przypadku złożonych systemów podejście jakościowe może nie być wystarczające do wykazania dopuszczalności/akceptowalności ryzyka, dlatego może być wymagane bardziej precyzyjne i ilościowe podejście. Kryteria wyboru podejścia obejmują „rodzaj działania” oraz „poziom zainteresowania podmiotów zewnętrznych”. Ostateczne decyzje dotyczące zastosowanych środków mogą być podejmowane na podstawie połączenia istniejących najlepszych praktyk, inżynierii i przestrzegania „zasady ostrożności” [8].

Ryzyko środowiskowe jest jednym z elementów ogólnego ryzyka i często nie jest rozpatrywane osobno, lecz w połączeniu z aspektami bezpieczeństwa, zdrowia, reputacji oraz aspektami finansowymi, jak przedstawiono w poniższych sekcjach. W dyrektywie w sprawie bezpieczeństwa działalności na obszarach morskich [1] i w dyrektywie Seveso III [2] uznaje się, że rodzaje ryzyka, które mogą mieć wpływ zarówno na ludzi, jak i na środowisko naturalne, w znacznym stopniu pokrywają się, a sektor uznaje również, że wiele tych samych środków zarządzania ryzykiem ma zastosowanie do obu rodzajów ryzyka. W praktyce można to zaobserwować np. w przypadku elementów mających wpływ na bezpieczeństwo i stan kluczowych zabezpieczeń dla środowiska (w przypadku obszarów morskich), które stanowią krytyczne bariery w zarządzaniu zarówno poważnymi awariami, jak i poważnymi incydentami środowiskowymi [1].

Stosowane obecnie w sektorze podejścia do zarządzania ryzykiem można dostosować do szeregu różnych czynników charakterystycznych dla danego obiektu, takich jak projekt, wiek itp. oraz do czynników charakterystycznych dla danej lokalizacji, takich jak klimat, geologia itp. Chociaż podejścia te mogą wskazywać na wybór środków dla jednego obiektu/lokalizacji, które niekoniecznie muszą być takie same jak środki dla innego obiektu/lokalizacji, powinny one służyć osiągnięciu równoważnego poziomu ambicji pod względem ochrony środowiska. Podejścia te nie służą narzuceniu konkretnych środków, raczej określeniu odpowiednich technik (np. środki zarządzania określonymi zanieczyszczeniami, wymogi w zakresie monitorowania itp.). Niektóre z tych technik lub wszystkie można uznać za najlepszą dostępną technikę.

Ponadto można brać pod uwagę wpływ na środowisko i stosownie nim pokierować w zależności od tego, czy jest on „planowany” czy „niezamierzony”. Planowany wpływ to taki, którego wystąpienia się oczekuje i w przypadku którego ryzyko musi być zminimalizowane zgodnie z przepisami. Taki wpływ obejmuje rutynowe zrzuty węglowodorów i chemikaliów oraz emisje do atmosfery. Wymogi w zakresie zgodności w odniesieniu do takiego wpływu są dostępne w domenie publicznej, a podejścia do zarządzania ryzykiem pełnią swoje funkcje na potrzeby identyfikacji odpowiednich zagrożeń i ułatwiania podejmowania decyzji dotyczących środków zarządzania nimi, w tym BAT.

Niezamierzony wpływ na środowisko odnosi się do uwolnień, których wystąpienia się nie przewiduje i które wynikają z awarii/incydentów. Organizacje mogą wyznaczyć sobie własne cele w zakresie zarządzania takim potencjalnym wpływem na środowisko, zgodnie z dobrą praktyką branżową, a także dążyć do zminimalizowania prawdopodobieństwa wystąpienia potencjalnie negatywnych skutków i ich dotkliwości. Ogólnie rzecz biorąc, oczekuje się, że organizacje zidentyfikują i opiszą tyle barier technicznych, operacyjnych i organizacyjnych, ile uznają za konieczne, aby wykazać, że ryzyko zostało ograniczone do akceptowalnego poziomu.

3.5 Przykładowe podejścia do zarządzania ryzykiem

3.5.1 Kontekst

Na poziomie operacyjnym można stosować różne podejścia do zarządzania ryzykiem w celu uwzględnienia zarówno planowanego, jak i niezamierzonego wpływu na środowisko. W niniejszej sekcji przedstawiono zarys niektórych powszechnie stosowanych podejść do zarządzania ryzykiem, które można uznać za mające

zastosowanie do jednego lub kilku etapów w ramach zarządzania ryzykiem. Warto zauważyć, że wiele z przedstawionych tu podejść obejmuje podobne etapy, ponieważ proces identyfikacji, analizy, oceny i eliminacji ryzyka jest zasadniczo podobny.

Podejścia do zarządzania ryzykiem w odniesieniu do wpływu na środowisko powinny zasadniczo opierać się na podejściu hierarchicznym, w ramach którego zagrożenia są albo całkowicie eliminowane, albo wprowadzane są środki z zakresu:

- zapobiegania – aby w pierwszej kolejności zapobiec zagrożeniom;
- wykrywania – aby w pierwszej kolejności powiadomić o rozwijającym się zagrożeniu;
- kontrolowania – aby zminimalizować stopień rozwijającego się zagrożenia;
- łagodzenia – aby zmniejszyć wpływ zagrożenia i możliwość jego dalszej eskalacji;
- reagowania – aby podjąć środki nadzwyczajne w celu ochrony personelu i środowiska; oraz
- rekultywacji – aby po zdarzeniu wdrożyć środki mające na celu rekultywację środowiska naturalnego.

Na rysunku 3.3 przedstawiono etapy procesu zarządzania ryzykiem oraz przykłady niektórych związanych z nimi podejść do zarządzania ryzykiem w kontekście sektora poszukiwania i wydobywania węglowodorów. Podejścia te uważa się za zgodne w przybliżeniu z przedstawionymi tu etapami, ale kilka z tych podejść można również zastosować na wielu etapach. Wiele z zastosowanych podejść można również wykorzystać w „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ” organizacji jako badania pomocnicze (zob. niżej).

Wytyczne branżowe w tym obszarze obejmują [9–15].

Rysunek 3.3 Proces zarządzania ryzykiem operacyjnym i przykładowe podejścia do zarządzania ryzykiem



3.5.2 Dokumentacja dotycząca BHPiOŚ

Zarządzanie działalnością związaną z poszukiwaniem i eksploatacją złóż węglowodorów jest równie niezbędne z punktu widzenia bezpieczeństwa, jak i ochrony środowiska, a zarządzanie ryzykiem w przypadku tych dwóch aspektów często się pokrywa. W dokumentacji ogólnie określanej mianem „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ” zawarto więc wiele wartościowych podejść do zarządzania ryzykiem w odniesieniu do danej operacji. W zależności od danej operacji i związanych z nią zagrożeń zakres i funkcjonalność dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ może służyć spełnieniu wewnętrznych lub zewnętrznych (np. regulacyjnych) wymogów. Rola organu regulacyjnego obejmuje kontrolę dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ w celu ustalenia, czy zawiera ona podejścia, które są proporcjonalne do występującego ryzyka oraz czy zmniejszają one ryzyko do dopuszczalnego poziomu.

Przykładem dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ dla obiektów narażonych na poważne zagrożenia na morzu jest sprawozdanie dotyczące „poważnych zagrożeń”, wymagane na podstawie dyrektywy w sprawie bezpieczeństwa działalności na obszarach morskich [1]. W odniesieniu do obiektów lądowych operatorzy tzw. obiektów o dużym ryzyku poważnych zagrożeń są zobowiązani do składania „raportów o bezpieczeństwie” na podstawie dyrektywy Seveso III [2]. Mimo że obiekty o „zwiększonym ryzyku” nie zostały uwzględnione w powyższych punktach, oczekuje się, że będzie w nich stosowana odpowiednia i aktualna dokumentacja dotycząca BHPiOŚ, obejmująca dokumenty, które łącznie przedstawiają ich podejście do zarządzania ryzykiem.

Celem sprawozdania o poważnych zagrożeniach/bezpieczeństwie jest przedstawienie działania systemu zarządzania BHPiOŚ organizacji w odniesieniu do konkretnej operacji. System pozwala określić zagrożenia związane z poważnymi awariami i ryzyko, na jakie narażony jest obiekt, opisując sposób zarządzania nimi i ich ograniczania (np. do możliwie najniższego poziomu, którego osiągnięcie jest w rozsądny sposób wykonalne). Zakłada on, że organizacja odpowiedzialna za operację posiada najbardziej dogłębną wiedzę i dlatego jest najlepiej przygotowana do samodzielnej oceny własnych procesów, procedur i systemów.

Innym ważnym aspektem przy opracowywaniu raportu o poważnych zagrożeniach/bezpieczeństwie jest zaangażowanie pracowników, niezbędne do głębszego zrozumienia i akceptacji zagrożeń i ryzyka przez organizację. Czynniki ludzkie w dużej mierze decydują o sposobie prowadzenia działalności na morzu na poziomie poszczególnych zadań, w związku z czym sektor węglowodorów poczynił pewne kroki w kierunku opracowania wytycznych dotyczących doskonalenia w tym obszarze, w tym szkoleń w odniesieniu do sytuacji awaryjnych (np. [16-19]).

W odniesieniu do obszarów morskich wymóg sporządzenia sprawozdania dotyczącego poważnych zagrożeń jest często ujęty w „dokumencie BHPiOŚ”, co uznano za najlepszą praktykę międzynarodową dla tego typu demonstracji. Oprócz ich szerokiego zastosowania w sektorze węglowodorów, dokumenty BHPiOŚ i ich odpowiedniki są szeroko stosowane w innych sektorach, w tym w przemyśle obronnym, lotniczym i jądrowym. Poniżej przedstawiono przykładową treść dokumentu BHPiOŚ [20] z zaznaczonymi obszarami ukierunkowanymi na ochronę środowiska:

- wprowadzenie – podsumowanie celów, zakresu, „względów bezpieczeństwa”, przeglądu i własności w odniesieniu do dokumentu BHPiOŚ oraz przeglądu głównych części;
- opis obiektu – informacje opisujące obiekt w celu wykazania, że projekt i filozofia działania są zgodne z systemem zarządzania BHPiOŚ, a także w celu zapewnienia kompleksowego kontekstu dla analizy zagrożeń;
- opis systemu zarządzania BHPiOŚ – przegląd metod zarządzania zdrowiem, bezpieczeństwem i środowiskiem w organizacji, obejmujący politykę, cele, organizację, obowiązki, procedury i normy efektywności.

W tym rozdziale dokumentu dotyczącego BHPiOŚ należy zamieścić linki do określonych procesów, aby zapewnić, między innymi, kompetencje personelu i szkolenia z działania systemów. Stanowią one kluczowe bariery organizacyjne dla zarządzania ryzykiem;

- zarządzanie ryzykiem – szczegółowy i systematyczny przegląd wszystkich zagrożeń i związanych z nimi wiarygodnych awarii i incydentów środowiskowych oraz wykazanie, że ryzyko wystąpienia poważnych zdarzeń jest ograniczone do możliwie najniższego poziomu, którego osiągnięcie jest w rozsądny sposób wykonalne. Jest to poparte szeregiem technicznych badań pomocniczych, szczególnie w zakresie analizy skutków zagrożeń i ryzyka, np. ilościową analizą ryzyka (QRA).

W tym rozdziale dokumentu BHPiOŚ należy zamieścić linki do konkretnych ocen ryzyka dotyczących zarządzania środowiskiem, w tym identyfikacji zagrożeń dla środowiska (sekcja 3.5.7).

W rozdziale lub rozdziałach poświęconych zarządzaniu ryzykiem danego dokumentu BHPiOŚ zazwyczaj znajduje się odniesienie do szeregu podejść do zarządzania ryzykiem opisanych w niniejszej sekcji, jak pokazano na rysunku 3.3;

- reagowanie w sytuacjach wyjątkowych – procesy stosowane w ramach reagowania w sytuacjach wyjątkowych, w tym ratowanie i przywracanie do zdrowia personelu, oraz odpowiednie środki reagowania w przypadku poważnej awarii lub incydentu środowiskowego. Obejmuje to środki natychmiastowego reagowania na wyciek węglowodorów oraz systemy zarządzania kryzysowego w zakresie ról i obowiązków organizacji i stron trzecich.

W tym rozdziale dokumentu BHPiOŚ należy zamieścić linki do konkretnych ocen i procedur odnoszących się do planu awaryjnego na wypadek wycieku (sekcja 3.5.13);

- monitorowanie wyników – szczegółowe informacje na temat sposobu zapewnienia skuteczności działania elementów kluczowych dla bezpieczeństwa i środowiska, w tym niezależnej weryfikacji, okresowych kontroli i audytu.

W tym rozdziale dokumentu BHPiOŚ należy zamieścić linki do systemu planowej konserwacji, norm efektywności i niezależnej weryfikacji elementów kluczowych dla bezpieczeństwa i środowiska (zob. sekcja 3.5.11 dotycząca integralności operacyjnej).

W przypadku działań wysokiego ryzyka kluczowe wytyczne branżowe w tym obszarze obejmują [21–31].

3.5.3 Środowiskowe badanie podstawowe

Przeprowadzenie środowiskowego badania podstawowego stanowi minimalny wymóg w przypadku złóż węglowodorów, zarówno z technicznego, jak i regulacyjnego punktu widzenia. Jego celem jest ustalenie kontekstu poprzez uzyskanie informacji i danych na temat podstawowych warunków środowiskowych, kluczowych cech i czynników wrażliwości. Rozpoczęcie projektu często wiąże się z koniecznością przeprowadzenia podstawowego badania, które może stanowić źródło odniesienia w miarę kontynuowania realizacji projektu i po jego zakończeniu, w celu zrozumienia, w jaki sposób działania operacyjne mogły wpłynąć na poziom bazowy. Środowiskowe badanie podstawowe można przeprowadzić jako niezależne badanie, które następnie można włączyć do OOŚ (zob. poniżej). To z kolei może być związane z regulacyjnymi procesami wydawania pozwoleń i zgód na etapie zatwierdzania przedsięwzięcia (np. zgodnie z wymogami dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych [32]).

Środowiskowe badania podstawowe powinny uwzględniać gatunki i siedliska na danym obszarze, w tym kluczowe ścieżki i odbiorniki środowiskowe, w tym:

- glebę i podłoże skalne;
- hydrologię i hydrogeologię (w tym wody powierzchniowe i gruntowe);
- warunki powietrzne i atmosferyczne;
- sejsmiczność i osiadanie terenu;

- hałas;
- ekologię i różnorodność biologiczną;
- oceanografię;
- dziedzictwo archeologiczne;
- wartości społeczne i kulturowe;
- kwestie związane z krajobrazem oraz
- inne wartości komercyjne tego obszaru.

Czynniki wrażliwości środowiskowej obszaru wokół obiektu należy poddać ocenie przed, w trakcie i po zakończeniu działań w ramach programu monitoringu środowiska opartego na analizie ryzyka. Z perspektywy zarządzania ryzykiem jako dokument odniesienia do obiektywnej oceny charakteru i zakresu potencjalnego lub obserwowanego wpływu na środowisko wykorzystuje się środowiskowe badanie podstawowe. Na początku projektu stanowi ono wkład do kryteriów wyboru terenu i oceny ryzyka. Można je również wykorzystać do zaplanowania najbardziej odpowiedniej reakcji na zarządzanie potencjalnym incydem środowiskowym.

Przykładowo w przypadku eksploatacji złóż na lądzie, w wytycznych dla UK Onshore Oil and Gas (UKOOG) [33] popiera się podstawowy program monitorowania inwestycji na lądzie i przedstawia ramy oparte na analizie ryzyka, które obejmują zalecenia monitorowania konkretnego terenu, pobierania próbek, przeprowadzania testów i analiz naukowych przed, w trakcie i po zakończeniu projektu. W tym zaleca się rozpoczęcie od koncepcyjnego modelu terenu (CSM) jako podstawy do identyfikacji rodzajów ryzyka środowiskowego i ich charakterystyki (np. dla wody, powietrza, gleby, różnorodności biologicznej [34]). Monitoring środowiska powinien być prowadzony przez cały czas trwania prac i zapewniać bieżące informacje na temat zmieniających się warunków środowiskowych.

3.5.4 Ocena oddziaływania na środowisko (OOŚ)

OOŚ jest procesem oceny wpływu na środowisko wynikającego z proponowanej inwestycji i określenia środków zarządzania mających na celu uniknięcie lub zminimalizowanie tego wpływu. OOŚ stanowi źródło informacji dla decydentów i okazję do zidentyfikowania kluczowych kwestii i zainteresowanych stron na wczesnym etapie wdrażania proponowanej inwestycji, tak aby można było zaradzić potencjalnemu negatywnemu wpływowi przed zatwierdzeniem projektu.

Zastosowanie OOŚ jako globalnej metodyki zostało sformalizowane poprzez stopniowe wprowadzanie krajowych przepisów ustawowych i wykonawczych. W niektórych przypadkach jest to wspierane na szczeblu politycznym, na którym ustanawia się systemy zinstytucjonalizowanych procedur w celu zapewnienia, aby wszystkie proponowane zmiany fizyczne, potencjalnie szkodliwe dla środowiska, były oceniane przed wydaniem zezwolenia i ewentualnym wdrożeniem. Dyrektywa w sprawie OOŚ [35] stanowi główny czynnik zapewniający przeprowadzanie OOŚ w UE, zgodnie z którym (art. 3) określa się, opisuje i ocenia bezpośrednie i pośrednie skutki przedsięwzięcia dla następujących elementów:

- a) ludność i zdrowie ludzkie;
- b) różnorodność biologiczna, ze szczególnym uwzględnieniem gatunków i siedlisk chronionych na mocy dyrektywy siedliskowej 92/43/EWG [36] i dyrektywy ptasiej 2009/147/WE [37];
- c) grunty, gleby, wody, powietrze i klimat;
- d) dobra materialne, dziedzictwo kulturowe i krajobraz oraz
- e) oddziaływanie między elementami, o których mowa w lit. a)–d).

W ramach OOS w sektorze poszukiwania i wydobywania węglowodorów wykorzystuje się zorganizowany proces uzyskiwania i oceny informacji o środowisku, który obejmuje następujące etapy:

- przedstawienie przeglądu odpowiednich uwarunkowań prawnych i regulacyjnych;
- opisanie proponowanych zmian i rozważanych rozwiązań alternatywnych, w tym szacunków dotyczących emisji i zrzutów;
- opisanie kontekstu środowiskowego (np. środowiskowego badania podstawowego – zob. powyżej);
- porównanie kontekstu środowiskowego z proponowanymi działaniami w celu określenia potencjalnych oddziaływań środowiskowych (i społecznych), przy użyciu narzędzi (np. modelowanie środowiskowe) w zależności od potrzeb oraz
- opracowanie planu zarządzania środowiskiem i jego monitorowania, w którym określono i opracowano środki zarządzania czynnikami ryzyka środowiskowego i monitorowania tych czynników.

Z tego spisu treści wynika, że w procesie OOS występują podobne etapy, jak w ramach zarządzania ryzykiem, w których ustala się kontekst, identyfikuje zagrożenia, analizuje i ocenia ryzyko oraz wdraża się i poddaje przeglądowi środki zaradcze. Z jednej strony OOS jest kluczowym podejściem do zarządzania ryzykiem stosowanym w celu ustalenia kontekstu dla proponowanej zmiany, ale OOS jest również ważna z punktu widzenia oferowanej przez nią analizy ryzyka i określonych w niej środków zarządzania ryzykiem.

W tabeli 3.1 przedstawiono przykładowe stwierdzenia, które mogą pojawić się w planie gospodarki odpadami w ramach OOS.

Tabela 3.1 Przykładowe stwierdzenia z „Filozofii inżynierskiej” lub „Planu zarządzania OOS” dotyczące morskich jednostek pływających

Gospodarowanie odpadami

Dane ogólne

Cała gospodarka odpadami musi spełniać wymagania odpowiednich przepisów i regulacji dotyczących odpadów niebezpiecznych oraz lokalnych regulacyjnych wytycznych dotyczących unieszkodliwiania odpadów.

Odpady gnijące

Zrzuty odpadów ograniczają się do pozostałości żywności i ścieków.

Odprowadzanie ścieków i usuwanie pozostałości żywności będzie zgodne z wymogiem zawartym w załączniku IV do konwencji MARPOL; przed usunięciem zostaną one zmacerowane do średnicy mniejszej niż 25 mm.

Żadne ścieki ani odpady gnijące nie będą odprowadzane w promieniu 12 mil morskich od jakiegokolwiek lądu.

Ścieki są macerowane do małych rozmiarów cząsteczek i poddawane obróbce w celu zneutralizowania bakterii.

Odpady stałe

Wszystkie inne odpady należy przechowywać na terenie obiektu w celu ich odpowiedniego trwałego składowania na lądzie (tj. wszystkie odpady komunalne, odpady stałe, z tworzyw sztucznych i z prac konserwacyjnych).

Wszystkie pojemniki na odpady powinny być zamknięte (tzn. z pokrywą lub siatką), aby zapobiec ich wpadaniu do morza.

Zużyte oleje i smary należy bezpiecznie składować w pojemnikach i odesłać na ląd po zakończeniu kampanii zbrojenia.

Odpady niebezpieczne

Wszystkie odpady niebezpieczne są dokumentowane, śledzone i oddzielane od innych strumieni odpadów operacyjnych.

Prowadzony będzie kompletny spis wszystkich chemikaliów, aby w przypadku wycieku na terenie obiektu znajdowała się wystarczająca ilość odpowiednich materiałów odzyskanych (tj. karty charakterystyki, procedury etykietowania i przemieszczenia).

Inne

Wszelkie ścieki z pokładów i obszarów prac są zbierane w zamkniętym systemie kanalizacyjnym i przetwarzane przez system oddzielania oleju od wody.

Żadne ścieki ani odpady gnilące nie będą odprowadzane w promieniu 12 mil morskich od jakiegokolwiek lądu.

System oczyszczania ścieków na jednostce pływającej zapewnia rozdrobnienie cząstek zawartych w ściekach do małych rozmiarów cząsteczek i poddanie oczyszczaniu w celu neutralizacji bakterii.

Odpady komunalne, takie jak puszki, szkło, tworzywo sztuczne i papier nie będą zrzucane do morza.

Obiekt będzie oddalony od wszelkich obiektów wrażliwych, takich jak zaludnione ośrodki.

Aby określić środki potencjalnego zapobiegania oddziaływaniu na środowisko i łagodzenia jego skutków w różnych sytuacjach, można zastosować „hierarchię łagodzenia”. Hierarchia łagodzenia, stworzona pierwotnie w ramach Międzysektorowej Inicjatywy na rzecz Różnorodności Biologicznej (CSBI) w celu zarządzania różnorodnością biologiczną, jest dostosowana do wielu sytuacji, w których mogą wystąpić potencjalnie negatywne skutki. Hierarchia łagodzenia obejmuje [34]:

1. eliminowanie – wyeliminowanie lub zmodyfikowanie całości lub części projektu, aby całkowicie uniknąć negatywnego wpływu projektu na środowisko. Wprowadzenie kontroli mających na celu zapobieganie niezamierzonym zdarzeniom;
2. zapobieganie – stosowanie środków lub technik mających na celu zapobieganie negatywnemu wpływowi projektu na środowisko;
3. minimalizowanie – ograniczenie rozmiaru tych negatywnych skutków, których nie można uniknąć zmieniając harmonogram, lokalizację lub układ fizyczny projektu, wprowadzając kontrole w celu zminimalizowania emisji, modyfikując wykorzystanie infrastruktury projektu, budując infrastrukturę lokalną, przepustowość, itp. Zdolność do reagowania w sytuacjach awaryjnych w przypadku niezamierzonych zdarzeń;
4. rekultywację – zastosowanie środków rekultywacyjnych w odniesieniu do zasobów naturalnych, społecznych i kulturowych, które zostały zniszczone przez nieuniknione skutki projektu. Plany odbudowy w przypadku niezamierzonych zdarzeń;
5. kompensację – w przypadku gdy żadne z powyższych podejść nie jest wykonalne, kompensowanie skutków projektu poprzez, np., rekompensowanie strat/szkód w innej lokalizacji, zapewnienie środków finansowych, usług lub innych form rekompensaty.

W odniesieniu do każdego aspektu środowiskowego badanego w ramach procesu OOŚ należy ocenić wszystkie opcje zarządzania w celu określenia najbardziej odpowiednich działań. Przykłady aspektów środowiskowych istotnych dla działalności związanej z poszukiwaniem i wydobywaniem węglowodorów to:

- źródła punktowe i emisje niezorganizowane do powietrza;
- zrzuty do wód powierzchniowych i gruntowych;
- produkowane odpady, w tym odpadowe płuczki wiertnicze, zwierciny, płyn zwrotny, kamień radioaktywny i osady oraz gazy odlotowe;
- woda wydobyta;
- hałas; oraz
- niezamierzone uwolnienie węglowodorów lub chemikaliów.

Ponadto kluczową kwestią przy przeprowadzaniu OOŚ jest jak najszybsze zaangażowanie zainteresowanych stron w wymianę informacji na temat proponowanych działań oraz zrozumienie i uwzględnienie kontekstu społecznego jako części procesu. Zainteresowane strony mogą być zaangażowane również w trakcie i po zakończeniu prac, w zależności od charakteru proponowanych rodzajów działań. W skład zainteresowanych stron mogą wchodzić inni użytkownicy środowiska, agencje rządowe, w tym organy odpowiedzialne za planowanie lokalne, organ regulacyjny, grupy szczególnych interesów i opinia publiczna.

3.5.5 Proces projektowania technicznego

Projekt techniczny infrastruktury do poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów stanowi kluczową część ogólnego podejścia organizacji do zarządzania ryzykiem. Najlepszy sposób zarządzania ryzykiem z perspektywy projektu technicznego oznacza, że organizacja przyjmuje aktywne podejście do identyfikacji bezpieczeństwa i zagrożeń dla środowiska i zarządzania nimi. Projekt techniczny powinien zatem obejmować również przepisy dotyczące bezpieczeństwa pasywnego w projektowaniu oraz zarządzania zagrożeniami dla środowiska.

W przypadku nowych obiektów oraz modyfikacji już istniejących, do kierowania procesem projektowania stosuje się przepisy, kodeksy i normy dotyczące projektowania technicznego wraz z ekspertyzą techniczną. Dostępny jest także szereg dodatkowych branżowych wytycznych projektowych. Proces projektowania technicznego musi gwarantować, że projekt spełni określone kryteria najlepszych praktyk, tak aby mógł funkcjonować przez cały okres realizacji. W związku z tym projekty mogą być opracowywane zgodnie z harmonogramem „przepływu pracy w zakresie integralności”, który zapewnia uwzględnienie kluczowych zagrożeń na odpowiednich etapach projektu. W przypadku modyfikacji obiektu projekt powinien być zoptymalizowany, ale zgodny z istniejącą infrastrukturą.

Techniczna „podstawa projektu” to podsumowanie specyfikacji funkcjonalnych dla wszystkich aspektów technicznych, w tym czynników środowiskowych. Niniejszy dokument działa w połączeniu z tzw. „filozofiami” w odniesieniu do różnych wymagań, w tym obsługi i konserwacji, kontroli, uruchamiania i rozruchu, itp. w celu osiągnięcia zintegrowanego podejścia do projektowania i zarządzania ryzykiem. W skład takich filozofii wchodzi filozofia środowiskowa, która obejmuje kluczowe zobowiązania w zakresie zarządzania w takich obszarach jak: energia, odpady, emisje i zrzuty (zob. przykład w tabeli 3.1). Wiele z zasad projektowania stosowanych do celów zarządzania czynnikami ryzyka dla bezpieczeństwa ludzi ma również zastosowanie do czynników ryzyka środowiskowego, ponieważ obejmują one zapewnienie integralności systemów, które w przypadku awarii mogłyby stanowić zagrożenie zarówno dla życia ludzkiego, jak i środowiska. Zarządzanie bezpieczeństwem ma zatem istotne znaczenie dla zarządzania środowiskowego, ponieważ środki zarządzania w obu przypadkach często nakładają się na siebie. Środki takie obejmują środki istotne dla bezpieczeństwa procesów, zapobiegania stratom i bezpieczeństwa funkcjonalnego (tj. objęte normami IEC EN 61508 i 61511 [38,39]).

Dyscypliny inżynierii odpowiadają za zarządzanie środowiskowe w ramach ich kompetencji przy sporządzaniu projektu oraz za decyzje dotyczące takich kwestii, jak efektywność energetyczna (np. dyscypliny technologiczne/mechaniczne), zarządzanie chemikaliami (np. dyscypliny zapewniania materiałów/przepływu) oraz zapobieganie wyciekom i bariery (np. dyscypliny procesowe/dyscypliny dotyczące rur i ich układania). Inżynieria środowiskowa funkcjonuje we wszystkich powyższych obszarach, zapewniając minimalne normy, promując najlepsze praktyki i wspierając podejścia do zarządzania ryzykiem o szczególnym znaczeniu dla projektów. Również od innych specjalistów, w tym specjalistów posiadających wiedzę w dziedzinach istotnych dla projektu, takich jak chemia produkcyjna oraz bezpieczeństwo, higiena pracy i ochrona środowiska, często oczekuje się, że wniosą swój wkład.

Etap zagospodarowania węglowodorów obejmuje zapewnienie zarządzania zmianami w przypadkach, gdy nowe informacje są ujawniane podczas projektowania technicznego lub budowy obiektów. W ramach procesu zarządzania zmianami można wskazać wszelkie warunki, które są niezgodne ze wstępną charakterystyką obiektu, projektem lub innymi działaniami, oraz zapewnić mechanizm umożliwiający uwzględnienie tych ustaleń i wdrożenie usprawnień operacyjnych.

3.5.6 Specjalistyczne badania techniczne

Wybór i wykonanie odpowiednich badań technicznych można uznać za podejście do zarządzania ryzykiem przyjęte przez organizację na każdym z etapów ram zarządzania ryzykiem. Celem takich badań jest dostarczenie dodatkowych informacji niezbędnych do opisanie skutków ryzyka, a tym samym odpowiedniego zarządzania ryzykiem. Badania techniczne często prowadzone są w ramach ustalania zakresu, kontekstu i

kryteriów, gdzie np. na początku realizacji projektu lub podczas modyfikacji obiektu można stosować modelowanie środowiskowe w celu uzupełnienia informacji na temat podstawowych warunków i wpływu potencjalnych scenariuszy zagrożeń, takich jak w ramach OOŚ lub jako badanie dyskretne. Badania techniczne prowadzone są również na etapie analizy ryzyka, na którym mogą być przeprowadzane badania ilościowe wspierające analizę ryzyka.

Wiele badań ma bezpośrednie znaczenie dla zarządzania ryzykiem środowiskowym i mogą być podejmowane zarówno w trakcie projektowania, jak i w trakcie prowadzenia operacji. Mogą one również pojawiać się jako badania pomocnicze w dokumentacji organizacji dotyczącej BHPIOŚ (zob. niżej). Badania obejmują:

- identyfikację zagrożeń (HAZID) – przegląd wysokiego szczebla zagrożeń dla bezpieczeństwa obiektu, zagospodarowania pola naftowego, kampanii wiertniczej lub konkretnej operacji;
- identyfikację wpływu na środowisko (ENVID) – przegląd wysokiego szczebla zagrożeń dla środowiska wokół obiektu, zagospodarowania pola naftowego, kampanii wiertniczej lub konkretnej operacji;
- zagrożenia i eksploatację (HAZOP) – szczegółowy przegląd techniczny projektu mający na celu identyfikację zdarzeń powodujących zagrożenia lub ograniczających eksploatację obiektu i urządzeń na obiekcie;
- przegląd Bow-Tie – przegląd wykorzystywany do identyfikacji potencjalnych przyczyn i skutków zagrożeń wraz z istniejącymi barierami, które zapobiegają ich występowaniu i łagodzą potencjalne skutki;
- analizę skutków – badania dotyczące potencjalnych cech niezamierzonych zdarzeń, takich jak wielkość uwolnień, czas ich trwania, możliwość ich eskalacji i wpływ na środowisko. Jeden z takich przykładów nazywany jest analizą ryzyka wystąpienia pożaru i wybuchu (FERA);
- ilościową analizę ryzyka (QRA) – ocenę ryzyka związanego z zagrożeniem, obejmującą analizę prawdopodobieństwa i skutków oraz wyrażenie wyników w kategoriach ilościowych;
- przegląd najlepszych dostępnych technik (BAT) – przegląd potencjalnego wpływu na środowisko i najlepszych dostępnych technik zalecanych do zarządzania nimi;
- plan awaryjny na wypadek wycieku – ustalenia dotyczące reagowania w przypadku wycieku węglowodorów lub chemikaliów, w tym modelowanie i planowanie wiarygodnego scenariusza (węglowodorowego) (więcej informacji poniżej).

3.5.7 Identyfikacja zagrożeń dla środowiska (ENVID)

Identyfikacja zagrożeń dla środowiska jest procesem, który można stosować podczas planowania nowych projektów i modyfikacji istniejących obiektów w celu identyfikacji i opisanie zagrożeń dla środowiska, ich przyczyn i skutków, a także środków stosowanych w celu zarządzania wpływem na środowisko. ENVID można również stosować jako środek prowadzący do zrozumienia poziomu ryzyka. Badania związane z ENVID prowadzi się zazwyczaj na początku cyklu życia projektu, np. w trakcie opracowywania projektu technicznego (zob. poniżej), ale mogą być również stosowane w innych fazach, jeżeli przewiduje się nowe zagrożenia. ENVID opiera się na tej samej metodzie, co identyfikacja zagrożeń (HAZID), którą tradycyjnie stosuje się w zarządzaniu bezpieczeństwem. ENVID ma zastosowanie zarówno do zdarzeń planowanych, jak i do zdarzeń niezamierzonych (wypadków) [40].

ENVID zazwyczaj wymaga zespołu warsztatowego składającego się z ekspertów branżowych, organów technicznych organizacji i innych osób posiadających wiedzę na temat konkretnych systemów technicznych związanych z infrastrukturą i jest prowadzona przez eksperta ds. środowiska posiadającego wiedzę na temat istotnych aspektów środowiskowych i wpływu na środowisko. Zadaniem zespołu jest dokonanie przeglądu projektu w ramach wieloetapowego procesu, który można uznać za „zakresem, kontekstem,

kryteriami”, oraz zgodnie z etapami analizy ryzyka w ramach zarządzania ryzykiem. Jeżeli chodzi o analizę, w ramach ENVID należy zidentyfikować scenariusze zagrożeń dla środowiska, przyczyny, konsekwencje i środki zarządzania. Niektóre lub wszystkie środki zarządzania zidentyfikowane podczas warsztatów można uznać za BAT (zob. poniżej). W ramach ENVID można również dokonywać prób uszeregowania poziomów ryzyka (np. wysokie/średnie/niskie) dla określonych scenariuszy, wspomagając się matrycą ryzyka określającą kryteria prawdopodobieństwa i dotkliwości zagrożenia. Przykładowe wyniki warsztatów ENVID przedstawiono w tabeli 3.2.

ENVID można wykorzystać jako wkład w OOS, jeżeli OOS jest wymagana w ramach danego działania. W takim przypadku ENVID można wykorzystać na potrzeby przeglądu opcji/możliwości wyboru w ramach opisu proponowanej inwestycji i rozpatrywanych równoważnych rozwiązań alternatywnych (zob. OOS – sekcja 3.5.4). Można ją również wykorzystać do określenia i zaprojektowania środków zarządzania ryzykiem środowiskowym i jego monitorowania, zgodnie z opisem w planie zarządzania środowiskiem i jego monitorowania dotyczącym OOS (zob. OOS – sekcja 3.5.4). Istnieje również wiele działań, w przypadku których pełna OOS niekoniecznie musi być wymagana, ale pożądana może być operacja umożliwiająca zidentyfikowanie potencjalnego wpływu na środowisko i ryzyka, takie jak ENVID.

Innym przykładem podejścia do oceny ryzyka, które działa w podobny sposób jak ENVID, jest proces zarządzania zagrożeniami i skutkami (HEMP) [41]. HEMP jest metodą, w ramach której dokonuje się przeglądu zidentyfikowanych zagrożeń i wykorzystuje matrycę oceny ryzyka w celu uszeregowania rodzajów ryzyka na podstawie konsekwencji i prawdopodobieństwa. Proces jest podzielony na części strukturalne, co pozwala na dokładny przegląd potencjalnych zagrożeń.

Organy regulacyjne w niektórych państwach członkowskich (np. w Zjednoczonym Królestwie) [42] wprowadziły wymóg przedstawiania szeroko zakrojonej ocena ryzyka dla środowiska (ERA) przez organizacje prowadzące poszukiwania i eksploatację złóż węglowodorów, które pragną prowadzić działania na lądzie. Ocenę taką przeprowadza się w celu wsparcia procesu decyzyjnego i zaangażowania zainteresowanych stron, a także w celu zapewnienia systematycznego przeglądu wysokiego szczebla ryzyka środowiskowego związanego z proponowanymi operacjami oraz wykazania bezpiecznego i odpowiedzialnego pod względem środowiskowym zarządzania tą działalnością na wczesnym etapie.

Tabela 3.2 Hipotetyczny przykład arkusza do przeprowadzenia ENVID dla obiektu morskiego

Przykładowe zagrożenie	Przykładowy opis przyczyn	Potencjalny wpływ na środowisko	Przykładowe środki zarządzania, które zostały już wdrożone	Przykładowy ranking ryzyka (wysokie/umiarkowane/niskie)
Woda wydobyta	Wodę wydobytą oddziela się od ropy na pokładzie obiektu i odprowadza do morza. Może zawierać metale ciężkie, naturalnie występujące materiały promieniotwórcze.	Potencjalna śmiertelność organizmów morskich, niekorzystny wpływ na jakość wody w bezpośrednim otoczeniu ujścia wody wydobytej.	Modelowanie wody wydobytej wskazuje na wysoki stopień rozcieńczenia spodziewany w przypadku odprowadzania wody wydobytej z obiektu na wodach otwartych. Monitorowanie zrzutów z obiektu i jakości wody lokalnej gwarantuje, że poziom węglowodorów, składników odżywczych, metali ciężkich, a także temperatura wody są zgodne z wymogami regulacyjnymi. Urządzenia do monitorowania zawartości ropy w strumieniu wody wydobytej są regularnie kalibrowane i testowane. Woda wydobyta poza ustalonymi kryteriami zrzutu jest kierowana do zbiorników resztkowych na	Umiarkowane/

Przykładowe zagrożenie	Przykładowy opis przyczyn	Potencjalny wpływ na środowisko	Przykładowe środki zarządzania, które zostały już wdrożone	Przykładowy ranking ryzyka (wysokie/umiarkowane/niskie)
			obiekcie w celu oddzielenia ropy przed ewentualnym zrzutem do morza.	
Woda chłodząca/odpadowa	Odprowadzenie wody chłodzącej z obiektu do morza.	Zakłócanie równowagi wśród organizmów morskich, niekorzystny wpływ na jakość wody.	Wysoki stopień rozcieńczenia oznacza, że poza danym obszarem nie są wykrywalne żadne zmiany w zasoleniu. System wody morskiej jest oddzielony od systemu przetwarzania ropy naftowej.	Niskie
Odpady stałe	Materiały uznawane za odpady stałe, w tym papier, tektura i tworzywa sztuczne, drewno, metal i części maszyn.	Niekorzystny wpływ na jakość wody.	Żadne odpady stałe lub niebezpieczne nie są zrzucane do morza. Odpady są segregowane, przechowywane na pokładzie, a następnie transportowane na brzeg, gdzie są poddawane recyklingowi przez licencjonowanego wykonawcę lub trwale składowane w zatwierdzonym miejscu. Wszystkie pojemniki na odpady są zamknięte, aby zapobiec wypadaniu odpadów do morza.	Niskie
Odwodnienie pokładu/woda zęzowa	Woda z mycia pokładów wpływająca do morza przez kanalizację. Woda zęzowa zawiera olej.	Śmiertelność wśród organizmów morskich, niekorzystny wpływ na jakość wody.	Obiekt posiada strefy odizolowane i wanny wychwytowe, gdzie składowane są produkty naftowe. Pozostałości olejowe są składowane i wysyłane na ląd w celu ich trwałego składowania. Technologiczna wanna wychwytowa zapewnia pojemność co najmniej równą pojemności zbiorników chemikaliów, zwiększoną o przelewy do głównego zbiornika na szynach. Dostępne są pochłaniacze i pojemniki do oczyszczania niewielkich ilości nagromadzonego oleju i smaru. Niewielkie wycieki są myte detergentami biodegradowalnymi. Środki zarządzania zapewniają, aby stężenia oleju w wodzie odprowadzanej do morza nie przewyższały stężenia określonego w wymogach regulacyjnych. Przeprowadzane są rutynowe kontrole czystości.	Niskie

3.5.8 Rejestr aspektów środowiskowych i wpływu na środowisko

Rejestr aspektów środowiskowych i wpływu na środowisko można sporządzić na możliwie najwcześniejszym etapie prac w odniesieniu do projektu, miejsca lub procesu, a następnie rozwijać i aktualizować w miarę postępów operacji. Jego podstawę może stanowić ENVID. Celem rejestru jest ujęcie w centralnym spisie

wszystkich aspektów środowiskowych (np. emisji, zrzutów, zużycia surowców i energii) wraz z ich znaczeniem, a także wszelkich kontroli i działań niezbędnych do wyeliminowania, ograniczenia lub złagodzenia powiązanego z nimi wpływu. Zgodnie z normą ISO 14001 [5] organizacje są zobowiązane do stosowania systematycznego podejścia do identyfikacji aspektów i wpływu, a zarządzanie nimi jest prawdopodobnie najważniejszym elementem systemu zarządzania środowiskowego.

3.5.9 Identyfikacja najlepszych dostępnych technik (BAT)

Identyfikacja najlepszych dostępnych technik może nastąpić na etapie analizy ryzyka, np. podczas ENVID (zob. tabela 3.2) lub później, na etapie postępowania z ryzykiem, w trakcie którego określa się środki służące dalszemu zarządzaniu czynnikami ryzyka/wpływem na dopuszczalne poziomy. Może to również mieć miejsce jako normalna część projektu technicznego w czasie wybierania urządzeń i systemów w celu włączenia ich do inwestycji. W tym ostatnim przypadku warianty BAT mogą być rozważane na różnych etapach projektu, od etapu koncepcji do projektu szczegółowego, a warianty techniczne mogą być porównywane i klasyfikowane pod względem ważności. Badania BAT są zazwyczaj włączane jako samodzielne przeglądy na każdym z tych etapów w celu oceny pozytywnych i negatywnych wariantów technicznych poprzez należyte uwzględnienie takich czynników, jak [40]:

- efektywność środowiskowa;
- koszty finansowe;
- bezpieczeństwo/środowisko pracy/czynniki ludzkie oraz
- wymogi regulacyjne.

Stosowanie BAT uznaje się za część podejścia organizacji do zarządzania ryzykiem, a niniejsze wytyczne zawierają dalsze szczegóły dotyczące wyboru BAT dla konkretnych zastosowań oraz zarządzania różnymi rodzajami wpływu na środowisko. Dalsze informacje na temat oceny BAT przedstawiono w załączniku C.

3.5.10 Przegląd ALARP

Przeglądu ALARP dokonuje się na etapie postępowania z ryzykiem według ram zarządzania ryzykiem i ma on na celu określenie dodatkowych środków, które umożliwią obniżenie ryzyka do możliwie najniższego poziomu, którego osiągnięcie jest w rozsądny sposób wykonalne (ALARP). Poziom ryzyka uznawany za ALARP osiąga się wtedy, gdy koszt wdrożenia dalszych środków zarządzania ryzykiem, które wykraczają poza uznane dobre praktyki branżowe, znacznie przewyższyłby korzyści wynikające z zastosowania takich środków. Proces dokonywania jakościowego przeglądu ALARP może mieć podobną formę, jak w przypadku ENVID (np. warsztaty z udziałem zespołu przedstawicieli organizacji i ekspertów branżowych), poprzez zastosowanie oceny do celów określenia zakresu, w jakim dalsze środki mające na celu ograniczenie ryzyka są uzasadnione ze względu na wydajność, koszty, środowisko i bezpieczeństwo. W przypadku bardziej złożonych zagadnień może mu towarzyszyć również ilościowa ocena kosztów i korzyści, aby ustalić poziom, przy którym koszty (finansowe, czasowe, związane z nakładem pracy, zasobami itp.) przewyższają korzyści uzyskane w wyniku stopniowego zmniejszania ryzyka. ALARP jest głównym podejściem do zarządzania ryzykiem uznanym w dyrektywie w sprawie bezpieczeństwa działalności na obszarach morskich [1]. Chociaż nie ma zalecanej metody wykazania ALARP w odniesieniu do ryzyka środowiskowego, zastosowanie mają podobne założenia do tych dotyczących zagrożenia dla bezpieczeństwa, dla których wytyczne są dostępne w domenie publicznej. Najlepsze praktyki dotyczące ALARP obejmują przyjęcie podejścia całościowego poprzez poddawanie projektów i infrastruktury okresowym przeglądom i aktualizacji [6]. W domenie publicznej istnieją już wytyczne, które można zastosować w odniesieniu do podejmowania decyzji dotyczących zagrożeń dla bezpieczeństwa i środowiska (np. [8]).

3.5.11 Integralność aktywów i integralność operacyjna – elementy mające krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska oraz normy efektywności

Podobnie jak w przypadku określania najlepszej dostępnej techniki proces określania elementów mających krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska ma miejsce w ramach zarządzania ryzykiem, zwykle na etapach analizy ryzyka i postępowania z ryzykiem (zob. powyżej). Elementy mające krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska zapewniają stałą integralność operacyjną i integralność aktywów obiektów morskich. Elementy mające krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska to kluczowe konstrukcje, instalacje, urządzenia i systemy, których uszkodzenie mogłyby spowodować poważną awarię lub poważny incydent środowiskowy lub przyczynić się w znacznym stopniu do ich wystąpienia, lub których celem jest zapobieżenie poważnym wypadkom i incydentom środowiskowym lub ograniczenie ich skutków. Do elementów mających krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska należą na przykład:

- integralność konstrukcji;
- systemy kontroli nad odwiertami;
- izolowanie procesu;
- system sygnalizacji pożarowej;
- systemy ochrony przeciwpożarowej;
- systemy kanalizacyjne;
- awaryjne systemy odcinające; oraz
- systemy reagowania w sytuacjach wyjątkowych.

Elementy mające krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska wymieniono w szczególności jako wymóg dotyczący działalności związanej z wydobywaniem ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż podmorskich w dyrektywie w sprawie bezpieczeństwa działalności na obszarach morskich [1]. Są one szczególnie istotne jako podejście do zarządzania ryzykiem, ponieważ stanowią kluczowe (krytyczne) bariery techniczne dla potencjalnie poważnego wpływu na środowisko, a także podlegają wielu dodatkowym środkom organizacyjnym i operacyjnym, które zapewniają ich stałą skuteczność.

Pojęcie elementów mających krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska stanowi dostosowanie terminologii pierwotnie używanej w odniesieniu do elementów mających krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa wobec barier w zarządzaniu poważnymi incydentami środowiskowymi. W praktyce elementy mające znaczenie dla środowiska często pokrywają się z elementami mającymi krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa. Możliwe jest jednak zidentyfikowanie zagrożenia poważnymi awariami, które nie prowadzi do wystąpienia poważnych incydentów środowiskowych ani bezpośrednio, ani z powodu eskalacji zdarzenia.

Każdemu określonymu elementowi mającemu krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska przypisano normę efektywności, która świadczy o tym, że jest on w stanie spełniać swoją rolę w zakresie funkcjonalności, niezawodności, dostępności, trwałości oraz współzależności z innymi elementami mającymi krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska. Normy efektywności w sektorze poszukiwania i wydobywania złóż węglowodorów na morzu podlegają procesowi zabezpieczenia i weryfikacji, przy czym weryfikację przeprowadza zewnętrzny niezależny organ weryfikacyjny, który dokonuje przeglądu norm efektywności i poświadcza, że spełniają one specyfikacje. Tabela 3.3 przedstawia przykładową treść normy efektywności instalacji odprowadzających ścieki niebezpieczne.

Bieżąca integralność aktywów oraz integralność operacyjna opierają się również na planowanych działaniach w zakresie konserwacji i monitorowania niezbędnych do zapewnienia nie tylko bieżącej integralności elementów mających krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska [43], ale także innych urządzeń i systemów w obiekcie. System planowej konserwacji obiektu (lub podobny) jest nadrzędnym procesem stosowanym przez organizację w celu wdrożenia zarządzania integralnością aktywów w trakcie prowadzenia

prac. Do weryfikacji integralności na poziomie operacyjnym wykorzystuje się wiele różnych podejść. Przykładem takiego rozwiązania jest test integralności systemu wykonywany do celów sprawdzenia, czy wszystkie urządzenia są ze sobą idealnie połączone oraz czy działają zgodnie z oczekiwaniami. Podczas testu integralności systemu identyfikuje się wszystkie ewentualne przyczyny wad (produkt, system lub procedura) i w razie potrzeby ustala się potencjalne działania naprawcze.

Wytyczne branżowe w tym obszarze obejmują [44,45].

Tabela 3.3 Przykład norm efektywności – instalacje odprowadzające ścieki niebezpieczne

ELEMENT MAJĄCY KRYTYCZNE ZNACZENIE DLA BEZPIECZEŃSTWA I ŚRODOWISKA		Instalacje odprowadzające ścieki niebezpieczne	
CEL	Otwarty i zamknięty system odprowadzania ścieków niebezpiecznych bezpiecznie i szybko odprowadza wyciekające węglowodory lub inne niebezpieczne płyny uwolnione na terenie obiektu w przypadku wycieku.		
ZAKRES	Zamknięte i otwarte systemy odprowadzania ścieków niebezpiecznych wraz z całym powiązanym z nimi układem rurociągów.		
Przykładowe deklaracje wydajności	Przykładowe kryteria efektywności		Przykładowe działania z zakresu zabezpieczania/weryfikacji
FUNKCJONALNOŚĆ			
Jaką konkretną funkcję ma spełniać element mający krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska?			
Instalacje odprowadzające ścieki niebezpieczne mają zapewnić bezpieczne i niezawodne ograniczenie rozprzestrzeniania się węglowodorów w każdych przewidzianych warunkach eksploatacji.	Wszystkie instalacje odprowadzające ścieki niebezpieczne i powiązane z nimi układy rurociągów muszą spełniać odpowiednie kryteria zawarte w przepisach projektowych i budowlanych, w tym: minimalna dopuszczalna grubość ścian; brak pęknięć w układzie rurociągów; sprawne, dopasowane i wolne od uszkodzeń/kamienia połączenia kołnierzowe; nakrętki, śruby i mocowania wykonane z właściwych materiałów/zgodnie z właściwą specyfikacją; kryteria dotyczące zużycia/wydajności przez cały okres eksploatacji.		Planowa konserwacja: regularne kontrole wzrokowe oraz niezwłoczne zgłaszanie przecieków lub uszkodzeń. Niezależna weryfikacja: instalacje odprowadzające ścieki niebezpieczne są objęte programem okresowej kontroli wewnętrznej i zewnętrznej oraz testami, obejmującymi: kontrolę wzrokową; wykrywanie wewnętrznych ubytków metalu; techniki wykonywania prób nieniszczących w zakresie wykrywania pęknięć/naprężeń; radiografię profilową.
	Instalacje odprowadzające muszą być wyposażone w kolektory zbiorcze do odbioru ścieków pochodzących z konserwacji wszystkich urządzeń zawierających płyny węglowodorowe.		
	Zrzut do zamkniętych instalacji odprowadzających ścieki odbywa się za pośrednictwem sztywnych połączeń rurowych, które podczas normalnego działania są całkowicie odizolowane od procesu. Odpływy są wyposażone w podwójne zawory odcinające i upustowe (o parametrach znamionowych odpowiadających ciśnieniu układu i wyższemu) z regulacyjnymi zasuwami wsuwanymi lub okularowymi o parametrach znamionowych odpowiednich do ciśnienia przed złączem.		
	Otwarte odpływy odprowadzające ścieki niebezpieczne są wyposażone w syfony zapobiegające przedostawaniu się palnych cieczy do sąsiednich obszarów przez sieć odprowadzającą.		
Wszystkie instalacje odprowadzające ścieki niebezpieczne należy eksploatować w warunkach ciśnienia, temperatury i przepływu,	Instalacji nie można eksploatować przy ciśnieniu wyższym niż projektowane poza zakresem określonym w specyfikacji dotyczącej minimalnej/maksymalnej temperatury oraz przy wyższym przepływie lub jakimkolwiek innym parametrze projektowym, chyba że parametry znamionowe zostaną ponownie określone ze względu na zużycie eksploatacyjne.		

dla których zostały zaprojektowane.	Systemy z uszkodzonymi, zablokowanymi lub przestawionymi na sterowanie ręczne ciśnieniowymi systemami bezpieczeństwa nie mogą być eksploatowane.	
	Nie ma bezpośredniego połączenia między otwartymi i zamkniętymi instalacjami odprowadzającymi, tj. są one fizycznie oddzielone. Otwarte systemy kanalizacyjne odprowadzające ścieki niebezpieczne i inne niż niebezpieczne są oddzielone za pomocą syfonów.	
Przykładowe deklaracje wydajności	Przykładowe kryteria efektywności	Przykładowe działania z zakresu zabezpieczania/weryfikacji
NIEZAWODNOŚĆ/DOSTĘPNOŚĆ Kiedy/w jakich uwarunkowaniach element mający krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska ma działać?		
Należy zapewnić stałą integralność systemu kanalizacyjnego odprowadzającego ścieki niebezpieczne, aby można było liczyć na jego niezawodność podczas każdego wycieku.	Podczas eksploatacji instalacje odprowadzające ścieki niebezpieczne muszą zawsze być dostępne.	
WYTRZYMAŁOŚĆ Jakie sytuacje ma przetrwać element mający krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska podczas normalnej eksploatacji oraz podczas/po awarii?		
System kanalizacyjny odprowadzający ścieki niebezpieczne musi przetrwać początkowe skutki wszystkich poważnych awarii związanych z pożarem/wybuchem.	Instalacje odprowadzające ścieki niebezpieczne muszą przetrwać początkowe skutki poważnej awarii, ale nie oczekuje się, że przetrwają dalsze negatywne skutki lub poważną awarię polegającą na utracie kontroli nad odwiertem.	
Rury i sprzęt muszą przetrwać zderzenia z upuszczonymi przedmiotami podczas normalnej eksploatacji.	W miarę możliwości należy unikać podnoszenia przedmiotów nad czynnymi urządzeniami technologicznymi. Ochrona przed upuszczonymi przedmiotami zamontowana w urządzeniach technologicznych o krytycznym znaczeniu.	Procedury operacyjne: Prace związane z podnoszeniem są kontrolowane w ramach zezwolenia na wykonanie prac oraz procedur podnoszenia na terenie obiektu.
PRZYKŁADOWE ZALEŻNOŚCI/INTERAKCJE Z INNYMI ELEMENTAMI MAJĄCYMI KRYTYCZNE ZNACZENIE DLA BEZPIECZEŃSTWA I ŚRODOWISKA Od jakich innych elementów mających krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska jest zależny ten element lub z jakimi konieczna jest jego interakcja, aby działał prawidłowo?		
Przykładowe elementy mające krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska	Adekwatność	
Struktury nadwodne	Struktury nadwodne stanowią podstawowe i wtórne zabezpieczenie do systemów kanalizacyjnych odprowadzających ścieki niebezpieczne.	
Ograniczanie rozprzestrzeniania materiałów niebezpiecznych	Normy efektywności dla systemów rur w instalacjach odpływowych są podobne do norm barier izolacyjnych w przypadku rurociągów i węglowodorów.	
System awaryjnego odcinania	System wyłączania awaryjnego zabezpiecza instalacje odprowadzające ścieki niebezpieczne przed nadciśnieniem.	

3.5.12 Strategia zarządzania barierami

W niektórych systemach regulacyjnych zaleca się podejścia oparte na zarządzaniu ryzykiem, w których stosuje się nadrzędną „strategię zarządzania barierami” uwzględniającą nie tylko bariery techniczne i operacyjne, takie jak elementy mające wpływ na bezpieczeństwo i stan kluczowych zabezpieczeń dla środowiska, ale również bariery organizacyjne, które mają względem nich znaczenie nadrzędne. Zaletą takich podejść jest to, że obok środków technicznych i operacyjnych procedury przedsiębiorstwa (mające zastosowanie w „całej organizacji”) dotyczące zarządzania w przypadku awarii lub wypadków w pełni wpisują się w kontekst ryzyka. Użyteczną ilustrację tego pojęcia stanowią diagramy Bow-Tie [40], na których scharakteryzowane są potencjalne scenariusze dotyczące zagrożeń z punktu widzenia różnych barier – zarówno takich, które istnieją przed ich wystąpieniem (tj. środki zapobiegawcze i wykrywania), jak i takie, które mają za zadanie złagodzić oddziaływanie po wystąpieniu zagrożenia (tj. środki kontrolne i łagodzące). Barierami technicznymi mogą być czynne lub bierne techniczne środki kontroli, cechy struktury i projektu. Jednocześnie bariery proceduralne/operacyjne obejmują środki, za które odpowiada personel, m.in. proces decyzyjny, zadania wykonywane przez organizację zajmującą się wydobywaniem węglowodorów oraz odpowiednie role na wyższych szczeblach organizacji [40].

3.5.13 Plan awaryjny na wypadek wycieku

We wszystkich obiektach musi być wprowadzony plan awaryjny na wypadek wycieku, służący zarządzaniu w przypadku awarii bariery izolującej węglowodory lub chemikalia, która prowadzi do wycieku na teren obiektu lub do otaczającego środowiska lądowego (w przypadku obiektów lądowych) lub morskiego (w przypadku obiektów morskich). W przypadku eksploatacji złóż na lądzie opracowanie takiego planu operacyjno-ratowniczego, w tym środków kontroli wycieku, jest wymogiem dyrektywy SEVESO III [2]. Posiadanie niezbędnych zasobów umożliwiających skuteczne reagowanie na wyciek stanowi w przypadku eksploatacji złóż podmorskich wymóg dyrektywy w sprawie bezpieczeństwa działalności na obszarach morskich [1].

W kontekście obszarów morskich plan awaryjny na wypadek wycieku można określić jako plan zapobiegania rozlewom olejowym, plan zapobiegania wyciekom itp. Plan obejmuje rozpoznanie przyczyn wycieku, scenariusze wycieków, a także możliwości obiektu i zdolności organizacyjne w szerszym znaczeniu umożliwiające reagowanie, zarządzanie i naprawę. Obiekt powinien dysponować zarówno sprzętem do przeprowadzenia pierwszej reakcji w przypadku wycieku, jak i środkami ochrony indywidualnej (ŚOI) do przeciwdziałania wyciekom. Personel powinien być przeszkolony i posiadać kwalifikacje w zakresie udzielania pierwszej pomocy oraz zarządzania kryzysowego. Powinna istnieć cała niezbędna logistyka na wypadek wycieku. Zwykły plan awaryjny na wypadek wycieku może obejmować:

- opis obiektu, projektu lub działań;
- strategię jednostki kontrolnej w zakresie prowadzonej działalności (na obszarach morskich i lądowych), w tym właściwe zdolności reagowania (sprzęt, personel, logistyka wsparcia) o strukturze kaskadowej lub warstwowej;
- plan sprawozdawczości i komunikacji w zakresie wycieków ropy naftowej, w tym zaangażowanie władz i osób trzecich;
- scenariusze wycieków, w tym informacje na temat właściwości i zachowania się cieczy, oszacowania skali wycieku i jego przemieszczania się;
- strategię reagowania na wyciek ropy naftowej, tj. monitorowania wycieku, wsparcia procesu decyzyjnego w sprawie naturalnego rozejścia się wycieku, zastosowania środka dyspergującego itp.;
- odniesienie do strategii kontroli nad odwiertem oraz planu reagowania zawierających opisy zagrożeń/scenariuszy niekontrolowanego wypływu oraz środków zarządzania nimi (np.

odwiarty ratownicze, sprzęt do zatłaczania typu „bullheading”, interwencje na powierzchni itp.) [46];

- karty charakterystyki (SDS);
- w przypadku substancji niebezpiecznych i szkodliwych w planie można się odnieść do uznanych wytycznych, m.in. Europejskiej Agencji Bezpieczeństwa Morskiego (EMSA) [47] i Międzynarodowej Organizacji Morskiej (IMO) [48];
- plany działania na rzecz środowiska oraz plany społeczno-gospodarcze opracowane stosownie do poziomu zagrożenia; oraz
- w stosownych przypadkach, wszelkie istotne informacje na temat zabezpieczenia i ubezpieczenia.

W przypadku obiektów morskich do planu należy dołączyć model wycieku węglowodorów, który powinien być zgodny z podejściem opartym na analizie ryzyka dzięki uwzględnieniu parametrów środowiskowych (np. meteorologii, oceanografii i informacji hydrologicznych, rodzaju cieczy oraz jej tendencji do degradacji pod wpływem czynników naturalnych, fizycznych, chemicznych i biologicznych) oraz właściwości substancji, które dostają się do środowiska. W zależności od wyniku wcześniejszej oceny ryzyka dotyczącej potencjalnego wpływu wycieku chemikaliów można również załączyć te oceny, szczególnie jeżeli działalność prowadzona jest na obszarach wrażliwych. Na podstawie tych czynników modelowanie wycieku stwarza możliwość oceny natężenia wycieku, a także prawdopodobieństwa jego oddziaływania, m.in. na sąsiednie obszary morskie i lądowe, a w zależności od czynników ich wrażliwości środowiskowej plan awaryjny na wypadek wycieku nawiązuje w tym względzie do procesu OOŚ (zob. OOŚ – sekcja 3.5.3).

Optymalna reakcja na wyciek w dużej mierze zależy od tego, czy personel – zarówno na obszarach morskich, jak i lądowych – rozumie swoje role i zakres odpowiedzialności oraz czy w przypadku incydentu jest w stanie skutecznie je wypełniać. Jest zatem ważne, aby do planowania reakcji włączono programy budowania kompetencji personelu organizacji zajmujących się wydobywaniem węglowodorów, które zapewnią ich skuteczne przeszkolenie w zakresie zapobiegania wyciekom, reagowania na nie i ogólnego zarządzania w sytuacjach wyjątkowych, jakie może się wiązać z takimi incydentami.

Wytyczne branżowe w tym obszarze obejmują [29-31,49-52].

3.5.14 Zarządzanie emisjami

Zarządzanie emisjami stało się głównym obszarem zainteresowania organizacji zajmujących się eksploatacją złóż węglowodorów z technicznego, regulacyjnego i gospodarczego punktu widzenia, a także w kontekście bezpieczeństwa, szczególnie pod względem ograniczania emisji metanu [53]. W odniesieniu do działalności należy przygotować plan zarządzania emisjami, który zawiera przegląd potencjalnych emisji wynikających z prowadzonej działalności oraz w którym ustalone zostały parametry docelowe na potrzeby zarządzania takimi emisjami (oraz ich minimalizacji).

Spalanie gazu w pochodni, uwalnianie do atmosfery oraz emisja niezorganizowana są powszechnie uznawane za istotne źródło emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczenia powietrza. Metan stanowi główny składnik gazu ziemnego oraz gaz cieplarniany o współczynniku ocieplenia globalnego ponad 20-krotnie większym niż dwutlenek węgla [54]. Pod względem wpływu na środowisko zasadniczo preferowane jest spalanie gazu w pochodni zamiast uwalniania go do atmosfery (zob. działanie 10 na lądzie i działanie 3 na morzu). Spalanie gazu w pochodni jest także preferowane ze względów bezpieczeństwa, ponieważ eliminuje możliwość niezamierzonego zapalenia się gazu. Ponadto emisje niezorganizowane obejmują emisje węglowodorów, metanu (CH₄) oraz niemetaanowych lotnych związków organicznych (NMLZO) innych niż te uwalniane w procesie spalania.

Zarządzanie emisjami powinno obejmować rozważenie metod kontrolowania i ograniczania emisji metanu oraz dwutlenku węgla w kontekście projektu obiektu i prowadzonej na nim działalności, a w przypadku

konserwacji – takie inicjatywy jak programy wykrywania nieszczelności i naprawy (LDAR) w ramach konserwacji [55,56]. W decyzjach dotyczących konkretnych kroków można korzystać z podejścia opartego na analizie ryzyka w celu określenia kluczowych źródeł, powodowanych przez nie skutków oraz środków, które przyniosłyby największe korzyści w zakresie późniejszego zarządzania.

Plan zarządzania emisjami powinien zapewniać techniczne, komercyjne i środowiskowe uzasadnienie zarządzania emisjami oraz uwzględniać właściwości złoża, w tym składu cieczy i prawdopodobne zmiany w czasie (np. pod względem wody, zawartości H_2S oraz współczynników rozpuszczalności gazu w ropie). Poziom szczegółowości planu powinien odpowiadać złożoności obiektu i może obejmować następujące elementy [55,57,58,59]:

- nadrzędne cele w zakresie ograniczania spalania gazu w pochodni, uwalniania do atmosfery i emisji nieorganizowanych na różnych etapach eksploatacji, w tym poszukiwania, oceny, wydobycia i likwidacji;
- metodykę oceny emisji metanu, dwutlenku węgla oraz innych emisji generowanych przez obiekt, w tym źródeł obciążenia podstawowego oraz źródeł nierutynowych, oszacowanie tych emisji oraz uzasadnienie limitów spalania gazu na pochodniach, które na wniosek otrzymuje się od organu regulacyjnego w formie pozwoleń i zgód;
- ocenę ilości spalanego gazu w pochodniach na etapie projektowania oraz ponowną ocenę ilości gazu w okresie eksploatacji pola wydobywczego, tak aby można było dokonywać w sposób ciągły przeglądu i aktualizacji docelowych ilości gazu spalanego w pochodniach. W przypadku obiektów, które rutynowo spalają gaz w pochodniach, należy mierzyć ilość spalanego gazu [60]. We wszystkich obiektach, m.in. tych, w których gaz nie jest rutynowo spalany w pochodniach, należy mierzyć/szacować wielkość gazu spalanego w pochodni i uwalnianego do atmosfery;
- analizę projektu rodzaju spalania gazu w pochodniach oraz uwalniania do atmosfery, który zapewni największą efektywność środowiskową oraz spowoduje obniżenie emisji tam, gdzie jest to możliwe, wraz z dowodami potwierdzającymi takie rozwiązanie (zob. poniżej) [40,61];
- w przypadku nowych obiektów za podstawę projektu należy uznać brak rutynowego spalania gazu w pochodniach⁶. W sytuacjach, w których istnieją rozsądne alternatywne rozwiązania, we wszystkich obiektach należy unikać ciągłego spalania gazu w pochodniach i uwalniania do atmosfery jako sposobów unieszkodliwiania gazu ziemnego „mokrego”. Plan zarządzania emisjami powinien obejmować ocenę alternatywnych zastosowań gazu, m.in.:
 - ▶ wykorzystanie na potrzeby zaspokojenia zapotrzebowania na energię na miejscu,
 - ▶ wywóz do sąsiedniego obiektu lub na rynek,
 - ▶ wychwytywanie i wtłaczanie w celu intensyfikacji wydobycia ropy naftowej, lub
 - ▶ wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS);
- w przypadku gdy w ramach oceny ryzyka stwierdzone zostanie bliskie sąsiedztwo środowiskowych obiektów wrażliwych, należy rozważyć wprowadzenie środków zarządzania mających na celu ograniczenie oddziaływania. Może to obejmować minimalizację

⁶Nie w każdym przypadku może się to okazać możliwe, np. w związku z brakiem pewności co do charakteru złoża może zajść istotna zmiana ilości gazu ziemnego „mokrego”, jednak w kontekście projektu powinno to stanowić punkt wyjściowy, a operatorzy powinni uzasadnić wszelkie odstępstwa od tej zasady.

oddziaływania na zdrowie publiczne/niedogodności, jeżeli lokalne społeczności zamieszkują w małej odległości i powinny zostać uwzględnione w OOS (zob. poniżej).

Ogólnosiwiatowe inicjatywy, takie jak Koalicja na rzecz klimatu i czystego powietrza w celu redukcji krótkotrwałych zanieczyszczeń [ang. Climate and Clean Air Coalition (CCAC)] i Partnerstwo na rzecz ograniczenia emisyjności metanu z ropy naftowej i gazu [ang. Oil & Gas Methane Partnership (OGMP)], wspierają organizacje w systematycznym i odpowiedzialnym obniżaniu ich emisji metanu oraz wykazywaniu postępów w tym zakresie zainteresowanym stronom. Partnerstwo na rzecz ograniczenia emisyjności metanu z ropy naftowej i gazu koncentruje się zatem na grupie wymienionych poniżej dziewięciu „głównych” źródeł emisji metanu [62]:

1. pneumatycznych regulatorach i pompach napędzanych gazem ziemnym;
2. elemencie ulotnym i wyciekach z urządzeń;
3. sprężarkach odśrodkowych z uszczelnieniami cieczowymi (ropa);
4. odpowietrznikach uszczelnień korbowodów sprężarek tłokowych;
5. glikolowych instalacjach osuszania gazu;
6. zbiornikach cieczy węglowodorowej nieustabilizowanej;
7. syfonowaniu odwiertu w celu usunięcia cieczy;
8. syfonowaniu odwiertu/spalaniu gazu w pochodni w trakcie zbrojenia odwiertu w przypadku odwiertów do celów szczelinowania hydraulicznego;
9. uwalnianiu do atmosfery gazu z głowicy.

Wykaz ten jest obecnie w trakcie opracowywania w ramach trwającego zaangażowania organizacji należących do koalicji CCAC i partnerstwa OGMP. Minimalizacja emisji metanu powstających na etapie wydobywania węglowodorów jest uznawana przez Międzynarodową Agencję Energetyczną (MAE) za jeden z pięciu kluczowych sposobów ograniczania generowania gazów cieplarnianych [63,64]. Chociaż z punktu widzenia gazów cieplarnianych emisje NMLZO mają mniejsze znaczenie, ich ograniczenie jest ważne w kontekście poprawy jakości powietrza.

Ogólnosiwiatowe postępy w ograniczaniu emisji dwutlenku węgla są wspierane również w ramach szeregu inicjatyw, m.in. Międzynarodowego partnerstwa na rzecz ograniczenia spalania gazu w pochodni pod patronatem Banku Światowego, które pracuje nad zwiększeniem wykorzystania gazu ziemnego związanego z wydobywaniem ropy naftowej, pomagając w usuwaniu technicznych i regulacyjnych barier w zakresie ograniczania spalania gazu w pochodniach, prowadząc badania, rozpowszechniając najlepsze praktyki oraz opracowując programy redukcji spalania gazu w pochodniach dla poszczególnych państw [65]. Kolejną inicjatywą Banku Światowego jest „Zero Routine Flaring by 2030”, w której uczestniczą rządy, operatorzy oraz ośrodki rozwojowe, dostrzegające niezrównoważony charakter spalania gazu w pochodniach i pragnące współpracować w celu wyeliminowania rutynowego spalania gazu w pochodniach najpóźniej do 2030 r. [66].

3.5.15 Plan likwidacji

Plan likwidacji stanowi podejście oparte na zarządzaniu ryzykiem przedstawiające środki, które organizacja proponuje zastosować w związku z likwidacją i późniejszym demontażem obiektu. W niniejszym dokumencie dotyczy on konkretnie obiektów na obszarach morskich. Chociaż w ścisłym tego słowa znaczeniu „likwidacja” oznacza działania prowadzące do zakończenia aktywnej eksploatacji obiektu, w sektorze węglowodorów uznaje się powszechnie, że obejmuje również późniejsze zarządzanie infrastrukturą obiektu, odwiertami i rurociągami – czy to w kontekście ich ponownego wykorzystania, demontażu czy też (w wyjątkowych sytuacjach) pozostawienia na miejscu.

Z punktu widzenia zarządzania środowiskiem likwidacja zasadniczo obejmuje [67,68]:

- cały potencjalny wpływ na środowisko morskie, w tym narażenie fauny i flory na zanieczyszczenie związane z obiektami, inne oddziaływanie biologiczne wynikające ze skutków fizycznych, konfliktów związanych z ochroną gatunków, ich siedlisk lub marikulturą, a także ingerencję w inne, zgodne z prawem sposoby wykorzystania mórz, zarówno teraz, jak i w przyszłości; oraz
- każdy inny potencjalny wpływ na środowisko, w tym ostateczne trwałe składowanie infrastruktury na lądzie. Jeżeli za składowanie na lądzie odpowiada osoba trzecia, plan powinien zawierać odniesienie do wymogów w zakresie składowania na lądzie.

Zasadniczo plan likwidacji powinien się zaczynać od „oceny porównawczej”, obejmującej potencjalny wpływ na bezpieczeństwo, środowisko, zainteresowane strony, wykonalność pod względem technicznym oraz koszt, co pozwoliłoby na wybranie właściwego wariantu likwidacji oraz zapewniło zarządzanie ryzykiem, na które narażeni są ludzie (np. personel i inni użytkownicy morza) i środowisko.

Przed rozpoczęciem procesu likwidacji należy wziąć pod uwagę ponowne wykorzystanie infrastruktury w sektorze węglowodorów, a także w innych sektorach [67]. Porównanie potencjalnego wpływu na bezpieczeństwo, środowisko, zainteresowane strony, wykonalność pod względem technicznym oraz koszt pozwoli na wybranie właściwego wariantu likwidacji oraz zapewni zarządzanie ryzykiem, na które narażeni są ludzie i środowisko [67,69]. Pozostawienie infrastruktury na miejscu może być w niektórych przypadkach zabronione, w innych zaś – dozwolone. Decyzja w tym względzie należy do organu wykonawczego i jest uzależniona od wymogów technicznych, środowiskowych oraz wpływu na bezpieczeństwo. Preferowany wariant powinien jednak uwzględniać demontaż znacznej części obiektu w celu jej ponownego wykorzystania, recyklingu lub trwałego składowania [67].

Jeżeli ocena porównawcza wykaże, że pozostawienie na miejscu całości lub części infrastruktury („trwałe składowanie na morzu”) może być preferowanym wariantem, należy przedstawić organowi regulacyjnemu propozycję wyjaśniającą tę ocenę i umożliwiającą organowi regulacyjnemu porównanie jej z innymi alternatywnymi rozwiązaniami. Powinna ona obejmować opis [67]:

- cech obiektu, w tym znajdujących się w nim substancji niebezpiecznych, sposobu ich usunięcia, o ile jest to wymagane, oraz przewidywanego wyniku, a także planów awaryjnych na wypadek zagrożenia;
- proponowanego miejsca trwałego składowania odpadów, w tym właściwości fizycznych, chemicznych i biologicznych, a także potencjalnego wpływu obiektu na otaczający go ekosystem;
- metody i czasu trwałego składowania; oraz
- monitoringu środowiska.

[67] zawiera przegląd sposobów oceny i powiązanych z nią konsultacji, których można zazwyczaj oczekiwać w przypadku organu regulacyjnego.

Uwarunkowania na koniec okresu eksploatacji pola wydobywczego można podsumować następująco:

- uszczelnienie i zaprzestanie eksploatacji odwiertów, w którym to przypadku mogą mieć zastosowanie poniższe wymogi [70-72]:
 - ▶ odizolowanie stref, między którymi mogłoby dojść do przepływu poprzez odwiert lub z powierzchni, jeśli taki przepływ jest nieakceptowalny;
 - ▶ zabezpieczenie wszystkich przestrzeni pierścieniowych między okładzinami, chyba że nie istnieje zagrożenie zanieczyszczeniem, np. w przypadku gdy przestrzeń pierścieniowa jest wypełniona cieczą niepowodującą zanieczyszczenia (np. płuczką wodną). Formacje należące

do różnych systemów ciśnieniowych należy oddzielić jedną warstwą izolacji stałej, chyba że dopuszczalny jest przepływ krzyżowy;

- ▶ zaprojektowanie barier, które mogą obejmować np. cementowanie rur okładzinowych, cementowanie pod ciśnieniem, korki cementowe, mechaniczne pakery i korki mechaniczne, a także żywice, polimery i inne rodzaje materiałów o potwierdzonych właściwościach uszczelniających, w tym łupki pełzające w stosownych przypadkach. Cement jest uznawany za najlepszy materiał do uszczelniania. Długości uszczelnień mogą się różnić w zależności od podpory korka mostkującego, materiału korka, wyników pomiarów geofizycznych oraz sposobów weryfikacji szczelności korka, np. testów ciśnieniowych, napływowych, szczelnościowych itp.;
- ▶ zapewnienie, aby bariery zaprojektowano tak, by wytrzymały zachodzące w zbiorniku zmiany ciśnienia, temperatury, nacisku mechanicznego, substancji żrących, np. CO₂, H₂S, solanki. Projekt barier powinien także uwzględniać minimalizację możliwego wpływu substancji oraz wszelkich przewidywanych naprężeń geologicznych. Weryfikacja skuteczności trwale izolujących barier oraz potwierdzenie, czy szczelność izolacji spełnia z góry określone kryteria odbioru. Przykłady dopuszczalnych metod weryfikacji obejmują testy masy, ciśnienia, napływu, zapewnienie jakości cementowania oraz badanie próbek na powierzchni;
- ▶ demontaż głowicy oraz okładzin poniżej dna morskiego do głębokości cięcia, która wystarczy, aby zapobiec konfliktowi z innymi działaniami na morzu. Należy uwzględnić lokalne warunki, m.in. erozję dna morskiego wywołaną prądem morskim. W sytuacjach wyjątkowych, za zgodą organu regulacyjnego dopuszcza się pozostawienie lub pokrycie konstrukcji głowicy. Demontaż głowicy, konduktora oraz rur okładzinowych przy użyciu odpowiednich technologii mechanicznych, ściernych lub innych skutecznych technologii cięcia. Zbadanie lokalizacji w celu zapewnienia, aby na dnie morza nie zostały pozostawione żadne inne przeszkody związane z działaniami wiertniczymi i z odwiertem;
- ▶ wdrożenie opartego na analizie ryzyka programu monitorowania obszaru po zakończeniu procesu likwidacji, który może obejmować np. monitoring przesączania się płynu na powierzchni rozdziału wody morskiej i osadu przy użyciu specjalnego sprzętu (np. chromatografii gazowej, komory bentosowej, łdownika) przy właściwej częstotliwości obserwacji, oraz podejścia metodycznego (np. spektrometrii mas stosunku izotopów). Odwiert powinien być okresowo monitorowany dopóki nie zostanie trwale uszczelniony i nie będą występowały widoczne przecieki;
- eksploatacja infrastruktury obiektu – infrastruktura morska może zawierać substancje niebezpieczne, którymi należy zarządzać w sposób kompleksowy, w tym w drodze kontroli, bezpiecznego pakowania do celów transportu itp. W odwiertach, łączących je rurociągach oraz instalacjach przetwórczych mogą znajdować się naturalnie występujące materiały promieniotwórcze, metale ciężkie oraz substancje organiczne w formie resztkowych osadów lub kamienia kotłowego i wosków. Należy więc przygotować się na sytuację, w której trzeba będzie radzić sobie z różnymi substancjami po zaprzestaniu eksploatacji odwiertu, w tym z możliwością zanieczyszczenia środowiska. W niektórych przypadkach możliwość wystąpienia skażenia może prowadzić do decyzji o pozostawieniu niektórych elementów infrastruktury na miejscu. Z obiektu należy zasadniczo usunąć wszystkie materiały niebezpieczne, jeżeli całość lub część obiektu ma pozostać na miejscu. W planie likwidacji należy również uwzględnić najbardziej skuteczną metodę usuwania elementów nadwodnych;
- zarządzanie odkładami zwiercin – zwierciny skażone płuczką olejową lub syntetyczną płuczką wiertniczą mogą pokrywać część obiektu (np. wzmocnienia konstrukcji, obszar obudowy konduktora wokół podpór), a przy przemieszczaniu lub demontażu mogą uwolnić się z nich zanieczyszczenia. Działania, które należy podjąć w zakresie zarządzania zwiercinami, obejmują:

- ▶ pobranie próbki z odkładu zwiercin w ramach planowania likwidacji obiektu, określenie ilości materiału zwiercinowego w odkładzie oraz jego statusu pod względem skażenia węglowodorem, właściwości fizycznych, ilości oraz materiałów niebezpiecznych,
- ▶ dokonanie przekrojowej oceny porównawczej (np. pod kątem środowiska, procesu, warunków morskich, bezpieczeństwa, kosztów) z uwzględnieniem następujących wariantów:
 - odzyskiwania, przetwarzania na lądzie i ponownego użycia,
 - odzyskiwania, przetwarzania oraz trwałego składowania na lądzie,
 - odzyskiwania oraz późniejszego wtłoczenia do morza,
 - koniecznego przeniesienia na sąsiedni obszar dna morskiego w celu ułatwienia usunięcia konstrukcji nośnej platformy,
 - pozostawienia na miejscu, bioremediacji,
 - pozostawienia na miejscu, zabezpieczenia,
 - pozostawienia na miejscu, naturalnej degradacji;
- ▶ wdrożenie preferowanego wariantu zgodnie z procesem oceny ryzyka uwzględnionym w OOŚ/ENVID (sekcje 3.5.4/3.5.7), planie likwidacji (sekcja 3.5.15) oraz projekcie technicznym (sekcja 3.5.5);
- zarządzanie infrastrukturą przewiezioną na ląd – na lądzie kluczowe kwestie związane z likwidacją obiektu na morzu dotyczą zarządzania oraz trwałego składowania zużytych materiałów, szczególnie materiałów niebezpiecznych. Zastosowanie ma hierarchia postępowania z odpadami w zakresie ponownego użycia, recyklingu, odzyskiwania i trwałego składowania. Za proces ten odpowiada zazwyczaj osoba trzecia.

Należy rozważyć strategię gospodarowania odpadami, która może obejmować m.in. elementy powiązane z przetwarzaniem i trwałym składowaniem odpadów na lądzie [73]:

- identyfikację wymogów regulacyjnych w zakresie zarządzania odpadami zapewniającą uzyskanie ważnych pozwoleń i zgód, a także obowiązywanie wymogów na poszczególnych etapach łańcucha dostaw;
- charakteryzację i klasyfikację odpadów, w tym odpadów niebezpiecznych oraz naturalnie występujących materiałów promieniotwórczych, wykazy rodzajów odpadów i ich ilości oraz porady dotyczące przemieszczenia, sortowania i segregowania;
- opracowanie modeli strumieni odpadów w celu ilościowego określenia materiałów, począwszy od etapu ich wygenerowania do miejsca przeznaczenia;
- zapewnienie właściwego wdrożenia zasad hierarchii postępowania z odpadami [74];
- śledzenie wszystkich materiałów, począwszy od etapu demontażu na morzu do miejsca przeznaczenia, stworzenie możliwej do sprawdzenia ścieżki danych ułatwiającej zapewnienie zgodności z przepisami dotyczącymi odpadów;
- ponowne wykorzystanie (np. ponowne użycie jednostek lub zbiorników ze stali nierdzewnej na innych platformach) oraz recykling (np. recykling rurociągów, zaworów) na ile to możliwe przed rozważeniem opcji trwałego składowania.

Likwidację infrastruktury na morzu omówiono szczegółowo w sekcji 25 niniejszych wytycznych.

3.6 Dokumenty odniesienia dla sekcji 3

- [1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/30/UE z dnia 12 czerwca 2013 r. w sprawie bezpieczeństwa działalności związanej ze złożami ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarach morskich (dyrektywa w sprawie bezpieczeństwa działalności na obszarach morskich).
- [2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/18/UE z dnia 4 lipca 2012 r. w sprawie kontroli zagrożeń poważnymi awariami związanymi z substancjami niebezpiecznymi (dyrektywa SEVESO III).
- [3] Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna (ISO), 2018. ISO 31000: 2018 Zarządzanie ryzykiem.
- [4] Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna (ISO), 2016. ISO 17776:2016 Przemysł naftowy i gazowniczy – Morskie instalacje eksploatacyjne - Zarządzanie poważnymi zagrożeniami wypadków podczas projektowania nowych instalacji.
- [5] Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna (ISO), 2015. ISO14001: 2015 Systemy zarządzania środowiskiem – Wymogi i wytyczne stosowania.
- [6] Chemical and Downstream Oil Industries Forum (CDOIF), 2013. Guideline – Environmental Risk Tolerability for COMAH Establishments.
- [7] International Association of Drilling Contractors (IADC), 2015, Health, Safety and Environmental Case Guidelines.
- [8] Oil and Gas UK (OGUK), 2014. Guidance on Risk Related Decision Making, wyd. 2.
- [9] Energy Institute, 2010. High level framework for process safety management, wyd. pierwsze.
<https://publishing.energyinst.org/topics/process-safety/leadership/high-level-framework-for-process-safety-management>
- [10] UK Health & Safety Executive (HSE), 2006. Developing process safety indicators, HSG-254, wyd. pierwsze.
<http://www.hse.gov.uk/pubns/books/hsg254.htm>
- [11] Oil and Gas UK (OGUK), 2012. Guidance on the conduct and management of operational risk assessment for UKCS offshore oil and gas operations, wyd. 1. <https://oilandgasuk.co.uk/product/guidance-on-the-conduct-and-management-of-operational-risk-assessment-for-ukcs-offshore-oil-and-gas-operations-issue-1/>
- [12] Step Change in Safety, 2007. Task risk assessment guide. <https://www.stepchangeinsafety.net/safety-resources/publications/task-risk-assessment-guide>
- [13] Energy Institute, 2010. Guidelines for offshore oil and gas installations that are not permanently attended, wyd. pierwsze.
- [14] UK Health & Safety Executive (HSE), 2006. Guidance on Risk Assessment for Offshore Installations, wyd. 3.
- [15] NTS, 2001. NORSOK, Norma Z-013: 2001 Risk and Emergency Preparedness Assessment.
<http://www.standard.no/pagefiles/955/z-013.pdf>
- [16] UK Health & Safety Executive (HSE), 2009. Reducing error and influencing behaviour, HSG-48 HSE Books ISBN 9780717624522. <http://www.hse.gov.uk/pubns/books/hsg48.htm>
- [17] Oil & Gas UK (OGUK), 2010. Guidelines for the management of competence and training in emergency response for offshore installations. <https://oilandgasuk.co.uk/product/guidelines-for-the-management-of-competence-and-training-in-emergency-response-for-offshore-installations/>

- [18] The Offshore Petroleum Industry Training Organisation (OPITO), 2017. Major Emergency Management – Initial; Response Training Standard, Code 722. <https://www.opito.com/media/downloads/major-emergency-management-initial-response-training-revision-2-amendment-1.pdf>
- [19] UK Health & Safety Executive (HSE), 2005. Guidance on permit-to-work systems: A guide for the petroleum, chemical and allied industries, HSG-250. <http://www.hse.gov.uk/pubns/books/hsg250.htm>
- [20] Offshore Safety Directive Regulator (OSDR), 2016. Assessment Principles for Offshore Safety Cases (APOSC). <http://www.hse.gov.uk/osdr/assets/docs/aposc.pdf>
- [21] UK Health & Safety Executive (HSE), 2015. A guide to the Offshore Installations (Offshore Safety Directive) (Safety Case etc.) Regulations 2015, L154 (wyd. pierwsze), HSE Books 2015 ISBN 978 0 7176 6325 5. www.hse.gov.uk/pubns/books/L154.htm
- [22] UK Prevention of fire and explosion and emergency response on offshore installations. Offshore Installations (Prevention of Fire and Explosion, and Emergency Response) Regulations, 1995.
- [23] UK Health & Safety Executive (HSE), 1995. PFEER Regulations Approved Code of Practice and guidance L65 HSE Books. www.hse.gov.uk/pubns/books/l65.htm
- [24] Oil & Gas UK (OGUK), 2010. Guidelines for the management of emergency response for offshore installations, wyd. 3. <https://oilandgasuk.co.uk/product/guidelines-for-the-management-of-emergency-response-for-offshore-installations-issue-3/>
- [25] Oil & Gas UK (OGUK), 2018. Emergency response and rescue vessel survey guidelines, wyd. 7. <https://oilandgasuk.co.uk/product/emergency-response-rescue-vessel-survey-guidelines-issue-7/>
- [26] Oil & Gas UK (OGUK), 2018. Emergency response and rescue vessel management guidelines, wyd. 6. <https://oilandgasuk.co.uk/product/emergency-response-rescue-vessel-management-guidelines-issue-6/>
- [27] DWEA, 2017. Health and Safety Documents in connection with offshore oil and gas operations, Guideline 65.1.13.
- [28] Commission for Regulation of Utilities (CRU), 2017. Safety Case Requirements and ALARP Guidance (Ireland).
- [29] EKG ONZ, 2015. Safety Guidelines and Good Industry Practices for Oil Terminals. http://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/documents/2015/TEIA/publications/1519196_ECE_CP_TEIA_28_Anglais.pdf
- [30] UNECE, 2016. Checklist for contingency planning for accidents affecting transboundary waters, with introductory guidance. http://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/documents/2016/TEIA/ece.cp.teia.34.e_Checklist_for_contingency.pdf
- [31] UNECE, 2015. Konwencja w sprawie transgranicznych skutków awarii przemysłowych. https://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/documents/2017/TEIA/Publication/ECE_CP_TEIA_33_final_Convention_publication_March_2017.pdf
- [32] Wskazówki Komisji Europejskiej dotyczące opracowywania sprawozdań bazowych na podstawie art. 22 ust. 2 dyrektywy 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (2014/C 136/03).
- [33] UKOOG, 2015. Guidelines for the Establishment of Environmental Baselines for UK Onshore Oil and Gas.
- [34] Cross Sector Biodiversity Initiative (CSBI), 2015. Good Practices for the Collection of Biodiversity Baseline Data. <http://www.csbi.org.uk/our-work/good-practices-for-the-collection-of-biodiversity-baseline-data/>

- [35] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/52/UE z dnia 16 kwietnia 2014 r. zmieniająca dyrektywę 2011/92/UE w sprawie oceny wpływu wywieranego przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko (dyrektywa w sprawie oceny oddziaływania na środowisko).
- [36] Dyrektywa 92/43/EWG w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory (dyrektywa siedliskowa).
- [37] Dyrektywa 2009/147/WE w sprawie ochrony dzikiego ptactwa (dyrektywa ptasia).
- [38] Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna, 2015. IEC 61511: 2015 Bezpieczeństwo funkcjonalne – Przyrządowe systemy bezpieczeństwa dla sektora przemysłu przetwórczego.
- [39] Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna, 2015. IEC 61508 Bezpieczeństwo funkcjonalne elektrycznych/elektronicznych/programowalnych elektronicznych systemów związanych z bezpieczeństwem.
- [40] NTS, 2017. NORSOK, Norma S-003: 2017, Environmental Care.
- [41] Salter, N., 2005. Implementation of the Hazards and Effects Management Process (HEMP) at Shell Chemical Facilities. Publikacja przeznaczona do zaprezentowania podczas 7. Światowego kongresu inżynierów chemików, Glasgow, 2005.
- [42] DECC UK, 2014. Guidance on the preparation of an environmental risk assessment of shale gas operations in Great Britain involving the use of hydraulic fracturing.
- [43] DNV-GL, 2015. Recommended Practice, Identification and Management of Environmental Barriers, sprawozdanie nr DNVGL-RP-G104.
- [44] Energy Institute, 2012. Guidelines for the identification and management of environmentally critical elements, wyd. pierwsze.
- [45] Energy Institute, 2007. Guidelines for the management of safety critical elements, wyd. drugie.
<https://publishing.energyinst.org/topics/offshore-safety/guidelines-for-the-management-of-safety-critical-elements>
- [46] Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna (ISO), 2017. ISO 16530–1:2017 Przemysł naftowy i gazu ziemnego – Integralność odwiertu – Część 1: Zarządzanie cyklem życia.
- [47] Europejska Agencja Bezpieczeństwa Morskiego (EMSA), 2007. Action Plan for HNS Pollution Preparedness and Response.
- [48] Międzynarodowa Organizacja Morska (IMO), 2000. Protokół OPRC-HNS Protokół w sprawie gotowości do zwalczania zanieczyszczeń morza niebezpiecznymi i szkodliwymi substancjami oraz współpracy w tym zakresie.
- [49] IPIECA-IOGP, 2013. Oil spill risk assessment and response planning for offshore installations - Oil Spill Response Joint Industry Project.
- [50] OSRL, 2015. Inland Operations Field Guide: A tactical field guide on dealing with oil spills on land.
- [51] Międzynarodowa Organizacja Morska (IMO), 2010. Manual on Oil Spill Risk Evaluation and Assessment of Response Preparedness.
- [52] IOGP, 2016. Standards and guidelines for well construction and well operations – sprawozdanie IOGP nr 485.
- [53] Bylin i in., 2010. Designing the Ideal Offshore Platform Methane Mitigation Strategy, sprawozdanie SPE nr 126964.
- [54] Forster, P. i in., 2007. Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing [w:] Climate Change: The Physical Science Basis. Nowy Jork: Cambridge University Press, Cambridge.

- [55] Grupa Banku Światowego, 2015. Environmental, health and safety guidelines for offshore oil and gas development.
http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f3a7f38048cb251ea609b76bcf395ce1/FINAL_Jun+2015_Offshore+Oil+and+Gas_EHS+Guideline.pdf?MOD=AJPERES
- [56] Komisja Europejska, 2015. BAT Reference Document (BREF) for the Refining of Mineral Oil and Gas.
http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/REF_BREF_2015.pdf
- [57] IPIECA i OGP, 2011. Preparing effective flare management plans: Guidance document for the oil and gas industry. Sprawozdanie 467.
- [58] UK Oil and Gas Authority, 2016. Guidance on Flaring and venting during the commissioning phase and during the production phase. <https://www.ogauthority.co.uk/media/2468/flaring-and-venting-during-commissioning-1016.pdf>.
- [59] UK Oil and Gas Authority, 2016. Guidance on Flaring and venting during the production phase. <https://www.ogauthority.co.uk/media/2467/flaring-and-venting-during-the-production-phase-1016.pdf>
- [60] Unijny system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_pl
- [61] Norwegian Environment Agency (NEA), 2016. Cold venting and Fugitive Emissions from Norwegian Offshore Oil and Gas Activities - Module 3A report – oceny najlepszych dostępnych technik (BAT).
<http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M665/M665.pdf>.
- [62] Koalicja na rzecz klimatu i czystego powietrza w celu redukcji krótkotrwałych zanieczyszczeń (CCAC) oraz Partnerstwo na rzecz ograniczenia emisyjności metanu z ropy naftowej i gazu (OGMP), 2016. Wskazówki techniczne. <http://www.ccacoalition.org/en/content/ccac-oil-gas-methane-partnership>
- [63] Międzynarodowa Agencja Energetyczna (MAE), 2013. World Energy Outlook Special Report: Redrawing the Energy – Climate Map.
- [64] Międzynarodowa Agencja Energetyczna (MAE), 2015. World Energy Outlook Special Report: Energy and Climate Change.
- [65] Bank Światowy, brak daty, Międzynarodowe partnerstwo na rzecz ograniczenia spalania gazu w pochodni pod patronatem Banku Światowego. <http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>
- [66] Bank Światowy, brak daty, Inicjatywa Banku Światowego „Zero Routine Flaring by 2030”.
<http://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030>
- [67] OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations.
<https://www.ospar.org/convention/agreements?q=98%2F3&t=32282&a=&s>
- [68] UK BEIS, 2013. Guidance on the Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines.
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/69754/Guidance_Notes_v6_07.01.2013.pdf
- [69] Protokół z 1996 r. do Konwencji o zapobieganiu zanieczyszczeniu mórz przez zatapianie odpadów i innych substancji z 1972 r. (zmieniony w 2006 r.) („protokół londyński”).
- [70] Oil & Gas UK (OGUK), 2015. Guidelines for the abandonment of wells – wyd. 5.
- [71] Oil & Gas UK (OGUK), 2015. Guidelines on qualification of materials for the abandonment of wells – wyd. 2.
- [72] NTS, 2012. NORSOK, Norma D-010: Well integrity in drilling and well operations.
- [73] Climate and Pollution Agency Norway, 2011. Decommissioning of Offshore Installations, sprawozdanie TA2761.

[74] Dyrektywa 2008/98/WE w sprawie odpadów (dyrektywa ramowa w sprawie odpadów).

Część trzecia: Wskazówki dotyczące działań prowadzonych na lądzie

4. Działanie prowadzone na lądzie 1: Wybór lokalizacji, charakterystyka, projektowanie i budowa obiektów powierzchniowych

4.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Niniejsza sekcja dotyczy wyboru lokalizacji oraz charakterystyki, szczególnie w kontekście oceny lokalizacji, którą zidentyfikowano do celów poszukiwania/wydobywania węglowodorów, i przed rozpoczęciem jakiegokolwiek działania wydobywczego. Ponadto uwzględniono w niej także prace projektowe i budowlane, które mogą być prowadzone na miejscu na potrzeby działalności inwestycyjnej. Po zidentyfikowaniu podpowierzchniowych zasobów węglowodorów podjęcie decyzji o rozpoczęciu prac w zakresie zagospodarowania pola może wymagać zaplanowania powierzchniowych instalacji wydobywczych. Planowanie polega na wyborze/charakterystyce lokalizacji, co może obejmować badania i modelowanie w celu opracowania koncepcji wydobycia węglowodorów.

Wpływ na środowisko działalności związanej z poszukiwaniem i eksploatacją złóż węglowodorów na lądzie może obejmować oddziaływanie na powietrze, wodę (powierzchnię i warstwy podpowierzchniowe), hałas, oddziaływanie na glebę oraz podpowierzchniowe warstwy geologiczne i na różnorodność biologiczną. Możliwe, że zmianie lub zniszczeniu ulegną siedliska gatunków, a także wystąpią zakłócenia i przemieszczenia fauny i flory. Działania wydobywcze, budowlane, wiertnicze oraz (o ile jest prowadzone) szczelinowanie, a także transport drogowy mogą generować hałas. Pozostałe oddziaływania mogą obejmować osiadanie terenu w przypadku spadku ciśnienia pod ziemią oraz możliwość występowania sejsmiczności indukowanej.

Wybór/charakterystyka lokalizacji i projektowanie/budowa obiektów powierzchniowych uwzględnia zarówno planowany wpływ na środowisko, tj. spodziewany (np. emisje generowane przez sprzęt budowlany wykorzystywany na miejscu), jak i niezamierzony wpływ na środowisko, tj. niespodziewany, wynikający np. z awarii sprzętu, incydentów lub wypadków (np. wycieku węglowodorów).

Konkretne przykłady obszarów, w których działania mogą prowadzić do oddziaływania, obejmują: usuwanie gleby z terenu obiektu, co prowadzi do odsłonięcia płytkich warstw wodonośnych i większego prawdopodobieństwa ich skażenia; oraz niewłaściwe odizolowanie sprzętu i zbiorników w wannach wychwytowych, co prowadzi do uwolnienia cieczy z terenu odwiertu (np. płuczki wiertniczej, płynu zwrotnego i wody wydobytej) i może potencjalnie wpływać na glebę i wody powierzchniowe. Właściwe przygotowanie terenu powinno stanowić próbę zapewnienia jak najmniejszego wpływu na środowisko przez cały czas eksploatacji obiektu. Planowanie związane z budową (np. pola wiertnicze, wiercenie powierzchniowe i instalacje wydobywcze) powinno stale uwzględniać sposoby, na które można dalej obniżyć wpływ na środowisko.

W Europie państwa członkowskie mogą przeprowadzić strategiczną ocenę oddziaływania na środowisko (na podstawie wymagań określonych w dyrektywie w sprawie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko [1]) przed wydaniem praw koncesyjnych na poszukiwanie i wydobywanie węglowodorów⁷. Oceny tej

⁷ Na przykład Strategiczny plan podpowierzchniowy (Structuurvisie Ondergrond - Kompleksowe planowanie wykorzystania zasobów podziemnych) w Niderlandach, w którym omówiono wykorzystanie głęboko położonych warstw podziemnych, w tym ropy naftowej i gazu, energii geotermalnej, w także oceniono potencjalne obszary zagospodarowania.

<http://www.commissiener.nl/advisering/afgerondeadviezen/2907>

dokonyje zazwyczaj organ regulacyjny, niekiedy we współpracy z organizacją ds. węglowodorów. W pewnym stopniu takie oceny obejmują kontrole pod kątem kluczowych aspektów środowiskowych w konkretnej lokalizacji przed wydaniem pozwolenia na działalność przemysłową. Wydana przez organ regulacyjny zgoda na poszukiwania i wydobywanie przez daną organizację w danej lokalizacji nie upoważnia jednak do prowadzenia jakichkolwiek prac w tym względzie. W zależności od charakteru, lokalizacji i wielkości zagospodarowywanego terenu, a także ewentualnego wpływu na środowisko, organizacje zajmujące się eksploatacją złóż węglowodorów nadal są objęte wymogiem dyrektywy w sprawie OOS [2], zgodnie z którym muszą przeprowadzić ocenę w odniesieniu do terenu obiektu (sekcja 3.5.4).

Wytyczne dotyczące OOS opracowane w szeregu państw członkowskich zawierają przydatne wskazówki dla organizacji zajmujących się eksploatacją złóż węglowodorów w zakresie obowiązków wynikających z dyrektywy w sprawie OOS [np. 3]. Ponadto niektóre państwa członkowskie podały do wiadomości publicznej decyzje w sprawie OOS dotyczące projektów związanych z eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu, więc decyzje te stanowią dodatkowe źródło informacji dla organizacji zainteresowanych prowadzeniem podobnej działalności.

4.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w przypadku wyboru/charakterystyki lokalizacji i projektowania/budowy obiektów to:

- Wprowadzenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który uwzględnia procesy i procedury wyboru/charakterystyki lokalizacji, projektowania/budowy, w tym procesy zarządzania zmianą w zakresie wypłynięcia na etapie budowy nowych informacji wskazujących, że jakiegokolwiek warunki pola wydobywczego nie są zgodne z wynikami pierwotnych prac w zakresie charakterystyki/projektu (sekcja 3.4.2).
- Zapewnienie, aby zaproponowany projekt został objęty oceną ryzyka dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcje 3.5.4 i 3.5.7), która uwzględnia wpływ na środowisko oraz zrównoważone środki zarządzania tym wpływem (np. w zakresie ekosystemów, różnorodności biologicznej, powietrza i innych obiektów środowiskowych) [5]. Może to obejmować następujące elementy, w zależności od tego, czy działalność prowadzona jest na etapach poszukiwania czy wydobywania:
 - ▶ przeprowadzenie środowiskowego badania podstawowego [6] (sekcja 3.5.3), które uwzględnia wstępną ocenę ryzyka i opracowanie koncepcyjnego modelu terenu. Dzięki temu będzie można uzasadnić opinię na temat znaczenia wszelkiego ryzyka oraz wspierać opracowanie odpowiedniego podstawowego programu monitorowania w przyszłości;
 - ▶ w przypadku, gdy na danym terenie wymagany będzie intensywny transport drogowy, opracowanie planu zarządzania ruchem i harmonogramu częstotliwości ruchu pojazdów. W planie należy określić maksymalne dozwolone prędkości oraz trasy, w tym, gdy to możliwe, trasy alternatywne;
 - ▶ ocenę potencjału osiadania terenu i sejsmiczności indukowanej, szczególnie w przypadku tych rodzajów wydobywania węglowodorów, w odniesieniu do których ocena ryzyka wskazuje, że zjawiska te są możliwe [7];

- dokonanie wstępnej oceny ryzyka w celu zidentyfikowania wariantów złagodzenia zagrożeń i ryzyka oraz przyjęcia protokołów reagowania, które zostaną wdrożone w przypadku doświadczenia nietypowej sejsmiczności;
 - przeprowadzenie oceny czynników ryzyka⁸ w związku z potencjalną sejsmicznością na poziomie pola wydobywczego w odniesieniu do prac w zakresie rozpoznawania/wydobywania oraz szczelinowania w przypadku odwiertów gazu łupkowego. Ocena ta powinna stanowić podstawę do określenia właściwego systemu monitorowania.
- rozważenie potencjalnego całkowitego, krótko-, średnio- i długoterminowego wpływu działań na środowisko w kontekście czasu trwania projektu, bliskiego położenia w stosunku do wszelkich istniejących pobliskich pól wydobywczych itp.;
- przeprowadzenie oceny ryzyka hydrogeologicznego, obejmującej przegląd potencjalnego wpływu prac na wody gruntowe i wody powierzchniowe, w tym warstwę wodonośną; odwierty do poboru wody (publiczne i prywatne); wody powierzchniowe zasilane przez wody gruntowe lub ekosystemy lądowe zależne od wód gruntowych (m.in. tereny podmokłe lub wydmy piaszczyste); warstwy wodonośne na poziomie głębszym niż warstwy wodonośne, szczególnie ważne w przypadku zasobów niekonwencjonalnych; oraz przebicia hydrauliczne między warstwami wodonośnymi;
- stworzenie planu gromadzenia danych na temat podpowierzchniowych warstw geologicznych, obejmującego ocenę ryzyka wpływu szczelinowania na struktury geologiczne oraz informacje geograficzne wskazujące na jakiegokolwiek awarie w pobliżu odwiertów i na kierunku wiercenia przed rozpoczęciem prac w zakresie szczelinowania hydraulicznego. Sporządzając plan, należy wykorzystać modele geomechaniczne oraz przedstawić informacje przestrzenne dotyczące prawdopodobnego składowania odpadów płynnych wygenerowanych w toku działania. Wykorzystanie modeli geomechanicznych do pomiaru wielkości szczelin można uznać za nową technikę, w przypadku której wyniki uzyskiwane w oparciu o oprogramowanie zamknięte w dalszym ciągu są bardzo rozbieżne. Należy wykorzystać dane pochodzące z monitorowania (zob. poniżej) do kalibrowania i poprawiania modeli terenu oraz w celu walidacji naprężeń, ciśnienia porowego formacji oraz właściwości mechanicznych skał. Przykłady modeli geomechanicznych obejmują Metodę Elementów Skończonych (MES), modele oparte na danych pomiarowych geofizyki wiertniczej, analizę petrofizyczną i dane dotyczące niszczenia otworów wiertniczych skalibrowane przy pomocy testu typu „mini-frac”. Kalibracja parametrów wejściowych, mająca na celu dopasowanie modelu do wyników monitoringu szczelinowania hydraulicznego na terenie obiektu, jest stosowana w celu optymalizacji szczelinowania hydraulicznego. Ma to szczególne zastosowanie w nowych sytuacjach, w odniesieniu do których brakuje lub dostępnych jest niewiele opracowanych modeli i danych z monitorowania;
- opracowanie planu dotyczącego zasobów wodnych, określającego szczegółowo proponowane źródła wody z uwzględnieniem wpływu na inne lokalne sposoby wykorzystania wody i ogólnych wymagań ekosystemu. W planie należy zawrzeć informacje na temat proponowanych ostatecznych lokalizacji źródeł wykorzystanej wody (np. wody wydobytej). Zob. również: Działania prowadzone na lądzie 10 (sekcja 13), 11 (sekcja 14) i 12 (sekcja 15).

⁸ Zob. np. podejście do sygnalizacji świetlnej zaprezentowane przez UKOOG w [7].

- ▶ dokonanie oceny różnorodności biologicznej i ekosystemów w celu oszacowania potencjalnych obszarów oddziaływania projektu, w tym prowadzenia badań dotyczących ustalenia zakresu, gromadzenia podstawowych danych oraz przeprowadzenia badania różnorodności biologicznej i ekosystemu przy uwzględnieniu znaczenia pobliskich obszarów chronionych, obecności gatunków zagrożonych, krytycznych siedlisk i kluczowych usług ekosystemowych [8]. Rozważając zarządzanie ekosystemami i różnorodnością biologiczną w rozumieniu CSBI, należy stosować hierarchię łagodzenia (tj. unikać, minimalizować, przywracać i równoważyć) [9] (sekcja 3.5.4);
- ▶ dokonanie oceny jakości powietrza na terenie w celu określenia podstawowych poziomów zanieczyszczenia tam, gdzie nie ma takich podstawowych danych;
- ▶ dokonanie oceny skutków hałasu w celu ocenienia hałasu i wibracji na terenie wraz z opisem kroków podjętych na rzecz łagodzenia ich oddziaływania, w tym monitorowania.
- W przypadku nowych obiektów i zmian istniejących obiektów – zapewnienie techniki na potrzeby projektu procesów technologicznych, sprawozdań z budowy i eksploatacji służących zachowaniu właściwego bezpieczeństwa oraz minimalizacji możliwości wpływu na środowisko (sekcja 3.5.5) (zob. BAT poniżej).
- Opracowanie opartego na analizie ryzyka planu monitorowania i pobierania próbek [6], w którym szczegółowo przedstawione zostaną wskaźniki monitorowania oraz techniki dotyczące projektu. Powinien on obejmować zapisy dotyczące monitorowania/pobierania próbek w zakresie:
 - ▶ osiadania terenu [10], a w stosownych przypadkach sejsmiczności indukowanej. Przykłady systemów monitorowania wykorzystywanych w przemyśle obejmują system monitorowania konkretnej lokalizacji [6] i podejście do obszaru zainteresowania [7];
 - ▶ pobierania próbek gleby zarówno gleb powierzchniowych, jak i głębszych warstw gleby z płytkich wierconych otworów;
 - ▶ pobierania próbek i analizy wód powierzchniowych oraz gruntowych;
 - ▶ pobierania próbek emisji do powietrza przy użyciu takich podejść, jak techniki ogólnokierunkowe, kierunkowe, otwarte i pobierania próbek z partii statycznych. Tam, gdzie to możliwe, należy stosować metody pobierania próbek oraz instrumenty zgodne ze standardowymi metodami;
 - ▶ oceny nuklidu promieniotwórczego pod kątem naturalnie występującego materiału promieniotwórczego w zależności od tego, czy uważa się, że występują nuklidy promieniotwórcze [11,12];
 - ▶ monitorowania hałasu i wibracji podczas prowadzenia prac w obszarach, w przypadku których wcześniejsza ocena wskazuje na potencjalne zakłócenia dla miejscowej ludności lub wrażliwych ekosystemów;
 - ▶ monitorowania ekologicznego w celu określenia zmian w ekologicznym poziomie bazowym oraz powodzenia środków zmniejszających ryzyko.
- W przypadku, gdy nie można dokładnie oszacować potencjalnych emisji i zrzutów, zamiast tego należy uwzględnić prognozy wysokiego szczybla, zwracając uwagę na czynniki, które mogą mieć na nie wpływ (np. natężenie przepływu, cechy zbiornika). Funkcja rozkładu prawdopodobieństwa konkretnych rodzajów emisji i zrzutów w całym sektorze może się przyczynić do podjęcia decyzji o monitorowaniu emisji lub zrzutów.
- Rozważenie wszystkich wariantów barier izolacyjnych dla terenu obiektu, w tym:

- ▶ pierwszoliniowych środków izolujących – dla jednostek pływających, zbiorników i innych obiektów zawierających substancje;
- ▶ drugoliniowych środków izolujących – wanien wychwytowych, mis ściekowych i innych barier izolujących zaprojektowanych tak, aby zbierały ciecze i substancje uwolnione z pierwszoliniowych środków izolujących;
- ▶ trzecioliniowych środków izolujących – konstrukcji zapobiegających wydostaniu się cieczy i substancji z terenu lub skażeniu otoczenia, m.in. barier technicznych, organizacyjnych i operacyjnych.
- Dokonanie oceny zamknięcia terenu na koniec zagospodarowywania pola wydobywczego, podobnej do badania poziomu bazowego przeprowadzonego na etapie charakterystyki terenu w celu poddawania przeglądowi i porównywania wpływu prac przez cały okres eksploatacji pola wydobywczego i zidentyfikowania koniecznych środków zaradczych.

4.3 Najlepsze dostępne techniki

Za najlepsze dostępne techniki w zakresie wyboru/charakterystyki terenu oraz projektowania/budowy uznaje się następujące techniki:

- Wybór/charakterystyka terenu:
 - ▶ w przypadku gdy stwierdzone zostanie, że konieczne są zmiany w zakresie prac prowadzonych na terenie, należy ponownie przeanalizować charakterystykę i w razie potrzeby uzupełnić ją zaktualizowanymi danymi przed wprowadzeniem zmian;
 - ▶ wybór najmniej wrażliwej pod względem środowiskowym lokalizacji dla obiektów i rozważenie wyboru terenów, które można łatwiej renaturalizować po zakończeniu prac;
 - ▶ na etapie wyboru terenu należy uwzględnić czynniki, takie jak topografia, naturalne odwodnienie i spływ powierzchniowy z terenu, i unikać obszarów narażonych na powódzie i geozagrożenia;
 - ▶ na etapie wyboru terenu należy tak planować działania, aby w jak największym stopniu ograniczyć rozdrobnienie siedlisk i zakłócenia powierzchni;
 - ▶ rozważenie całkowitego wpływu zagospodarowania węglowodorów na lokalne użytkowanie gruntów, tzn. w kontekście wszelkich innych pobliskich inwestycji, które mogą również mieć wpływ na środowisko.
- Projektowanie/budowa:
 - ▶ uwzględnienie kwestii środowiskowych w ustalaniu kolejności i etapów budowy przed rozpoczęciem prac na terenie; Należy zastanowić się nad lokalizacją pól wiertniczych/obiektów, aby ograniczyć do minimum wpływ na środowisko;
 - ▶ jeżeli to jest to możliwe, należy wykonywać kilka odwiertów na jednym polu wiertniczym (w tym wiercen horyzontalnych i wiercen pod kątem, jeżeli jest to zgodne z charakterystyką złoża i nie stwierdzono żadnego podwyższonego ryzyka dla środowiska), aby ograniczyć liczbę pól wiertniczych oraz wykorzystywaną powierzchnię;
 - ▶ należy dokonać oceny lokalizacji odwiertu i projektu wiercenia, aby uwzględnić specyfikę charakterystyki warstw podpowierzchniowych terenu (zob. sekcja 4.2) [13];
 - ▶ należy zaprojektować rozplanowanie terenu, aby rozmieszczenie infrastruktury uwzględniało możliwość potencjalnych wypadków/incydentów, np. umiejscowienie sprzętu do

wykonywania odwiertów w wystarczającej odległości od obszarów, na których przebywa personel, aby w przypadku wycieku węgłowodoru wpływ na te obszary był minimalny;

- ▶ należy dokonać oceny możliwości zasilania obiektów z sieci elektrycznej (zob. sekcja 10), co zmniejszyłoby potrzebę wytwarzania energii elektrycznej na miejscu, a co za tym idzie – hałasu i emisji do powietrza;
- ▶ na etapie projektowania należy dokonać oceny potrzeby zainstalowania barier dźwiękowych, osłon i ekranów w celu ograniczenia hałasu i wibracji generowanych w trakcie prac. W miarę możliwości należy zamknąć sprzęt (np. pompy hydrauliczne, sprężarki, generatory prądu) w obudowie tłumiącej dźwięki lub zastosować bariery ograniczające dźwięki wokół tych źródeł;
- ▶ jeżeli istniejące drogi i infrastruktura są odpowiednie do wykorzystania do ruchu na terenie wydobywania, należy unikać budowania nowych dróg;
- ▶ należy rozważyć wykorzystanie infrastruktury (np. dróg) na etapie po zakończeniu inwestycji, po uprzednim dokonaniu oceny potencjalnego wpływu na środowisko, mając na względzie maksymalizację udogodnień dla okolicznych mieszkańców w zakresie infrastruktury publicznej;
- ▶ na ile to możliwe infrastrukturę należy zaprojektować w koordynacji i we współpracy z inną działalnością związaną z wydobywaniem węgłowodórów, aby ograniczyć zakłócenia na powierzchni (linie przepływu biegnące wzdłuż dzierżawionych/prywatnych dróg, wykorzystanie linii przepływu / korytarzy rurociągów, wspólne prawo drogi);
- ▶ zbiorniki, wanny wychwytowe i systemy odwadniania należy projektować w taki sposób, aby ograniczyć prawdopodobieństwo awarii bariery izolującej węgłowodory i chemikalia i ich wycieku do środowiska (zob. także sekcje 5, 6, 7 i 9), np.:
 - zapewniając wystarczające i odpowiednie obiekty magazynowania odpadów, w tym skażonych ścieków, dopilnowując, aby konstrukcja zbiorników płuczkowych umożliwiała swobodne zarządzanie płuczką wiertniczą;
 - uwzględniając nietypowe warunki, takie jak np. ulewne opady lub podwyższone zwierciadło wody;
 - chroniąc niżej położone warstwy gruntu i wody gruntowe, m.in. poprzez zastosowanie utwardzonej nawierzchni lub nieprzepuszczalnych membran, i zarządzając spływem powierzchniowym. Przykłady obejmują ułożenie wykładziny w postaci arkuszy polietylenu o dużej gęstości i wystarczającej ilości materiału pokrywającego, aby ochronić przed napływem zanieczyszczeń z powierzchni;
 - zapewniając system kanalizacyjny odwadniający, który zapobiega przenoszeniu ropy naftowej i zanieczyszczeń przez ulewne opady z pola wiertniczego bezpośrednio do środowiska;
 - zapobiegając wyciekom, wykrywając i kontrolując je, a także stosując technologie ograniczające (tj. pierwszo-, drugo- i trzecioliniowe środki izolujące) w celu ochrony terenu wydobywania i jego bezpośredniego otoczenia.

4.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 4

[1] Dyrektywa 2001/42/WE w sprawie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.

[2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/52/UE z dnia 16 kwietnia 2014 r. zmieniająca dyrektywę 2011/92/UE w sprawie oceny wpływu wywieranego przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko (dyrektywa w sprawie oceny oddziaływania na środowisko).

[3] UK Environment Agency guidance for EIA for hydrocarbons: <https://www.gov.uk/guidance/minerals>

[5] API RP 51R, Environmental protection for onshore oil and gas production operations and leases – wyd. pierwsze – lipiec 2009 – API.

[6] UKOOG, 2015. Guidelines for the Establishment of Environmental Baselines for UK Onshore Oil and Gas, wyd. 1, styczeń 2015.

[7] IOGP, 2017. Understanding induced seismicity associated with oil and natural gas operations. Sprawozdanie 580.

[8] Cross Sector Biodiversity Initiative (CSBI), 2015. Good Practices for the Collection of Biodiversity Baseline Data. <http://www.csbi.org.uk/our-work/good-practices-for-the-collection-of-biodiversity-baseline-data/>

[9] Cross Sector Biodiversity Initiative (CSBI), 2015. A cross-sector guide for implementing the Mitigation Hierarchy [Międzysektorowy przewodnik po wdrażaniu hierarchii łagodzenia]. Przygotowany przez The Biodiversity Consultancy. <http://www.csbi.org.uk/our-work/mitigation-hierarchy-guide/>

[10] MiSE, 2014. Guidelines for monitoring seismicity, ground deformation and pore pressure in subsurface industrial activities (Włochy). <https://unmig.mise.gov.it/>

[11] IOGP, 2008. Guidelines for the management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil & gas industry. Sprawozdanie nr 412.

[12] Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (MAEA), 2003. Extent of Environmental Contamination by Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) and Technological Options for Mitigation, seria sprawozdań technicznych nr 419.

[13] The Borehole Site and Operations Regulations (BSOR), Zjednoczone Królestwo, 1995. <http://www.legislation.gov.uk/uksi/1995/2038/made>

5. Działanie prowadzone na lądzie 2: Przemieszczanie chemikaliów i ich przechowywanie

5.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Konieczność przemieszczania chemikaliów i ich przechowywania ma miejsce w przypadku różnych prac prowadzonych w trakcie poszukiwania i wydobywania na lądzie. W ramach działalności, w której stosuje się chemikalia, należy zapewnić, aby zostały one następnie zebrane, ponownie wykorzystane, przechowane jako odpady lub przetransportowane poza teren wydobywania w celu przetworzenia i trwałego składowania. W niektórych przypadkach chemikalia można odprowadzić do środowiska w ramach dozwolonej działalności⁹. Chemikalia są wykorzystywane w następujących rodzajach działalności:

- Wykonywanie odwiertów, zabiegi w odwiertach i zbrojenia odwiertów – chemikalia są wykorzystywane podczas wiercenia oraz zbrojenia odwiertu, a przykłady (niewyczerpujące) obejmują m.in.:
 - ▶ cement służący do mocowania obudowy oraz ochrony i uszczelnienia odwiertu;
 - ▶ materiały obciążające – zwiększają gęstość płuczki i równoważą warunki ciśnienia w formacji w ramach kontroli nad odwiertem. Należą do nich: baryt, hematyt, kalcyt i ilmenit;
 - ▶ środki zwiększające lepkość – zwiększają lepkość płuczki wiertniczej, aby utrzymywała się w niej zawiesina zwiercin i materiałów obciążających. Należą do nich: bentonit/pałygorskit, ksantan, karboksymetyloceluloza i inne polimery;
 - ▶ rozcieńczalniki, środki dyspergujące i termostabilizatory – powodują deflokulację iłów w celu zoptymalizowania lepkości i odporności na ścinanie płuczki wiertniczej. Należą do nich: taniny, polifosforany, lignit i lignosulfonian;
 - ▶ flokulanty – zwiększają lepkość i odporność iłów na ścinanie lub służą do klarowania lub odwadniania płuczki wiertniczej o małej zawartości substancji stałych. Należą do nich: sole nieorganiczne, wapno gaszone, gips, węgiel i diwęgiel sodu, tetrafosforan sodu i polimery na bazie akryloamidów;
 - ▶ reduktory filtratu – ograniczają ucieczkę cieczy do formacji dzięki plackowi filtracyjnemu osadzającemu się na ściankach odwiertu. Należą do nich: bentonit, lignit, sól sodowa karboksymetylocelulozy, poliakrylan i skrobia;
 - ▶ dodatki regulujące zasadowość, pH – optymalizują pH i zasadowość płuczki wiertniczej, regulując właściwości płuczki wiertniczej. Należą do nich: wapno palone (CaO), soda kaustyczna (NaOH), soda bezwodna (Na₂CO₃), wodorowęgiel sodu (NaHCO₃) i inne zasady oraz kwasy;
 - ▶ materiały zapobiegające stratom płuczki w trakcie cyrkulacji – uszczelniają one miejsca przecieków w ścianie odwiertu, zapobiegając ucieczce płuczki wiertniczej do formacji. Należą

⁹ Zrzut wody wydobytej stanowi planowany zrzut chemikaliów i został ujęty w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 12.

do nich: naturalne materiały włókniste, nieorganiczne substancje stałe i obojętne, nierozpuszczalne substancje stałe;

- ▶ smary – zmniejszają moment obrotowy i opór zestawu wiertniczego i elementów obrotowych maszyn. Należą do nich: oleje, ciecze syntetyczne, grafit, surfaktanty, glikole i gliceryna;
 - ▶ materiały do kontroli łupków – służą do kontroli uwodnienia łupków, które powoduje ich puchnięcie i dyspersję prowadzące do zawalenia się ścian odwiertu. Należą do nich: rozpuszczalny wapń i oleiniany potasu, inne sole nieorganiczne i organiczne, np. glikole;
 - ▶ emulgatory i środki powierzchniowo czynne – ułatwiają powstanie stabilnego rozproszenia nierozpuszczalnych cieczy w fazie wodnej płuczki wiertniczej. Należą do nich: anionowe, kationowe lub niejonowe detergenty, mydła, kwasy organiczne i detergenty na bazie wody;
 - ▶ bakteriocydy i inne produkty biobójcze – zapobiegają biodegradacji dodatków organicznych. Należą do nich: glutaraldehyd, siarczan tetrakis(hydroksymetylo)fosfoniowy i inne;
 - ▶ substancje przeciwpieniące – zmniejszają pienienie się płuczki. Należą do nich: alkohole, silikony, stearynian glinu ($C_{54}H_{105}AlO_6$) i fosforan alkilu;
 - ▶ środki antyadhezyjne – zapobiegają przyklejeniu się rury w odwiercie lub są wykorzystywane do uwolnienia przyklejonej rury. Należą do nich: detergenty, mydła, oleje i surfaktanty;
 - ▶ reduktory wapnia – przeciwdziałają skutkom oddziaływania wapnia z cementu, anhydrytów występujących z formacji i gipsu na właściwości płuczki. Należą do nich: węglan i diwęglan sodu (Na_2CO_3 i $NaHCO_3$), wodorotlenek sodu (NaOH) i polifosforany;
 - ▶ inhibitory korozji – zapobiegają korozji zestawu wiertniczego w wyniku kontaktu z kwasami i gazami kwaśnymi występującymi w formacji. Należą do nich: aminy, fosforany i inne specjalne mieszaniny;
 - ▶ termostabilizatory – zwiększają stabilność dyspersji płuczki, emulsji i właściwości reologiczne w wysokich temperaturach. Należą do nich: polimery lub kopolimery akrylowe lub sulfonowane, lignity, lignosulfoniany i taniny;
 - ▶ płuczki wiertnicze oraz płyny stosowane do celów zbrojenia odwiertu uzupełnione dodatkami chemicznymi, takimi jak inhibitor korozji, produkt biobójczy, odtleniacz, kwasy, glikol, materiały obciążające, sól, substancje zwiększające lepkość itp.
- Wydobycie – chemikalia mają różne zastosowania w procesie wydobywczym. Można je na przykład włączać do strumienia procesowego, wykorzystywać jako chemikalia w rurociągach, do przetwarzania gazu lub jako chemikalia użytkowe, a także dodawać do przepływu eksportowego lub przyprływu z obiektów znajdujących się na wcześniejszym etapie wydobywania. Chemikalia te mogą obejmować:
 - ▶ inhibitory korozji – zapobiegają korozji urządzeń technologicznych i rurociągów w wyniku kontaktu z kwasami i gazem kwaśnym formacji. Należą do nich: aminy, fosforany i inne specjalne mieszaniny;
 - ▶ inhibitory kamienia – zapobiegają tworzeniu się kamienia blokującego utrudniającego przepływ cieczy w rurociągach, zaworach i pompach. Należą do nich: polimery kwasu akrylowego, kwasu maleinowego i fosfoniany;
 - ▶ demulgatory – rozbijają emulsję ropy naftowej na fazy olejową i wodną. Należą do nich: ksylen, węglowodory ciężkie aromatyczne, izopropanol, 2-Etyloheksanol i olej napędowy;

- ▶ produkty biobójcze – zapobiegają korozji wywołanej czynnikami mikrobiologicznymi, np. w zbiornikach na ropę naftową i zbiornikach resztkowych. Należą do nich preparaty antybakteryjne i przeciwgrzybicze;
- ▶ chemikalia odwadniające – zapobiegają korozji i gromadzeniu się rozlanej wody. Należą do nich: glikol monoetylenowy (MEG), glikol dietylenowy (DEG), glikol trietylenowy (TEG) oraz chemikalia zapobiegające powstawaniu hydratów (np. metanol).
- Szczelinowanie hydrauliczne – w procesach szczelinowania hydraulicznego wykorzystuje się chemikalia, np. substancje w płynach szczelinujących [1]. Należą do nich na przykład [2]:
 - ▶ środki podsadzające – utrzymują otwarcie szczelin w formacji, umożliwiając swobodniejszy przepływ gazu/płynu do odwiertu. Należą do nich: krzemionka, piasek kwarcowy (spiekany boksyt, tlenek cyrkonu oraz ceramiczne granulki);
 - ▶ kwasy – oczyszczają osłony produkcyjne, usuwając cement, płuczkę wiertniczą i pozostałości po wierceniu z perforacji osłony przed wtłoczeniem płynu szczelinującego. Należą do nich: kwas chlorowodorowy, kwas mrówkowy i kwas octowy;
 - ▶ produkty biobójcze – zapobiegają rozwojowi mikroorganizmów w odwiercie, które mogłyby ograniczać przepływ z utworzonej sieci szczelin hydraulicznych. Należą do nich: aldehyd glutarowy, czwartorzędowy chlorek amoniowy i wiele innych;
 - ▶ stabilizatory ilów – zapobiegają pęcznieniu, przesuwaniu się i przemieszczaniu się wrażliwych na wodę minerałów ilastych, które mogłyby zablokować pory i tym samym zmniejszyć przepuszczalność; Należą do nich: chlorek potasu, chlorek sodu, chlorek tetrametyloamoniowy (TMAC) i chlorek choliny.
- Intensyfikacja wydobywania – chemikalia wykorzystywane w ramach technik intensyfikacji wydobywania mających na celu jego zwiększenie, w tym wydobywanie termiczne, gaz lub wtłaczanie chemikaliów (w tym polimerów).
- Bieżąca działalność (obejmująca wiele faz) – chemikalia są ładowane, przechowywane i przeładowywane w zależności od codziennych potrzeb i określonych prac, zarówno podczas fazy wiercenia, jak i wydobywania. Są to m.in. ciecz hydrauliczna, chemikalia używane do konserwacji, detergenty itp.

Stosowanie chemikaliów może potencjalnie stwarzać ryzyko dla środowiska w związku z planowanymi rzutami i niezamierzonymi uwolnieniami, które mogą prowadzić do niepokoju gatunków lądowych lub potencjalnego skażenia powierzchni gleby, głębszej warstwy gleby, wód powierzchniowych, warstw wodonośnych wód gruntowych oraz atmosfery.

Niezamierzone uwolnienie chemikaliów może nastąpić np. w trakcie prowadzenia następujących rodzajów działalności:

- awaria bariery izolującej między obszarem składowania lub przemieszczania chemikaliów (i odpadów chemicznych) a miejscem, w którym są wykorzystywane (np. z rurociągów, zbiornika chemikaliów);
- awaria bariery izolującej podczas wiercenia/zbrojenia odwiertu (np. utrata kontroli nad odwiertem, wyciek płuczki wiertniczej itp.); albo
- wycieki podczas rutynowych codziennych czynności.

W rozporządzeniu REACH nr 1907/2006 [3] od podmiotu stosującego substancję chemiczną w jej postaci własnej lub jako składnik mieszaniny wymaga się zapewnienia jej bezpiecznego stosowania na terenie obiektu. Na terenie obiektu należy przechowywać (rozszerzoną) kartę charakterystyki (SDS) lub równoważne informacje dla każdego przechowywanego produktu chemicznego, wraz ze scenariuszami narażenia

zawierającymi warunki operacyjne i środki zarządzania ryzykiem dla bezpiecznego stosowania, oraz w celu ułatwienia szkolenia pracowników w zakresie odpowiednich procedur oceny ryzyka (jeżeli taka karta charakterystyki jest dostępna). Rozporządzenie REACH jest bezpośrednio powiązane z rozporządzeniem CLP nr 1272/2008 [4], w którym ustanowiono zwroty wskazujące rodzaj zagrożenia i środki ostrożności.

W przypadku obiektów, w których odbywa się intensywne szczelinowanie hydrauliczne, wymagana jest zgodność z zaleceniem KE 2014/70/UE [5].

Różnica w czasie trwania etapu poszukiwania w porównaniu z etapem wydobywania podczas prac na lądzie może wpłynąć na dobór środków i technik na potrzeby zarządzania ryzykiem związanym z chemikaliami. Podczas gdy na etapach wydobywania stosuje się rozwiązania trwałe, na etapach poszukiwania można zastosować rozwiązania o bardziej tymczasowym charakterze. W obu przypadkach oczekuje się jednak podobnie dokładnego zarządzania ryzykiem.

5.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w kontekście przemieszczania chemikaliów i ich składowania to:

- Wprowadzenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który zmusza do zarządzania bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który obejmuje procesy i procedury związane z przemieszczaniem i składowaniem chemikaliów (sekcja 3.4.2).
- Zapewnienie, aby przemieszczanie i składowanie chemikaliów było traktowane jako część środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie zagrożeń dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcje 3.5.4/3.5.7).
- Rozważenie podejść alternatywnych do stosowania chemikaliów zaklasyfikowanych jako stwarzające zagrożenie zgodnie z rozporządzeniem CLP [4], o ile jest to technicznie możliwe i uzasadnione z punktu widzenia bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony środowiska. Takie alternatywne podejścia mogą skutkować wyeliminowaniem substancji chemicznych stwarzających zagrożenie albo możliwym zastąpieniem ich mniej szkodliwymi alternatywami (najmniejsze potencjalne zagrożenie dla środowiska i zdrowia).
- Rozważenie możliwości ponownego użycia chemikaliów (np. płuczek wiertniczych).
- Dokonanie na wczesnym etapie oceny proponowanych chemikaliów, które mają być stosowane, i unikanie stosowania chemikaliów, które mogą stwarzać zagrożenie dla wód gruntowych. Unikanie stosowania płuczek wiertniczych na bazie oleju co najmniej do czasu uszczelnienia odwiertu, aby zapobiec dostawaniu się chemikaliów do warstw wodonośnych wód gruntowych.
- Zapewnienie wdrożenia wymogów REACH [3], których główne elementy obejmują:
 - ▶ zapewnienie, aby wymagania rejestracyjne w ramach REACH [3] zostały spełnione (w stosownych przypadkach) oraz aby działalność, która będzie prowadzona w obiekcie, została przedstawiona w dokumentach rejestracyjnych lub w „sprawozdaniu dalszego użytkownika”. Powinny one zawierać następujące, właściwe dla danego obiektu elementy:
 - identyfikację zagrożeń, tj. identyfikację zdolności substancji do wywoływania szkodliwych skutków;
 - ocenę efektu koncentracji, tj. oszacowanie związku między poziomem narażenia na substancję a występowaniem i dotkliwością skutków jej działania;
 - ocenę narażenia, tj. oszacowanie stężeń lub dawek, na jakie mogą być narażone elementy środowiska;

- charakterystykę ryzyka, tj. oszacowanie występowania i dotkliwości szkodliwych skutków, które mogą wystąpić;
 - oszacowanie ryzyka, tj. ilościowe określenie szacowanego prawdopodobieństwa w charakterystyce ryzyka;
- ▶ zapewnienie zgodności z określonymi środkami zarządzania ryzykiem i warunkami operacyjnymi w ramach kart charakterystyki, o ile są one dostępne; mogą one być również określone w ramach odpowiednich „ogólnych scenariuszy narażenia” takich jak w [6], jeżeli dostawcy nie dostarczają kart charakterystyki lub szczególnych scenariuszy narażenia;
- ▶ zapewnienie zgodności z wszelkimi wymogami dotyczącymi udzielania zezwoleń na stosowanie substancji stanowiących bardzo duże zagrożenie (SVHC), tj. rakotwórczych, mutagennych lub działających szkodliwie na rozrodczość (CMR); trwałych, wykazujących zdolność do bioakumulacji i toksycznych (PBT); bardzo trwałych i wykazujących bardzo dużą zdolność do bioakumulacji (vPvBs); [3], substancji, których dotyczą jakiegokolwiek ograniczenia związane z tymi określonymi w ramach REACH.
- Zapewnienie, aby stosowane produkty biobójcze zostały dopuszczone do obrotu na podstawie rozporządzenia UE nr 528/2012 w sprawie produktów biobójczych [7] oraz aby stosowanie w obiekcie odbywało się zgodnie z instrukcjami dotyczącymi bezpieczeństwa i wszelkimi przepisami określonymi w pozwoleniu na produkt biobójczy.
- Zapewnienie, w przypadku nowych obiektów i zmian w istniejących obiektach, aby projekt techniczny dotyczący przemieszczania i składowania chemikaliów uwzględniał wysoki poziom bezpieczeństwa oraz ograniczał do minimum potencjalny wpływ na środowisko w przypadku planowanych albo niezamierzonych uwolnień (zob. BAT poniżej) (sekcja 3.5.5).
- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2). Rozważenie możliwości w zakresie środków izolujących na miejscu i posiadanie planu awaryjnego na wypadek wycieku zawierającego informacje dotyczące zarządzania wyciekami chemikaliów do środowiska (sekcja 3.5.13).
- Przeprowadzenie oceny ryzyka i klasyfikacji określającej klasy środków izolujących (tj. pierwszoliniowych, drugoliniowych i trzecioliniowych) na podstawie tej oceny pod koniec każdego etapu cyklu życia prac prowadzonych na lądzie; oraz rozważenie możliwości w zakresie środków izolujących dla każdej ich klasy. Przykłady środków izolujących i technik opisano w dokumentach referencyjnych [8–10].

5.3 Najlepsze dostępne techniki

Za najlepsze dostępne techniki w zakresie przemieszczania chemikaliów i ich przechowywania [8,11] uznaje się następujące techniki:

5.3.1 Projektowanie

- Rozważenie, na etapie wczesnego projektowania, niezbędnej pojemności instalacji do składowania chemikaliów na miejscu.
- Zapewnienie, aby obiekty magazynowe były zaprojektowane i zbudowane taki sposób, aby ich zawartość była skutecznie odizolowana.

- Zainstalowanie zaworów zwrotnych w pompach tłoczących chemikalia do instalacji technologicznych służących do wydobywania węglowodorów.
- Upewnienie się, że ciśnienie projektowe pomp tłoczących chemikalia jest takie samo jak w instalacji, do której są wtryskiwane.
- Określenie barier izolujących w odniesieniu do możliwych wycieków, incydentów i wypadków. Przykładem są odpowiednio odwodnione obszary z wannami wychwytowymi służące do przechowywania i opróżniania zbiorników transportowych;
- Magazynowanie niekompatybilnych chemikaliów w oddzielnych wannach wychwytowych.
- Zapewnienie, aby rurociągi od zbiorników transportowych do stałych zbiorników lub innych obiektów były samoodpływowe.
- Umożliwienie bezpiecznego zamocowania zbiorników transportowych w wannie wychwytowej.
- Zabezpieczenie stałych instalacji rurowych i złączy przewodów przed uszkodzeniami wynikającymi z czynności związanych z przemieszczaniem.
- Zapewnienie oddzielnego odpływu do zbiornika na wycieki chemikaliów z zespołu/systemu włączania chemikaliów.
- Zapewnienie ochrony przed upuszczonym przedmiotami na krytycznych konstrukcjach i urządzeniach, w tym na obszarach zbiorników chemikaliów i nad rurociągami.
- Zaprojektowanie konstrukcji minimalizującej ryzyko wycieków (np. pęknięcia worków) i ułatwiającej zbieranie wycieków.
- Jeżeli jest to możliwe, zaprojektowanie systemu transferowego pomiędzy zbiornikami transportowymi i magazynowymi jako systemu zamkniętego, który umożliwia całkowite opróżnienie zbiorników transferowych. W systemach transferowych należy stosować niepowtarzalne złącza w celu zmniejszenia ryzyka niezamierzonego przeniesienia do niewłaściwego zbiornika.

5.3.2 Operacje

- W przypadku każdego użytego produktu chemicznego należy zachować informacje o ilości, nazwach handlowych, głównych składnikach niebezpiecznych i toksyczności zarówno na obiekcie, jak i w innym miejscu, poprzez centralnie prowadzoną bazę danych „na żywo” (tzn. stale aktualizowaną).
- Zagwarantowanie, że procedury składowania chemikaliów określają sposób składowania chemikaliów i odpadów chemicznych, tj. w oddzielnych, oznakowanych pojemnikach/beczkach.
- Zapewnienie, aby sprzęt do zwalczania i powstrzymywania wycieków chemikaliów był rutynowo kontrolowany, konserwowany, użytkowany i testowany, a także stosowany lub dostępny w razie konieczności zareagowania.
- Dokumentowanie i zgłaszanie wszelkich wycieków, a także zdarzeń potencjalnie wypadkowych. W przypadku wycieku lub zdarzeń potencjalnie wypadkowych, które mogą mieć znaczący wpływ na środowisko, należy zbadać przyczyny i podjąć działania naprawcze, aby zapobiec ponownemu wystąpieniu.
- Konserwacja obiektów magazynowania zgodnie z wytycznymi producenta i wymogami regulacyjnymi (np. dotyczącymi częstotliwości konserwacji) oraz przechowywanie dokumentacji dotyczącej takiej konserwacji.

- Sprawdzenie obiektów magazynowania w celu wykrycia ewentualnych wad konstrukcyjnych lub wycieków, jak również zapewnienie bezpieczeństwa tych obiektów.
- W przypadku wycieków materiałów niebezpiecznych, których nie można poddać recyklingowi na miejscu, zbieranie w celu przewiezienia do zatwierdzonego obiektu, aby tak zostały poddane recyklingowi i trwałemu składowaniu.
- Zapewnienie, aby materiały, z których wykonane są obiekty magazynowania, nie zostały uszkodzone przez ich zawartość oraz aby w wyniku kontaktu z nią nie tworzyły niebezpiecznych związków.
- Zapewnienie, aby wszelkie mocowania były trwałe i solidne, co ma zapobiec ich poluzowaniu.
- Zapewnienie, aby obiekty magazynowe wyposażone w wymienne urządzenia mocujące były odpowiednio zaprojektowane, tak aby umożliwić wielokrotne mocowanie bez uwolnienia zawartości. Dodatkowe wytyczne dotyczące tych działań można znaleźć w dokumentach referencyjnych [12–15].

5.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 5

- [1] UKOOG, 2015. UK Onshore Shale Gas Well Guidelines.
<http://www.ukoog.org.uk/images/ukoog/pdfs/ShaleGasWellGuidelinesIssue3.pdf>
- [2] JRC, 2013. Assessment of the use of substances in hydraulic fracturing of shale gas reservoirs under REACH.
http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/111111111/29386/1/req_jrc83512_assessment_use_substances_hydraulic_fracturing_shale_gas_reach.pdf
- [3] Rozporządzenie (WE) nr 1907/2006 w sprawie rejestracji, oceny, udzielania zezwoleń i stosowanych ograniczeń w zakresie chemikaliów (REACH).
- [4] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1272/2008 z dnia 16 grudnia 2008 r. w sprawie klasyfikacji, oznakowania i pakowania substancji i mieszanin (rozporządzenie CLP).
- [5] Zalecenie Komisji z dnia 22 stycznia 2014 r. w sprawie podstawowych zasad rozpoznawania i wydobywania węglowodorów (takich jak gaz łupkowy) z zastosowaniem intensywnego szczelinowania hydraulicznego (2014/70/UE).
- [6] IOGP, 2016. Generic exposure scenario for the use of chemicals in the exploration and production of hydrocarbons using high-volume hydraulic fracturing, IOGP, Cefic i EOSCA, kwiecień 2016, sprawozdanie nr 553.
- [7] Rozporządzenie (UE) nr 528/2012 w sprawie udostępniania na rynku i stosowania produktów biobójczych (rozporządzenie UE w sprawie stosowania produktów biobójczych).
- [8] CIRIA, 2014. Containment systems for the prevention of pollution (C736) – secondary, tertiary and other measures for industrial and commercial premises.
http://www.ciria.org/Resources/Free_publications/c736.aspx
- [9] Komisja Europejska, 2006. Dokument referencyjny dotyczący najlepszych dostępnych technik dla emisji z magazynowania. http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/esb_bref_0706.pdf
- [10] PGS 15, 2016. Opslag van verpakte gevaarlijke stoffen (NL).
<http://www.publicatiereeksgevaarlijkestoffen.nl/publicaties/PGS15.html>
- [11] England Environment Agency, 2016. Onshore Oil & Gas Sector Guidance.
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/545924/LIT_10495.pdf

- [12] Nederlandse Richtlijn Bodembescherming (NRB), 2012 (niderlandzkie wytyczne dotyczące ochrony gleby).
- [13] IPIECA/OGP, 2009. Drilling fluids and health risk management – A guide for drilling personnel managers and health professionals in the oil and gas industry. <http://www.ipieca.org/resources/good-practice/drilling-fluids-and-health-risk-management/>
- [14] ENFORM, 2012. Controlling chemical hazards in the oil and gas industry: program development guideline. The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry. <http://www.energysafetycanada.com/files/pdf/publications/51609-792845.guidelinecch2012binder.pdf?page=24>
- [15] ECHA, 2017. Guidance on labelling and packaging in accordance with Regulation (EC) No 1272/2008. https://echa.europa.eu/documents/10162/23036412/clp_labelling_en.pdf/89628d94-573a-4024-86cc-0b4052a74d65

6. Działanie prowadzone na lądzie 3: Przemieszczanie węglowodorów i ich przechowywanie

6.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Przemieszczanie węglowodorów i ich przechowywanie – zarówno ropy naftowej, jak i gazu ziemnego – odbywa się na lądzie na etapach poszukiwania i wydobywania w ramach tak zróżnicowanej działalności jak:

- wykonanie i zbrojenie odwiertu – w trakcie poszukiwań i eksploatacji węglowodory mogą przemieszczać się ze złoża ku powierzchni w trakcie procesu wiercenia;
- wydobywanie – węglowodory wydobywa się ze złoża za pośrednictwem odwiertu do urządzeń służących do przetwarzania, składowania i transportu. Podczas wydobywania węglowodory przeładowuje i składowuje się w różny sposób w obrębie instalacji, urządzeń i rurociągów do czasu ostatecznego przeniesienia poza teren obiektu;
- bieżąca działalność – węglowodory są składowane i przemieszczane w zależności od codziennych potrzeb i konkretnych operacji. Przykłady obejmują olej napędowy (np. generatory, pompy itp.) oraz gaz płynny (LPG).

Podczas każdej z wyżej opisanych rodzajów działalności istnieje możliwość uwolnienia, w wyniku czego węglowodory mogą przedostać się do środowiska. Może to nastąpić na terenie obiektu (np. uwolnienie z urządzeń technologicznych) lub poza nim (np. uwolnienie do otoczenia z odwiertu). Ilość uwalnianych węglowodorów może być różna – od wycieków o małej objętości (np. ze zbiorników, pomp, węży, zaworów lub kołnierzy) do bardzo dużych wycieków.

Niniejsza sekcja dotyczy wyłącznie niezamierzonego uwolnienia węglowodorów płynnych. Planowana działalność nigdy nie powinna prowadzić do zrzutów węglowodorów do środowiska bez wcześniejszego rozważenia ich przetworzenia. Zrzuty można jednak traktować jako część wielu różnych rodzajów działalności, w tym związanych z wodą wydobywaniem (Działanie prowadzone na lądzie 12 – sekcja 15), testami hydrostatycznymi oraz zbrojeniem odwiertów (Działanie prowadzone na lądzie 5 – sekcja 8) oraz, w stosownych przypadkach, z działalnością w zakresie szczelinowania hydraulicznego (Działanie prowadzone na lądzie 6 – sekcja 9). Transport węglowodorów poza teren obiektu wykracza poza zakres wytycznych.

Niezamierzone uwolnienia węglowodorów mogą być np. skutkiem awarii sprzętu, błędów ludzkich, incydentów lub wypadków. Uwolnione do środowiska węglowodory mogą mieć znaczący wpływ na okoliczne ekosystemy, w tym na gleby, wody powierzchniowe i gruntowe, a także poprzez zaburzanie i zanieczyszczanie gatunków i ich siedlisk.

Jeżeli chodzi o zarządzanie ryzykiem, niezamierzone uwolnienia węglowodorów są zazwyczaj rozpatrywane zarówno pod kątem ich bezpieczeństwa, jak i konsekwencji dla środowiska, dlatego też większość istniejących przepisów i wytycznych dotyczących zarządzania ryzykiem w zakresie bezpieczeństwa ma zastosowanie również do ryzyka środowiskowego. Dyrektywa Seveso III (2012/18/UE) [1] dotyczy zagrożeń poważnymi awariami na lądzie związanymi z substancjami niebezpiecznymi i obejmuje zakłady, w którym znajdują się ilości substancji niebezpiecznych w ilościach przekraczających pewne progi (np. dla ropy naftowej lub kondensatu z wydobywania gazu).

6.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w kontekście przemieszczania węglowodorów i ich składowania to:

- Wprowadzenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPIOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który uwzględnia procedury przemieszczania węglowodorów i ich składowania (sekcja 3.4.2).
- Zapewnienie, aby zarządzanie składowaniem i przemieszczaniem węglowodorów w trakcie prowadzonej działalności było traktowane jako część środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie zagrożeń dla środowiska, np. OOŚ/ENVID (sekcje 3.5.4/3.5.7).
- Zapewnienie, w przypadku nowych obiektów i zmian w istniejących obiektach, aby projekt techniczny dotyczący przemieszczania węglowodorów i ich składowania uwzględniał bezpieczeństwo oraz ograniczenie do minimum potencjalnego wpływu na środowisko w przypadku niezamierzonego uwolnienia (sekcja 3.5.5).
- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPIOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2).
- Posiadanie planu awaryjnego na wypadek wycieku węglowodorów do środowiska (sekcja 3.5.13). Należy wziąć pod uwagę odpowiednie wytyczne, takie jak [2];
- Wdrożenie dodatkowych podejść uznanych za niezbędne do celów zarządzania ryzykiem związanym z planowanymi i niezamierzonymi uwolnieniami w odniesieniu do konkretnych prac do możliwie najniższych poziomów, których osiągnięcie jest w rozsądny sposób wykonalne, w tym:
 - ▶ w przypadku projektowania, budowy oraz prac związanych z wykonaniem i zbrojeniem odwiertów przeprowadzenie oceny ryzyka, aby zidentyfikować zagrożenia dla integralności złoza i odwiertu oraz zapewnić, aby zostały one wyeliminowane albo ograniczone do dopuszczalnego poziomu [3–6]. Ocena ryzyka powinna obejmować:
 - ocenę warunków podpowierzchniowych i identyfikację potencjalnych zagrożeń dla środowiska na podstawie profesjonalnego osądu ekspertów technicznych i odpowiednich badań technicznych, np. HAZID/ENVID (sekcja 3.5.6). Należy odnotować wszystkie zidentyfikowane zagrożenia, na przykład w rejestrze ryzyka, oraz określić środki zmniejszające ryzyko;
 - przegląd ryzyka i środki umożliwiające zarządzanie nim w taki sposób, aby osiągnąć najniższy poziom, których osiągnięcie jest w rozsądny sposób wykonalne (sekcja 3.5.10), w stosownych przypadkach, z udziałem organu regulacyjnego. Przegląd powinien angażować również, w stosownych przypadkach, ekspertów technicznych posiadających wiedzę na temat projektów, budowy oraz wykonywania/zbrojenia odwiertów. Cele przeglądu obejmują [5]:
 - uzasadnienie aspektów projektu odwiertu dotyczących jego integralności oraz przegląd i zatwierdzenie aspektów związanych z integralnością planowanych prac;

- walidację szacunków ciśnienia porowego/gradientu ciśnienia szczelinowego;
 - dokonanie przeglądu ryzyka związanego z wykonywaniem i zbrojeniem odwiertów oraz sprawowanie nadzoru nad środkami mającymi na celu zarządzanie nimi, np. w przypadku niekontrolowanego wypływu z odwiertu powinno to obejmować podstawowe/wtórne bariery kontroli nad odwiertem;
- w przypadku testowania odwiertu przeprowadzenie oceny ryzyka, w której uwzględnione są następujące aspekty:
- kryteria pozytywnego i negatywnego wyniku testu;
 - plany awaryjne, jeżeli odwiertu nie można z powodzeniem przetestować zgodnie z wymaganiami;
 - aspekty operacyjne, w tym ochrona personelu, kompetencje personelu itp.;
 - zagrożenia związane z uwolnieniem płynów w przypadku awarii bariery, w tym płynów uwolnionych do atmosfery, możliwość nasilenia sytuacji itp.;
 - zabezpieczenie rurociągów i sprzętu wykorzystanego do testów, w tym konserwacja i określanie parametrów znamionowych rurociągów;
 - tymczasowe składowanie i transport wydobytych węglowodorów na terenie obiektu;
- podczas wydobywania przeprowadzanie bieżących przeglądów integralności odwiertu w całym cyklu życia, aby wybrać, zainstalować, zweryfikować i przetestować odpowiednie bariery, a także dokonać ich konserwacji i odpowiednich napraw, a także w celu uwzględnienia:
- maksymalnego ciśnienia różnicowego na barierze w trakcie cyklu życia odwiertu¹⁰;
 - płyny, na których działanie mogłaby być narażona bariera (gaz węglowodorowy, H₂S, CO₂ itp.);
 - rozważenie konsekwencji w przypadku awarii bariery i narażenia innej części odwiertu na większe ciśnienie niż to, które z założenia miała wytrzymać;
 - rozważenie zużycia pełnej powłoki ochronnej z upływem czasu;
 - reagowanie w sytuacjach awaryjnych i wyjątkowych na etapie projektowania, np. planowanie odwiertów ratowniczych;
- na etapie wydobywania wdrożenie bieżących programy integralności aktywów w celu zapewnienia integralności wszystkich instalacji i urządzeń (sekcja 3.5.11).

6.3 Najlepsze dostępne techniki

Za najlepsze dostępne techniki w zakresie przemieszczania węglowodorów i ich przechowywania uznaje się następujące techniki [5–12]:

¹⁰ Należy zauważyć, że samo testowanie odwiertu może być ryzykowne w przypadku odwiertów o wysokim ciśnieniu i temperaturze.

6.3.1 Projektowanie

- W przypadku projektowania odwiertów zapewnienie co najmniej dwóch barier między odwiertem a formacją zgodnie z praktykami branżowymi i projektowymi. Mogą to być bariery aktywne, takie jak głowice eksploatacyjne i wieżby rurowe; oraz bariery potencjalne takie jak głowica przeciwerupcyjna [13]. Operator odwiertu i organ regulacyjny powinni starannie rozważyć prowadzenie eksploatacji odwiertu przy zastosowaniu mniej niż dwóch barier, aby wykazać, że ryzyko ograniczono do dopuszczalnego poziomu.
- W przypadku projektu obiektów zapewnienie następujących kwestii:
 - ▶ zaprojektowanie systemów wykrywania nieszczelności (takich jak systemy telemetryczne lub czujniki ciśnienia), które są dostosowane do potrzeb i zgodne z wynikami oceny ryzyka;
 - ▶ zapewnienie odpowiedniej integralności systemów kontroli zapobiegania we wszystkich rurociągach, urządzeniach technologicznych i zbiornikach przez cały okres eksploatacji obiektu (np. zastosowanie odpowiedniego materiału rurociągu i odpowiedniej grubości ścianek rur, paneli korozyjnych i systemu dozowania inhibitorów);
 - ▶ określenie odpowiednich sposobów składowania, np. zbiorniki dwupłaszczowe, zbiorniki magazynowe z pływającą pokrywą wyposażone w wysokosprawne uszczelnienia lub zbiornik z nieruchomą pokrywą połączony z systemem odzyskiwania oparów [12];
 - ▶ projektowanie pojemników magazynowych na węglowodory wyposażonych w system wykrywania poziomu i ochrony przed przepełnieniem. Powinny one być zabezpieczone przed nadmiernym lub zbyt niskim ciśnieniem;
 - ▶ projektowanie wanien wychwytowych wokół pojemników i zbiorników, aby powstrzymać przypadkowe wycieki; w wannach wychwytowych powinna zmieścić się zawartość zapasów, które mogą jednorazowo wycieknąć [14]¹¹. Wycieki z pojemników innych niż zbiorniki magazynowe powinny być zatrzymywane na utwardzonych lub w inny sposób nieprzepuszczalnych obszarach i odbierane przez otwarte systemy kanalizacyjne;
 - ▶ zapewnienie, aby sprzęt pomocniczy związany z pojemnikami magazynowymi, taki jak pompy, podgrzewacze do kąpeli olejowych i filtry, zainstalowano w wannie wychwytowej;
 - ▶ zapewnienie, aby złącza rurociągów cieczowych znajdowały się wewnątrz wanny wychwytowej lub, jeżeli nie jest to możliwe, były zabezpieczone nieprzepuszczalną membraną;
 - ▶ zaprojektowanie i zainstalowanie zaworów odcinających, aby umożliwić wczesne wyłączenie lub odcięcie w przypadku wycieku;
 - ▶ opracowanie automatycznych działań wyłączających poprzez awaryjne systemy odcinające w przypadku scenariuszy znacznych wycieków, tak aby można było szybko doprowadzić obiekt do bezpiecznego stanu;
 - ▶ ograniczenie liczby kołnierzy i łączników w projekcie oraz zastąpienie ich połączeniami spawanymi, jeżeli jest to możliwe; określanie ulepszonych kołnierzy (w przypadku obiektów

¹¹ W związku z tym sugerowana minimalna pojemność wanny wychwytowej powinna wynosić 110% pojemności pojedynczego zbiornika. Jeżeli w jednej wannie wychwytowej zainstalowano co najmniej dwa zbiorniki, zalecana pojemność wanny ma być większa niż 110% pojemności największego zbiornika w niecce albo 25% łącznej pojemności wszystkich zbiorników w wannie, chyba że zbiorniki są połączone hydraulicznie – w takim przypadku należy je traktować tak, jakby były pojedynczym zbiornikiem [11];

o znacznym potencjale zanieczyszczenia środowiska powszechnie stosowane są połączenia kołnierzowe z występami i rowkami lub z występami i wgłębieniami, lub specjalne uszczelnienia np. metalowe lub rowkowane);

- ▶ zainstalowanie wszystkich połączeń kołnierzowych w szczelnych zagłębieniach z możliwością uzyskania do nich dostępu z powierzchni;
- ▶ optymalizacja doboru uszczelek i wymagań w zakresie ich konserwacji na etapie projektowania;
- ▶ wyznaczenie zamkniętych rurociągów nadziemnych w nowych obiektach; w przypadku istniejących obiektów zastosowanie podejścia do konserwacji opartego na ryzyku i niezawodności.

6.3.2 Operacje

- W celu zagwarantowania kontroli nad obiektem w każdych warunkach regularne testowanie automatycznego systemu odcinającego, aby zapewnić jego prawidłowe funkcjonowanie.
- Przeprowadzanie bieżących okresowych przeglądów potrzeb w zakresie magazynowania w czasie trwania operacji.
- Zapewnienie, aby sprzęt powstrzymywania wycieków był rutynowo kontrolowany, konserwowany, użytkowany i testowany.
- Priorytetowe traktowanie kontroli i konserwacji elementów mających krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska w celu zapewnienia, aby zapewnić sprawność niezbędnych barier bezpieczeństwa i zminimalizować zaległości w zakresie konserwacji.
- Przeprowadzanie, oprócz normalnych kontroli, działań z zakresu zabezpieczania, takich jak przeglądy bezpieczeństwa procesów i ocena barier sprzętowych (sekcje 3.5.6 i 3.5.12).

6.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 6

[1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/18/UE z dnia 4 lipca 2012 r. w sprawie kontroli zagrożeń poważnymi awariami związanymi z substancjami niebezpiecznymi (dyrektywa SEVESO III).

[2] IPIECA, 2015. Tiered preparedness and response: Good practice guidelines for using the tiered preparedness and response framework

[3] Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna (ISO), 2015. ISO 31000:2009 – Zarządzanie ryzykiem.

[4] NOGEPA, 2016. Well Engineering and Construction Process. Norma branżowa 41.

[5] Oil & Gas UK, 2016. Well life cycle integrity guidelines. wyd. 3 – marzec 2016 (OP119).
<https://oilandgasuk.co.uk/product/well-life-cycle-integrity-guidelines-issue-3-march-2016/>

[6] CONCAWE, 1998. The Seveso 2 directive and the oil industry. <https://www.concawe.eu/publication/report-no-798/>

[7] API, 2009. HF1 Hydraulic fracturing operations – well construction and integrity guidelines.
<http://www.techstreet.com/api/products/1654466>

[8] NOGEPA, 2016. Operational Barriers for Well Integrity. Norma branżowa 51.

[9] England Environment Agency, 2016. Onshore Oil & Gas Sector Guidance.

[10] Bank Światowy / MKF, 2017. Environmental, Health, and Safety Guidelines for Onshore Oil and Gas Development, Draft Revised Version.

[11] Komisja Europejska, 2006. Dokument referencyjny dotyczący najlepszych dostępnych technik dla emisji z magazynowania. http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/esb_bref_0706.pdf

[12] Komisja Europejska, 2015. BAT Reference Document (BREF) for the Refining of Mineral Oil and Gas. http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/REF_BREF_2015.pdf

[13] Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna (ISO), 2017. ISO 16530–1:2017 Przemysł naftowy i gazu ziemnego – Integralność odwiertu – Część 1: Zarządzanie cyklem życia.

[14] CIRIA, Containment systems for the prevention of pollution (C736) – secondary, tertiary and other measures for industrial and commercial premises, CIRIA C736, 2014.

7. Działanie prowadzone na lądzie 4: Przemieszczanie zwiercin i płuczek wiertniczych

7.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Wykonywanie odwiertów udostępniających złoża węglowodorów prowadzi do powstawania zwiercin, w skład których wchodzi część skruszonej skały uzyskane w trakcie zagłębiania się wiertła w ziemi. Skład chemiczny i mineralny zwiercin odzwierciedla skład chemiczny i mineralny warstw skalnych, które są przewiercane przez wiertło. W procesie wiercenia stosuje się również płuczki wiertnicze, które służą do wielu celów, w tym do przenoszenia zwiercin na powierzchnię, do smarowania i chłodzenia wiertła oraz do regulacji ciśnienia w odwiertach w ramach bezpiecznej działalności prowadzonej na odwiertach.

Płuczki wiertnicze to ciekłe mieszaniny drobnopłynnych substancji stałych, soli nieorganicznych i związków organicznych rozpuszczonych lub rozproszonych/zawieszonych w „fazie ciągłej” (płyn bazowy), która może być wodą lub cieczą organiczną. Klasyfikacja płuczek wiertniczych opiera się na podstawowym składniku fazy stałej (woda, olej lub węglowodory syntetyczne) [1]:

- wodne płuczki wiertnicze to mieszaniny ilów, naturalnych i syntetycznych polimerów organicznych, mineralnych środków obciążających oraz innych dodatków rozpuszczonych lub zawieszonych w wodzie słodkiej lub solance. Wodne płuczki wiertnicze (lub „płuczki wodne”) są najpowszechniej stosowane, są na ogół tańsze niż inne systemy i stanowią preferowaną opcję z punktu widzenia ochrony środowiska, chociaż niekoniecznie są odpowiednie dla wszystkich formacji (zob. poniżej);
- bezwodne płuczki wiertnicze to emulsje, w których fazą ciągłą jest organiczny płyn bazowy („płuczki olejowe” lub „płuczki syntetyczne”), z wodą i chemikaliami jako fazą wewnętrzną. Woda zawierająca sól nieorganiczną i dodatki rozpuszczalne w oleju lub dyspergowalne w oleju jest rozproszona w ciągłej fazie niewodnej, a otrzymana emulsja jest stabilizowana za pomocą emulgatora; oraz
- systemy płuczek powietrznych na lądzie (powietrze, mgła, piana, gaz) stosuje się na obszarach, na których ciśnienie w formacji jest względnie niskie, a ryzyko utraty cyrkulacji lub uszkodzenia formacji jest stosunkowo wysokie. W ramach systemów płuczek powietrznych do cyrkulacji zwiercin z odwiertu zamiast płynu wykorzystuje się sprężone powietrze lub gaz.

Wybór wody lub płuczek olejowych/syntetycznych zależy od właściwości technicznych wykonywania odwiertów. Zastosowanie płuczki o odpowiednich właściwościach zapewnia utrzymanie bezpiecznego marginesu wiercenia, dzięki czemu właściwości płuczki (np. ciężar) są w stanie kontrolować ciśnienie porowe i płyny w formacji, nie powodując jednocześnie szczelinowania formacji, a tym samym zachować kontrolę nad odwiertem. Stosowanie płuczek olejowych jest niekiedy preferowane przy przewiercaniu się przez strefy wydobywcze zawierające węglowodory, a także w trudnych z technicznego punktu widzenia sytuacjach, w tym:

- w przypadku trudnych prac wiertniczych, w tym odwiertów o dużym odchyleniu, odwiertów o zwiększonym zasięgu i odwiertów horyzontalnych;
- w przypadkach, w których wymagane jest intensywniejsze smarowanie i mniejsze tarcie niż to zwykle zapewniają płuczki wodne;

- aby umożliwić wiercenie przez skały, które w innym przypadku pęcznią i rozpływają się (np. ility) pod wpływem płuczki wodnej;
- aby umożliwić wiercenie na większe głębokości w wysokiej temperaturze, która powodowałaby odwodnienie wodnej płuczki wiertniczej i wpływała na stabilność odwiertu; oraz
- aby umożliwić wiercenie przez rozpuszczalne w wodzie utwory geologiczne.

Te aspekty oraz wybór płuczek wiertniczych należy uwzględnić jako część koncepcyjnego modelu terenu (CSM), biorąc pod uwagę charakterystykę terenu (sekcja 4).

Na lądzie do kluczowych problemów ekologicznych związanych z przemieszczaniem zwiercin i płuczek wiertniczych należy zapewnienie, aby nie zostały one nieumyślnie uwolnione, ani nieprawidłowo trwale usunięte. W niniejszej sekcji omówiono operacyjne przemieszczanie zwiercin i płuczek wiertniczych, w tym gospodarowanie nimi do momentu ich trwałego składowania oraz sam ten proces. Nie uwzględniono przypadków niezamierzonego uwolnienia zwiercin i płuczki wiertniczej do środowiska – takie przypadki uznaje się za uwolnienie węglowodorów lub chemikaliów w sekcjach Działania prowadzone na lądzie 5 i 6. Należy mieć na uwadze, że skala działań związanych z zagospodarowaniem płuczki i zwiercin znacznie różni się pod względem rozmiarów w zależności od lokalizacji – począwszy od pojedynczych odwiertów aż po lokalizację z wieloma odwiertami/polami wiertniczymi obejmującymi setki pojedynczych odwiertów.

Zwierciny ulegają zanieczyszczeniu zarówno pozostałościami płuczek wiertniczych i węglowodorów z odwiertu, jak i innymi potencjalnymi zanieczyszczeniami, np. metalami ciężkimi występującymi w złożu lub naturalnie występującymi materiałami promieniotwórczymi. Ponadto zawierają one również chemikalia wykorzystywane w procesach wiercenia oraz zbrojenia odwiertu. Zwierciny należy gromadzić podczas wiercenia i poddawać obróbce, aby usunąć zanieczyszczenia przed trwałym składowaniem. Nieodpowiednie składowanie zanieczyszczonych zwiercin na miejscu może skutkować spływem powierzchniowym, który przy nieodpowiednim zarządzaniu może prowadzić do uwolnienia zanieczyszczeń, takich jak chemikalia, dodatki i węglowodory, do wód gruntowych wskutek długotrwałego wyciekania.

7.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w przemieszczaniu zwiercin i płuczek wiertniczych to:

- Wprowadzenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który uwzględnia procesy i procedury przemieszczania zwiercin/płuczek wiertniczych (sekcja 3.4.2).
- Zapewnienie, aby projekt techniczny dotyczący przemieszczania zwiercin/płuczek wiertniczych uwzględniał wysoki poziom bezpieczeństwa oraz minimalizował potencjalny wpływ na środowisko oraz narażenie na materiały niebezpieczne w przypadku planowanych albo niezamierzonych uwolnień (sekcja 3.5.5).
- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2).
- Ustanowienie poziomu bazowego w zakresie ochrony środowiska (sekcja 3.5.3) [2], w tym programu pobierania próbek wód gruntowych i gleby przed rozpoczęciem wiercenia oraz przeprowadzeniu analizy dotyczącej strefy potencjalnego zanieczyszczenia, jeżeli byłoby to konieczne w przyszłości.

- Zapewnienie, aby przemieszczanie zwiercin i płuczek wiertniczych podczas prac prowadzonych na lądzie traktowano jako część środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie zagrożeń dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcja 3.5.4/3.5.7), uwzględniając:
 - ▶ oszacowanie przewidywanej produkcji płuczki wiertniczej i zwiercin pod względem rodzaju, lokalizacji i oczekiwanej ilości;
 - ▶ ocenę płuczek wiertniczych na podstawie ich właściwości (stężenie dodatków chemicznych, toksyczność, biodostępność i zdolność do bioakumulacji) oraz przyjmującego środowiska, a także scharakteryzowanie zwiercin, aby uzyskać wiedzę na temat ryzyka środowiskowego;
 - ▶ opracowanie i wybór płuczek wiertniczych (wodne płuczki wiertnicze, bezwodne płuczki wiertnicze, systemy płuczek powietrznych) w taki sposób, aby zapewnić bezpieczeństwo odwiertu oraz zminimalizować straty i przyrost ilości płuczki, uwzględniając strukturę osadu filtracyjnego, włączenie dodatków do płuczki zapobiegających jej ucieczce, które nie są materiałami niebezpiecznymi, odpowiednie ciężary płuczki oraz oddziaływanie płuczki na wiercone formacje skalne [3];
 - ▶ dobór odpowiedniego sposobu gospodarowania odpadami zgodnego z zasadami hierarchii postępowania z odpadami [4]: zapobieganie powstawaniu, ponowne użycie, recykling, odzyskiwanie i w ostateczności trwałe składowanie wytworzonych odpadów. Płuczki wodne są preferowane względem płuczek olejowych z uwagi na ich niższy koszt i względną łatwość, z jaką można je odkazić przed trwałym składowaniem. Maksymalny udział płuczki w zwiercinach należy ocenić, uwzględniając wybraną formę gospodarowania odpadami.
- Wdrożenie dodatkowych podejść, jeżeli zostanie to uznane za konieczne do zarządzania ryzykiem konkretnych prac, w tym:
 - ▶ należy dokonać wyboru odpowiedniej dla danego zastosowania płuczki wiertniczej, w miarę możliwości unikając stosowania płuczek olejowych. Jeżeli nie jest to możliwe, należy stosować płuczki olejowe o odpowiednio niskiej toksyczności i wyłącznie po uzyskaniu przez organizację zajmującą się wydobywaniem węglowodorów pozwolenia wydawanego przez organ regulacyjny po zweryfikowaniu takiej niskiej toksyczności;
 - ▶ nie należy stosować żadnych płuczek olejowych podczas przewiercania się przez płytko położone warstwy gleby lub lokalne warstwy wodonośne wód słodkich; w takich przypadkach należy stosować płuczki wodne lub powietrzne;
 - ▶ nie należy usuwać płuczki wiertniczej ani zwiercin poprzez rozrzucanie ich na powierzchnię ziemi,
 - ▶ nie należy stosować płuczek na bazie oleju napędowego.

7.3 Najlepsze dostępne techniki

Następujące techniki uznaje się za najlepsze dostępne techniki przemieszczania zwiercin i płuczek wiertniczych [1,3,7-11]:

- Oddzielenie zwiercin od płuczki wiertniczej za pomocą technik kontroli zawartości frakcji ciekłej/stałej (np. przesiewacze łupkowe lub urządzenia równoważne).
- Przeprowadzenie wstępnego mieszania i przygotowania płuczek wiertniczych w scentralizowanych zakładach obróbki płuczki w celu zmniejszenia ryzyka niezamierzonego uwolnienia chemikaliów na terenie odwiertu.

- Regeneracja i obróbka zużytej płuczki w celu jej ponownego wykorzystania, recyklingu, tymczasowego lub trwałego składowania, jeżeli jest to możliwe.
- Zastosowanie systemu o obiegu zamkniętym do kontroli zawartości frakcji stałej podczas wiercenia z wykorzystaniem płuczki olejowej w taki sposób, aby płuczka ta przechodziła przez urządzenie (np. przesiewacz łupkowy, piaskownik/odmulacz, wirówkę) i była ponownie wprowadzona do odwiertu.
- Stosowanie częściowo zamkniętego systemu kontroli zawartości frakcji stałej przy wierceniu z wykorzystaniem płuczki wodnej, aby umożliwić stałe zarządzanie poziomem płynu.
- Stosowanie systemu zarządzania płuczką, aby monitorować wszelkie straty lub przyrosty jej ilości.
- Po zastosowaniu kontroli zawartości frakcji stałej/ciekłej w zwiercinach (np. przesiewacza łupkowego, piaskownika/odmulacza, wirówki) przeprowadzenie wtórnego czyszczenia zanieczyszczonych zwiercin, aby obniżyć stężenie węglowodorów, stosując jedną z poniższych technik lub ich kombinację:
 - ▶ mechaniczna suszarka zwiercin – wykorzystywana do dalszego oddzielania płuczki wiertniczej od zwiercin, co poprawia odzyskiwanie płuczki oraz obniża stężenie płynu bazowego pozostającego w zwiercinach (BFROC). Zwykle dostępne są następujące rodzaje suszarek zwiercin: odśrodkowa suszarka zwiercin i próżniowa suszarka zwiercin;
 - ▶ obróbka termiczna – desorpcję termiczną wykorzystuje się głównie do oddzielenia węglowodorów od zwiercin powstałych w wyniku wiercenia z użyciem niewodnych płuczek wiertniczych. Większość stosowanych systemów desorpcji termicznej to systemy pośrednie (gdzie ciepło jest generowane poza komorą desorpcyjną) lub oparte na tarciu. Technika ta obejmuje systemy działające w temperaturach od 250°C do 350°C, które umożliwiają odzyskiwanie węglowodorów i wody z odpadów, jak również systemy niskotemperaturowe, które mogą być wystarczające do oczyszczania odpadów zawierających oleje lekkie;
 - ▶ obróbka biologiczna – bioremediacja zwiercin w komorach oczyszczania biologicznego lub w drodze kompostowania w zbiornikach stanowi kontrolowany proces obróbki biologicznej, w którym materia organiczna jest odkażana w wyniku wywołania reakcji biologicznego utleniania substancji organicznych zawartych w odpadach wiertniczych w kontrolowanych warunkach w zbiorniku. Wysoka zawartość soli może negatywnie wpływać na aktywność mikroorganizmów.
- Wybranie i stosowanie odpowiedniego ostatecznego rozwiązania dotyczącego zwiercin, które umożliwia zminimalizowanie końcowego wpływu tego materiału na środowisko lądowe. Takie rozwiązanie powinno być zgodne z hierarchią postępowania z odpadami zakładającą ponowne wykorzystanie, recykling i trwałe składowanie, która może obejmować na przykład:
 - ▶ ponowne wykorzystanie i recykling – wykorzystanie w materiałach budowlanych przyniosłoby korzyści w postaci zastąpienia materiałów pierwotnych i ograniczenia potrzeby ich trwałego składowania lub dalszego przetwarzania pod warunkiem że z materiałów nie będą wymywane zanieczyszczenia. Wykorzystanie w postaci materiału wsadowego do pieca cementowego przyniosłoby korzyści dla środowiska w postaci zastąpienia pierwotnego materiału wsadowego i paliwa. Ponowne wykorzystanie może wymagać obróbki wstępnej, aby materiał spełniał obowiązujące specyfikacje regulacyjne;
 - ▶ kontrolowane spalanie – w licencjonowanej i zatwierdzonej instalacji do unieszkodliwiania odpadów niebezpiecznych w przypadku zwiercin zanieczyszczonych niewodnymi płuczkami wiertniczymi;

- ▶ trwałe składowanie – najmniej preferowaną opcją przemieszczania zwiercin po zakończeniu eksploatacji, którą stosuje się po wykorzystaniu innych metod, jest trwałe składowanie na licencjonowanym i zatwierdzonym składowisku odpadów. Nieprzetworzone zwierciny zawierające niewodną płuczkę wiertniczą są odpadami niebezpiecznymi, które w przypadku trwałego składowania, mogą potencjalnie zanieczyścić lokalne wody gruntowe i pozostać zanieczyszczone na miejscu przez dłuższy czas. W tym przypadku należy stale monitorować gleby i wody gruntowe w miejscach trwałego składowania zwiercin.

7.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 7

- [1] AECOM, 2016. Najlepsza dostępna technika (BAT) w przypadku działalności związanej z eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na lądzie: Gospodarowanie odpadami wydobywczymi.
- [2] UKOOG, 2015, Guidelines for the Establishment of Environmental Baselines for UK Onshore Oil and Gas, wyd. 1, styczeń 2015.
- [3] England Environment Agency, 2016. Onshore Oil & Gas Sector Guidance.
- [4] Dyrektywa 2008/98/WE w sprawie odpadów (dyrektywa ramowa w sprawie odpadów).
- [5] IOGP, 2008. Guidelines for the management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil & gas industry. Sprawozdanie nr 412.
- [6] IAEA, 2003. Extent of Environmental Contamination by Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) and Technological Options for Mitigation, seria sprawozdań technicznych nr 419.
- [7] NOGEP, 2016. Well Engineering and Construction Process. Norma branżowa 41.
- [8] Bank Światowy / MKF, 2017. Environmental, Health, and Safety Guidelines for Onshore Oil and Gas Development, Draft Revised Version.
http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/policies-standards/ehs-guidelines/onshoreoilandgas_phase1_secondconsultation
- [9] IOGP, 2016. Drilling waste management technology review. Sprawozdanie 557.
- [10] Komisja Europejska, 2016. Projekt dokumentu referencyjnego BAT dotyczącego gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego (MWEI BREF).
http://susproc.jrc.ec.europa.eu/activities/waste/documents/MWEI_BREF_Draft.pdf
- [11] OSPAR Decision 2000/3 on the Use of Organic-phase Drilling Fluids (OPF) and the Discharge of OPF Contaminated Cuttings.

8. Działanie prowadzone na lądzie 5: Przemieszczanie wody do testów hydrostatycznych i płynów stosowanych do celów zbrojenia odwiertu

8.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Testy hydrostatyczne są jedną z najczęściej stosowanych w sektorze węglowodorów metod sprawdzania szczelności systemu i zdolności do utrzymania zwiększonego ciśnienia. Testy hydrostatyczne przeprowadza się zwykle podczas odbioru wstępnego, aby sprawdzić integralność rurociągów i powiązanych z nimi urządzeń. Są one wypełniane wodą do testów hydrostatycznych, której ciśnienie jest następnie zwiększane do poziomu przekraczającego ciśnienie atmosferyczne, co umożliwia ocenę infrastruktury pod względem integralności konstrukcji. Woda używana do prób wodnych zwykle zawiera:

- dodatki chemiczne, takie jak inhibitory korozji i znaczniki chemiczne wykorzystywane podczas testów lub obecne przed wykonaniem testu; związki zmniejszające zawartość tlenu, takie jak siarczyny sodu, mogą być stosowane np. do ochrony przed korozją wewnątrz zbiorników i rurociągów;
- oleje, smary i inne węglowodory z badanej infrastruktury, które mogły powstać podczas wcześniejszej eksploatacji, takie jak benzen, toluen, etylobenzen i ksylen [1]; oraz
- inne różnorodne zanieczyszczenia, które mogą obejmować np. zawiesiny, żelazo i chlor.

Niniejsza sekcja dotyczy planowanych zrzutów wody do testów hydrostatycznych, co z kolei obejmuje zarówno przemieszczanie wody do testów hydrostatycznych, jak i zarządzanie jej oddziaływaniem poprzez uwzględnienie potencjalnego zanieczyszczenia (np. ograniczenie stosowania chemikaliów, wybór chemikaliów stanowiących niewielkie zagrożenie/ryzyko). Obejmuje to również uzdatnianie i ponowne użycie wody do testów hydrostatycznych. Testy hydrostatyczne są również zależne od lokalnych zasobów wodnych; zależność tę uwzględniono w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 10 (sekcja 13).

Jeżeli zostanie nieumyślnie uwolniona do środowiska, woda do testów hydrostatycznych może potencjalnie zanieczyścić glebę, wody powierzchniowe i gruntowe. Skutkiem zrzutu do jednolitych części wód może być niedobór rozpuszczonego tlenu, co ma dodatkowy, daleko idący wpływ na ekosystemy. Niezamierzone uwolnienia uwzględniono w ramach przemieszczania chemikaliów i ich składowania (Działanie prowadzone na lądzie 2 – sekcja 5) oraz węglowodorów (Działanie prowadzone na lądzie 3 – sekcja 6).

Zbrojenie odwiertu polega na umieszczeniu rur, narzędzi i sprzętu w odwiercie w celu doprowadzania lub wpompowania płynów lub kontrolowania ich wytwarzania lub włączania. Do oczyszczania odwiertu, stymulowania przepływu węglowodorów lub utrzymywania ciśnienia w głębokiego w trakcie zbrojenia odwiertu można stosować różne rodzaje płynów (np. na bazie wody/solanki lub węglowodorów). Wiele z nich wykorzystuje się również podczas prac związanych z remontem kapitalnym odwiertu, które w związku z tym również uwzględnia się w niniejszych pracach. Mogą one być uzupełnione dodatkami chemicznymi, takimi jak inhibitor korozji, produkt biobójczy, odtleniacz, kwasy, glikol itp., a po użyciu mogą również zawierać węglowodory i inne potencjalnie niebezpieczne substancje z odwiertu.

W przypadku płynów stosowanych do celów zbrojenia odwiertu niniejsza sekcja obejmuje planowane zrzuty, co z kolei obejmuje zarówno przemieszczanie tych płynów i oczyszczanie po użyciu, jak i zarządzanie ich oddziaływaniem poprzez uwzględnienie potencjalnego zanieczyszczenia (np. ograniczenie stosowania chemikaliów, wybór chemikaliów stanowiących niewielkie zagrożenie/ryzyko). Niezamierzone uwolnienia

podczas zbrojenia odwiertu lub podczas przemieszczania tych płynów mogą prowadzić do zanieczyszczenia jednolitych części wód powierzchniowych lub gruntowych. Niezamierzone uwolnienia, a także ogólne postępowanie z chemikaliami i ich składowanie uwzględniono w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 2 (sekcja 5), a węglowodory w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 3 (sekcja 6).

8.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w zakresie postępowania z wodą do testów hydrostatycznych oraz płynów stosowanych do celów zbrojenia odwiertu to:

- Wprowadzenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który uwzględnia procedury postępowania z wodą do testów hydrostatycznych i płynami stosowanymi do celów zbrojenia odwiertu (sekcja 3.4.2).
- Zapewnienie, aby przemieszczanie wody do testów hydrostatycznych i płynów do zbrojenia odwiertu było traktowane jako część środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie zagrożeń dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcje 3.5.4/3.5.7).
- Zapewnienie, w przypadku nowych obiektów i zmian w istniejących obiektach, aby projekt techniczny dotyczący przemieszczania wody do testów hydrostatycznych i płynów stosowanych do celów zbrojenia odwiertu uwzględniał wysoki poziom bezpieczeństwa oraz minimalizował potencjalny wpływ na środowisko w przypadku planowanych albo niezamierzonych uwolnień (sekcja 3.5.5).
- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2).
- Wprowadzenie planu awaryjnego na wypadek wycieku wody do testów hydrostatycznych lub płynów stosowanych do celów zbrojenia odwiertu do środowiska (sekcja 3.5.13).
- Uwzględnienie zasad hierarchii postępowania z odpadami [2] w kolejności: zapobieganie powstawaniu, ponowne użycie, recykling, odzyskiwanie, unieszkodliwianie, aby opracować odpowiednie praktyki w zakresie zarządzania przemieszczaniem wody do testów hydrostatycznych i płynów stosowanych do celów zbrojenia odwiertu (zob. Najlepsze dostępne techniki poniżej).

8.3 Najlepsze dostępne techniki

Wymienione poniżej techniki uznaje się za najlepsze dostępne techniki przemieszczania wody do testów hydrostatycznych oraz płynów stosowanych do celów zbrojenia odwiertu [3,4,5,6]:

- Zapobieganie – ograniczenie konieczności stosowania chemikaliów w wodzie do testów hydrostatycznych i do zbrojenia odwiertu w trakcie działalności związanej z eksploatacją złóż węglowodorów na lądzie, w tym:
 - ▶ rozważenie zastosowania metod badania szczelności, które nie wymagają lub wymagają użycia mniejszej ilości chemikaliów lub wody do testów;
 - ▶ przegląd wymogów dotyczących wody do testów hydrostatycznych i płynów stosowanych do celów zbrojenia odwiertu z uwzględnieniem skuteczności i stabilności chemicznej,

toksyczności, kompatybilności z innymi dodatkami oraz reaktywności z innymi wykorzystywanymi materiałami i związkami [7].

- Ponowne wykorzystanie, recykling i odzyskiwanie – ponowne wykorzystanie wody do testów hydrostatycznych i płynów stosowanych do celów zbrojenia odwiertu na potrzeby prowadzonych prac lub recykling lub odzyskanie wody do dalszego wykorzystania, w tym:
 - ▶ ponowne użycie wody do testów hydrostatycznych oraz płynów do zbrojenia odwiertu, jeżeli jest to możliwe, dzięki zastosowaniu odpowiednich technik obróbki (zob. Działanie prowadzone na lądzie 12 (sekcja 15);
 - ▶ odzyskiwanie i składowanie płynów stosowanych do celów zbrojenia odwiertu oraz wywożenie ich poza obręb terenu obiektu w celu poddania ich recyklingowi w zatwierdzonym zakładzie.
- Unieszkodliwianie – jest to najmniej preferowane rozwiązanie, stosowane w przypadku gdy wyczerpane zostały inne możliwości lub uznano je za niewykonalne; może ono obejmować (z zastrzeżeniem przepisów krajowych lub warunków pozwolenia) poniższe operacje:
 - ▶ w przypadku zrzutu płynów stosowanych do celów zbrojenia odwiertu lub płynów do testów hydrostatycznych przed zrzutem należy poddać płyny obróbce fizykochemicznej na terenie obiektu lub poza jego obrębem, wykonać badanie jakości i dokonać zrzutu tylko wtedy, gdy uzyskano odpowiednie poziomy efektywności środowiskowej (zob. tabela 8.1);
 - ▶ w celu trwałego składowania wody do testów hydrostatycznych lub płynów stosowanych do celów zbrojenia odwiertu należy, jeżeli jest to możliwe, wtłoczyć je do specjalnego odwiertu zrzutowego wykonanego do poziomu odpowiedniej podpowierzchniowej formacji geologicznej, jeżeli jest on dostępny i jeżeli jest to dozwolone przez organ regulacyjny.

Tabela 8.1 Poziomy efektywności środowiskowej związane ze stosowaniem najlepszych dostępnych technik w zakresie zanieczyszczeń zawartych w wodzie do testów hydrostatycznych i płynach stosowanych do celów zbrojenia odwiertu w punkcie zrzutu [1,3,8]

Parametr	Poziomy efektywności środowiskowej*
Całkowita zawartość węglowodorów (mg/l)	10
pH	6–9
Biologiczne zapotrzebowanie na tlen (BZT) (mg/l)	25
Chemiczne zapotrzebowanie na tlen (ChZT) (mg/l)	125
Zawiesina ogólna (TSS) (mg/l)	35–45**
Fenole (mg/l)	0,5
Siarczki (mg/l)	1
Chlorki (mg/l)	600 (średnio); 1200 (maks.)
Toluen (µg/l)	5
Benzen (µg/l)	5
Etylobenzen (µg/l)	5

Parametr	Poziomy efektywności środowiskowej*
Ksylen, ogółem (µg/l)	10
Arsen (wyrażony jako As) (mg/l)	0,01–0,1**
Kadm (wyrażony jako Cd) (mg/l)	0,01–0,1
Chrom (wyrażony jako Cr) (mg/l)	0,01–0,3
Sześciowartościowy chrom (wyrażony jako Cr(VI)) (mg/l)	0,01–0,1
Miedź (wyrażona jako Cu) (mg/l)	0,05–0,5
Ołów (wyrażony jako Pb) (mg/l)	0,05–0,3
Nikiel (wyrażony jako Ni) (mg/l)	0,05–1
Rtęć (wyrażona jako Hg) (µg/l)	1–10
Cynk (wyrażony jako Zn) (mg/l)	0,1–2

* Wartości to średnie miesięczne.

** W przypadku eksploatowanych wcześniej rurociągów obowiązuje górna granica zakresu.

8.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 8

[1] Ohio EPA, 2017. Fact Sheet for National Pollutant Discharge Elimination System (NPDES) General Permit for Discharges of Hydrostatic Test Water.

<http://www.epa.ohio.gov/Portals/35/permits/OHH000003%20FACT%20SHEET.pdf>

[2] Dyrektywa 2008/98/WE w sprawie odpadów (dyrektywa ramowa w sprawie odpadów).

[3] Bank Światowy / MKF, 2017. Environmental, Health, and Safety Guidelines for Onshore Oil and Gas Development, Draft Revised Version.

http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/policies-standards/ehs-guidelines/onshoreoilandgas_phase1_secondconsultation

[4] England Environment Agency, 2016. Onshore Oil & Gas Sector Guidance.

[5] IPIECA, 2014. Efficiency in water use. Guidance document for the upstream onshore oil and gas industry.

[6] Australian Pacific LNG Downstream, 2014. LNG Tank Hydrotest Management Plan – ConocoPhillips.

<https://www.originenergy.com.au/content/dam/aplng/compliance/management-plans/APLN-000-EN-V01-D-17999.pdf>

[7] CSIRO, 2005. Analysis of Hydrostatic Test Water – Final Report for APIA. CSIRO Manufacturing and Infrastructure Technology.

[8] Komisja Europejska, 2018. Konkluzja dotyczące BAT 20 – unieszkodliwianie odpadów. Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2018/1147 z dnia 10 sierpnia 2018 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do przetwarzania odpadów zgodnie z dyrektywą 2010/75/UE

https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.208.01.0038.01.ENG&toc=OJ:L:2018:208:TOC

9. Działanie prowadzone na lądzie 6: Gospodarka węglowodorami i chemikaliami – stymulacja odwiertów w drodze szczelinowania hydraulicznego

9.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Niniejsza sekcja dotyczy wyłącznie tych regionów, w których szczelinowanie hydrauliczne, w tym intensywne szczelinowanie hydrauliczne, jest dozwolone na podstawie prawa krajowego.

Podczas stymulacji odwiertów w drodze szczelinowania hydraulicznego woda wraz ze środkami podsiadającymi do szczelinowania, takimi jak piasek lub inne dodatki chemiczne, jest wtłaczana do odwiertów, aby doprowadzić do powstania szczelin w formacji ropo- i gazonośnej. Do dodatków chemicznych należą głównie: inhibitor korozji zapobiegający odkładaniu się kamienia na ścianach odwiertów; kwas inicjujący proces szczelinowania; produkt biobójczy eliminujący bakterie, które mogą wytwarzać siarkowodor powodujący korozję; środek zmniejszający tarcie pomiędzy okładziną odwiertu a wprowadzanym płynem szczelinującym; oraz środki powierzchniowo czynne, które ułatwiają przepływ płynu [1]. Więcej informacji dotyczących rodzajów chemikaliów, które można zastosować, znajduje się w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 2. Informacje dotyczące przemieszczania węglowodorów przedstawiono w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 3.

Przy braku odpowiedniej kontroli stymulacja odwiertów w drodze szczelinowania hydraulicznego może zwiększyć prawdopodobieństwo powstania wycieku i zanieczyszczenia węglowodorami oraz płynami zawierającymi chemikalia wód gruntowych, wód powierzchniowych lub gleby. Może to również obejmować uwolnienie zanieczyszczeń z samego złoża (np. naturalnie występujących materiałów promieniotwórczych, metali ciężkich, naturalnie występujących składników chemicznych). Ponadto istnieje prawdopodobieństwo, że powstanie nowych szczelin spowoduje przepływ między różnymi warstwami wodonośnymi/strefami wód gruntowych, które różnią się jakością i składem.

Szczelinowanie hydrauliczne może wiązać się z wykorzystaniem dużych ilości cieczy i chemikaliów. Niektóre z nich mogą wypływać z powrotem na powierzchnię, gdzie należy odpowiednio zapobiec ich rozprzestrzenianiu się, aby poddać je procesom przetwarzania i trwałego składowania. W sekcjach Działania prowadzone na lądzie 2 i 3 uwzględniono odpowiednio przemieszczanie chemikaliów i węglowodorów podczas wszystkich rodzajów działań poszukiwawczo-wydobywczych prowadzonych na lądzie. W niniejszej sekcji informacje te, np. dotyczące np. zasad dotyczących izolacji płynów, nie zostały powtórzone. Dotyczy ona konkretnie podejść do zarządzania ryzykiem i najlepszych dostępnych technik w zakresie szczelinowania hydraulicznego.

9.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w kontekście gospodarki węglowodorami i chemikaliami wykorzystywanymi w szczelinowaniu hydraulicznym to:

- Wprowadzenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który obejmuje procesy i procedury powiązane z szczelinowaniem hydraulicznym (sekcja 3.4.2).

- Zapewnienie, aby zarządzanie szczelinowaniem hydraulicznym było traktowane jako część środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie zagrożeń dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcje 3.5.4/3.5.7).
- Zapewnienie, w przypadku nowych obiektów i zmian w istniejących obiektach, aby projekt techniczny dotyczący przemieszczania węglowodorów i chemikaliów uwzględniał wysoki poziom bezpieczeństwa oraz ograniczał do minimum potencjalny wpływ na środowisko w przypadku planowanych albo niezamierzonych uwolnień (sekcja 3.5.5).
- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2). Opracowanie i wdrożenie programu szczelinowania hydraulicznego obejmującego:
 - ▶ ocenę przydatności i integralności konstrukcji odwiertu pod kątem szczelinowania hydraulicznego (z uwzględnieniem warunków obciążenia i testów wysokociśnieniowych oraz z wykorzystaniem norm technicznych, takich jak ANSI/API RP 100-1 [2]);
 - ▶ zidentyfikowanie docelowych stref szczelinowania (tj. charakterystyka geologiczna docelowej strefy lub docelowego miejsca);
 - ▶ zidentyfikowanie jednolitych części wód podziemnych, na które może mieć wpływ niezamierzone uwolnienie węglowodorów lub chemikaliów;
 - ▶ zidentyfikowanie składników chemicznych i właściwości poszczególnych dodatków i ocenę ryzyka z wyprzedzeniem w procesie oceny wstępnej;
 - ▶ zidentyfikowanie ilości i stężenia substancji w płynach szczelinujących (określonych w ramach projektu szczelinowania);
 - ▶ ocenę potencjalnego ryzyka dla środowiska i zdrowia proponowanych dodatków do płynu szczelinującego dla danej lokalizacji/danego zastosowania;
 - ▶ ustanowienie środków zarządzania w odniesieniu do zidentyfikowanego ryzyka dla każdego odwiertu, w którym wykonuje się szczelinowanie, w celu ograniczenia tego ryzyka;
 - ▶ zastosowanie programu monitorowania opartego na analizie ryzyka.
- Opracowanie norm efektywności wykazujących, że wdrożono środki mające na celu zapewnienie integralności i hermetyczności [3,4]. Informacje dotyczące norm efektywności można uzyskać w API RP 100-1 i API RP 100-2 [2,5]; a także w Centre for Responsible Shale Development [6]. Należy regularnie dokonywać przeglądów działalności związanej ze szczelinowaniem, aby zapewnić zgodność z normami efektywności.
- Posiadanie planu awaryjnego na wypadek wycieku węglowodorów i chemikaliów do środowiska (sekcja 3.5.13).
- Zastosowanie odpowiednich rozwiązań w zakresie zarządzania niezamierzoną awarią bariery izolującej węglowodory i chemikalia, w tym:
 - ▶ wykonanie ekspertyz w zakresie przydatności konstrukcji odwiertu i jego integralności przed rozpoczęciem prac;
 - ▶ wybór techniki stymulacji odwiertu, którą uznaje się za najlepszą dostępną technikę (zob. sekcja 9.3 poniżej);

- ▶ wdrożenie programów w zakresie integralności aktywów (konserwacja i monitorowanie), aby zapewnić integralność całej infrastruktury (sekcja 3.5.11);
- ▶ bieżąca weryfikacja integralności odwiertu poprzez stosowanie np. monitorowania ciśnienia, systemów wykrywania nieszczelności pod kątem metanu i H_2S oraz monitorowania wizualnego;
- ▶ zapewnienie strefy buforowej między docelową strefą szczelinowania a strefą wód gruntowych z uwzględnieniem ryzyka narażenia na zanieczyszczenie, oceny geologicznej formacji docelowej, stref znajdujących się powyżej i poniżej [7], uskoków geologicznych i zagrożeń. Docelowe formacje dzieli zwykle od jednolitych części wód podziemnych co najmniej odległość 600 m [8]. W przypadkach gdy rozważa się stworzenie mniejszej strefy buforowej, należy zastosować dodatkowe modelowanie, monitorowanie oraz, w razie potrzeby, środki zmniejszające ryzyko (np. nieprzepuszczalną warstwę geologiczną w tej strefie buforowej jako barierę dla rozprzestrzeniania się szczelin);
- ▶ wyznaczenie stref krytycznych podczas zabiegów w odwiercie i ograniczenie dostępu personelu do tych stref;
- ▶ zastosowanie wielu warstw stalowej osłony i cementu, aby oddzielić odwiert od warstwy wodonośnej oraz odizolować strumienie produkcyjne w centralnej części odwiertu (np. API SPEC 10A [9]). Weryfikacja szczelności między osłoną pierścienia a formacją.

9.3 Najlepsze dostępne techniki

Następujące techniki uznaje się za najlepsze dostępne techniki w dziedzinie gospodarki węglowodorami i chemikaliami stosowanymi w szczelinowaniu hydraulicznym [2,7,8,10,11,12]:

9.3.1 Projektowanie

- Sporządzenie charakterystyki naprężeń w formacji docelowej w ramach procesu planowania i projektowania przed rozpoczęciem wiercenia i szczelinowania.
- Oszacowanie w celu uniknięcia potencjalnego zanieczyszczenia wód gruntowych z wytworzonych szczelin [7]:
 - ▶ minimalnej wymaganej odległości pionowej między najgłębiej położoną granicą formacji wodonośnej a najpłycej położoną krawędzią wytworzonych szczelin;
 - ▶ minimalnej wymaganej odległości między odwiertem powyżej formacji docelowej a najbliższą krawędzią wytworzonej szczeliny;
 - ▶ minimalnej wymaganej odległości między najbardziej oddaloną krawędzią wytworzonej szczeliny a wszystkimi położonymi w pobliżu odwiertami;
 - ▶ minimalnej wymaganej odległości między wszelkimi zidentyfikowanymi istniejącymi uskokami lub szczelinami a najbliższą krawędzią wytworzonej szczeliny;
- Zapewnienie określenia i wykonania barier mających na celu niedopuszczenie do [10]:
 - ▶ niekontrolowanego przepływu węglowodorów do środowiska;
 - ▶ przepływu krzyżowego między sąsiadującymi warstwami formacji;
 - ▶ zanieczyszczenia wód gruntowych podczas prac związanych z wierceniem i cementowaniem, następnie podczas etapu wydobywania i aż do czasu wycofania odwiertu z eksploatacji.

9.3.2 Operacje

- Przetwarzanie i wykorzystywanie/ponowne wykorzystywanie płynów do szczelinowania hydraulicznego, np. ograniczenie konieczności dowożenia płynów do szczelinowania hydraulicznego na miejsce.
- Stałe monitorowanie faktycznego powstawania, geometrii i rozprzestrzeniania się szczelin, aby poznać geomechaniczny stan naprężeń w formacji docelowej, udoskonalić prognozy dotyczące rozbudowy wytworzonej szczeliny i zapewnić, aby żadne szczeliny nie przekraczały dozwolonych granic. Metody monitorowania mogą obejmować:
 - ▶ pomiary mające na celu określenie kierunków lokalnych naprężeń i położenia istniejących uskoków;
 - ▶ modelowanie geomechaniczne skalibrowane z wykorzystaniem obserwacji terenowych wykonanych podczas procesu operacyjnego;
 - ▶ monitorowanie mikrosejsmiczności w czasie rzeczywistym przy użyciu odpowiednich narzędzi i układów monitorujących umożliwiających bezpośrednie zlokalizowanie i pośrednią obserwację kolejnych powierzchni wytwarzanych szczelin.
- Okresowe badanie wód gruntowych i powierzchniowych co najmniej pod kątem substancji zanieczyszczających wykorzystywanych podczas prac, takich jak chemikalia, które będą stosowane w procesie szczelinowania hydraulicznego, metale ciężkie (z płynu zwrotnego), metan (biogeniczny/termogeniczny) oraz naturalnie występujący materiał promieniotwórczy [13,14].
- Monitorowanie ciśnienia działającego na osłony produkcyjne i pierścienie podczas zabiegów szczelinowania hydraulicznego.

9.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 9

[1] Royal Society i Royal Academy of Engineering, 2012. Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing. <https://www.raeng.org.uk/publications/reports/shale-gas-extraction-in-the-uk>

[2] ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 100-1, 2015. Hydraulic Fracturing - Well Integrity and Fracture Containment.

[3] UKOOG, 2016. UK Onshore Shale Gas Well Guidelines.
[http://www.ukoog.org.uk/images/ukoog/pdfs/Shale Gas Well Guidelines Issue 4.pdf](http://www.ukoog.org.uk/images/ukoog/pdfs/Shale_Gas_Well_Guidelines_Issue_4.pdf)

[4] UKOOG, 2016. High Volume Hydraulic Fracture Plan.

[5] ANSI/API Recommended Practice 100-2, 2015. Managing Environmental Aspects Associated with Exploration and Production Operations Including Hydraulic Fracturing.

[6] Centre for Responsible Shale Development, 2016. Performance Standards.
<http://www.responsibleshaledevelopment.org/what-we-do/performance-standards/>

[7] DNV, 2013. Risk Management of Shale Gas Developments and Operations. Recommended Practice DNV-RP-U301.

[8] IOGP, EOSCA i CEFIC, 2016. Generic exposure scenario for the use of chemicals in the exploration and production of hydrocarbons using high-volume hydraulic fracturing. Sprawozdanie 553.

[9] API SPEC 10A, 2010. Cements and Materials for Well Cementing. Wyd. 24, grudzień 2010.

[10] Norma API 65 – część 2, 2010. Isolating Potential Flow Zones During Well Construction. Wyd. drugie, grudzień 2010.

[11] API RP 100-1, 2015, Hydraulic Fracturing - Well Integrity and Fracture Containment.

[12] API RP 100-2, 2015. Managing Environmental Aspects Associated with Exploration and Production Operations Including Hydraulic Fracturing.

[13] IOGP, 2008. Guidelines for the management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil & gas industry. Sprawozdanie nr 412.

[14] Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (MAEA), 2003. Extent of Environmental Contamination by Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) and Technological Options for Mitigation, seria sprawozdań technicznych nr 419.

10. Działanie prowadzone na lądzie 7: Efektywność energetyczna

10.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Ze względu na prowadzoną działalność sektor węglowodorów jest sektorem energochłonnym, dlatego efektywność energetyczna i oszczędność energii od dawna są niezbędnym elementem jego funkcjonowania [1]. Energochłonna działalność ma miejsce przez cały okres eksploatacji pola wydobywczego, w tym podczas wiercenia; wydobywania węglowodorów (np. pompowania, stosowania gazodźwigu, przetwarzania itp.); oraz do zasilania mediów i systemów pomocniczych na różnych etapach.

Podejście do zarządzania energią na przestrzeni całego okresu eksploatacji pola wydobywczego może przyczynić się do znacznych oszczędności energii, a w związku z tym również do ograniczenia emisji do atmosfery; złagodzenia problemu hałasu związanego z wytwarzaniem energii (np. przez zespoły prądnicowe z silnikami wysokoprężnymi); oraz ogólnego obniżenia ogólnych kosztów eksploatacyjnych. W niniejszej sekcji skupiono się na konkretnych podejściach i technikach zarządzania energią prowadzących do poprawy efektywności energetycznej obiektu, poza tymi, które zwykle uwzględnia się w ramach projektu, integracji procesów i konserwacji [1,2,3]. Należy zauważyć, że zastosowanie podejść i technik z zakresu efektywności energetycznej w dużym stopniu zależy zarówno od etapu eksploatacji, wieku danego obiektu oraz rodzajów realizowanych procesów.

Aby spełnić minimalne wymagania określone w art. 8 dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej (2012/27/UE) (załącznik VI) [4], należy liczyć na odpowiednio zorganizowany system zarządzania energią. Emisje do powietrza pochodzące z wytwarzania energii elektrycznej nie wchodzą w zakres tego działania, ale zostały uwzględnione w dokumencie referencyjnym dotyczącym najlepszych dostępnych technik w zakresie dużych obiektów energetycznego spalania [5], dyrektywie 2010/75/UE [6] w sprawie emisji przemysłowych, a także w dyrektywie 2015/2193 w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (dyrektywa w sprawie średnich obiektów spalania energetycznego) [7].

Inne zagrożenia bezpośrednio lub pośrednio związane z efektywnością energetyczną, takie jak wpływ spalania gazu w pochodniach lub uwalniania do atmosfery, emisje do atmosfery i zmniejszanie się zasobów, zazwyczaj uwzględnia się w ramach oceny ryzyka dla środowiska, takiej jak ocena oddziaływania na środowisko/ identyfikacja zagrożeń dla środowiska (sekcje 3.5.4/3.5.7), i zostało omówione w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 8 (sekcja 11).

10.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem mające na celu zwiększanie efektywności energetycznej projektów/obiektów to:

- Posiadanie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym (sekcja 3.4.2).
- Uznanie wymogów w zakresie efektywności energetycznej za część jak najwcześniejszego etapu w procesie zatwierdzania wszystkich projektów inwestycji kapitałowych.
- Zapewnienie, aby zarządzanie energią było traktowane jako część środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie zagrożeń dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcje 3.5.4/3.5.7).

- Wdrożenie systemu zarządzania efektywnością energetyczną albo jako odrębnego systemu [8], albo w ramach zintegrowanego systemu zarządzania [9] obejmującego cały cykl eksploatacji pola wydobywczego i zawierającego następujące elementy [10]:
 - ▶ definicję polityki efektywności energetycznej w odniesieniu do obiektu oraz zobowiązanie pracowników kadry wykonawczej wyższego szczebla do przestrzegania tej polityki;
 - ▶ ramy systemu uwzględniające strategię o określonych założeniach i celach oraz zbiór procedur operacyjnych służących wsparciu realizacji tej strategii;
 - ▶ podstawę przyjętej strategii efektywności energetycznej, w tym ocenę ryzyka, w ramach której dokonano przeglądu ryzyka dla zdrowia, bezpieczeństwa, społeczeństwa i środowiska związanego ze zużyciem energii, aby zrozumieć kompromisy, które można osiągnąć przy zarządzaniu ryzykiem do akceptowalnego poziomu;
 - ▶ mechanizmy i narzędzia do prognozowania zużycia energii w okresie eksploatacji pola wydobywczego, w ramach których uwzględniono przewidywane odchylenia, np. spodziewane zmiany profilu wydobywania dla instalacji wydobywczych;
 - ▶ analizę porównawczą, uwzględniającą identyfikację i ocenę wskaźników efektywności energetycznej (np. procesy operacyjne, łańcuch dostaw itp. [11]) na przestrzeni czasu oraz systematyczne i regularne porównanie z sektorowymi, krajowymi lub regionalnymi normami efektywności energetycznej;
 - ▶ funkcje przeglądu efektywności oraz działań naprawczych, w tym:
 - prowadzenie odpowiednio wdrożonego monitoringu efektywności z uwzględnieniem pomiaru energii i programów monitorujących, co ma na celu umożliwienie określenia podstawy zużycia energii;
 - przegląd względem specyfikacji producentów;
 - wykonywanie analizy zużycia energii i efektywności energetycznej oraz zidentyfikowanie praktycznych i opłacalnych sposobów zwiększenia efektywności energetycznej;
 - zapewnianie stałej i skutecznej konserwacji infrastruktury, w szczególności energochłonnego sprzętu, np. sprężarek i pomp;
 - przeprowadzanie okresowych audytów energetycznych;
 - ▶ przegląd systemu zarządzania efektywnością energetyczną dokonywany przez kadrę kierowniczą wyższego szczebla w celu zapewnienia jego stałej przydatności, adekwatności i skuteczności.
- Zapewnienie w przypadku nowych obiektów i zmian w istniejących obiektach, aby w projekcie technicznym (sekcja 3.5.5) uwzględniono aspekty efektywności energetycznej, w tym:
 - ▶ w przypadku nowych obiektów zastosowanie zintegrowanych praktyk projektowania polegających na tym, że obiekt postrzegany jest jako jednolity system i celem jest zminimalizowanie ogólnego zużycia energii w całym przewidywanym zakresie warunków eksploatacji, z jednoczesną maksymalizacją wydobywania, wyborów konfiguracji oraz wariantów oczyszczania;
 - ▶ w przypadku istniejących obiektów nadal istnieje możliwość zwiększenia oszczędności wynikających z poprawy efektywności energetycznej dzięki zastosowaniu środków

ukierunkowanych na energochłonne działania, chociaż dostępna liczba możliwości zwiększenia efektywności energetycznej może być mniejsza.

10.3 Najlepsze dostępne techniki

Za najlepsze dostępne techniki w zakresie zwiększania efektywności energetycznej uznaje się następujące techniki¹²:

- Badania w zakresie efektywności energetycznej – badania w zakresie efektywności energetycznej należy prowadzić na etapie koncepcji oraz w trakcie procesów wyboru wariantów, w tym oznaczania ilościowego i ustalania wpływu poszczególnych wariantów na różne formy energii (wydobywaną ropę i gaz, nabywany gaz i energię elektryczną, straty energii itp.). Później na etapie projektowania technicznego efektywność energetyczną można dalej zwiększać dzięki optymalizacji parametrów procesu oraz starannemu doborowi systemów i sprzętu [12].
- Monitorowanie zużycia energii – jeżeli jest to możliwe, systemy monitorowania należy wdrażać na szeroką skalę w celu gromadzenia danych, wzbogacania zbioru danych dzięki odpowiedniemu modelowaniu oraz wyznaczania tendencji na przestrzeni czasu, aby zwrócić uwagę na rozbieżności lub potencjalne możliwości poprawy wydajności energetycznej. W sektorze węglowodorów już powszechnie stosuje się monitoring oraz wykorzystuje nowoczesne czujniki, systemy gromadzenia danych i zarządzania informacjami, jak również zaawansowane oprogramowanie do celów kontroli i analiz.
- Zarządzanie złożem – strategię optymalnego wydobywania węglowodorów należy określić na wczesnym etapie projektowania, a następnie dzięki strategii na rzecz optymalizacji zużycia energii w połączeniu z innymi wymogami operacyjnymi można ustalić wybór powiązanych z tym planu wydobywania i potrzeb (wspomaganie wynoszenia cieczy z odwiertu, utrzymanie ciśnienia, elektryczne pompy głębinowe, sprężanie gazu oraz intensyfikacja wydobywania ropy naftowej). W trakcie prowadzenia działalności należy monitorować zachowania złoża oraz porównywać dane z przewidywaniami, aby odpowiednio dostosować schemat zasilania.
- Aktywna kontrola i dokładniejsze monitorowanie odwiertów – oprócz zarządzania złożem stała kontrola i dokładniejsze monitorowanie odwiertów przyczyniają się do zwiększenia efektywności wydobywania dzięki szybszemu diagnozowaniu i kontrolowaniu wszelkich problematycznych zachowań odwiertu w miarę, jak się pojawiają, takich jak niedostateczny gazodźwig (jedno- lub dwukolumnowy), nieregularny napływ i odpływ.
- Systemy technologiczne, systemy przetwarzania i przesyłu ropy naftowej i gazu ziemnego – w przypadku wydobywania na lądzie, w zależności od konkretnych wymogów projektu, należy brać pod uwagę co następuje:
 - ▶ w odniesieniu do każdej inwestycji należy zoptymalizować rodzaj i konfigurację sprężarek (w tym liczbę zespołów, liczbę etapów sprężania, konfigurację przestrzenną i mechaniczną oraz rodzaj sprężarek). Jeżeli jest to możliwe, przy wyborze maszyn wirnikowych (tj. sprężarek, turbin, pomp) należy uwzględnić zmienne profile wydobywania;

¹² Należy zauważyć, że techniki te powinny zostać uwzględnione w systemie zarządzania efektywnością energetyczną przedstawionym w sekcji 10.2.

- ▶ należy skrupulatnie przeanalizować projekt systemu przesyłowego ropy naftowej i gazu, aby spełnić wymogi w zakresie wydajności urządzeń wydobywczych i wydajności procesów, uwzględniając wymogi w całym okresie eksploatacji pola wydobywczego. Nadwyżka mocy produkcyjnych może mieć istotny wpływ na efektywność energetyczną obiektu;
- ▶ należy dokonać przeglądu potrzeb w zakresie przesyłu węglowodorów w okresie eksploatacji pola wydobywczego w celu określenia odpowiedniej konfiguracji i instalacji pomp przesyłowych zapewniającego osiągnięcie optymalnej wydajności dla różnych trybów pracy;
- ▶ napędy bezstopniowe zapewniają elastyczność pracy w trakcie całego okresu eksploatacji pola wydobywczego, gdy występują zmiany w procesie technologicznym (natężenia przepływu, ciśnienia, składu płynów itp.) lub gdy spodziewane są zmiany wielkości produkcji lub warunków w czasie, co prowadzi do oszczędności energii i korzyści ekonomicznych;
- ▶ układy glikolowe stosowane do dehydratacji należy rozpatrywać z punktu widzenia zapotrzebowania na energię, a ich wydajność w zakresie dehydratacji odpowiednio zoptymalizować pod względem temperatury cyrkulatora, szybkości recyrkulacji glikolu, czystości glikolu, ciśnienia i temperatury gazu bogatego przed suszeniem glikolu, szybkości odpędzania paliwa gazowego itp.
- Systemy wtłaczania wody – w przypadku wydobywania na lądzie, w zależności od konkretnych wymogów projektu, należy wziąć pod uwagę poniższe aspekty:
 - ▶ konfigurację pomp tłoczących (w tym liczba pomp, konfiguracja przestrzenna) należy zoptymalizować dla każdego projektu, uwzględniając efektywność energetyczną wraz z wyborem technologii, warunki eksploatacji oraz koszty inwestycyjne i operacyjne (zużycie energii);
 - ▶ ponowne wtłaczanie wody wydobytej. W stosownych przypadkach (odpowiednie złożę; kompatybilność jakości wody itp.), ponowne wtłaczanie wody może umożliwić oszczędność energii wynikającą z ograniczonych wymogów w zakresie uzdatniania wody przed jej wtłoczeniem do złoża;
 - ▶ napędy bezstopniowe – zob. powyżej. W przypadku kluczowych maszyn dynamicznych (np. pomp tłoczących wodę) oraz w stosownych przypadkach napęd bezstopniowy może przyczynić się do oszczędności energii i przynieść korzyści ekonomiczne dzięki uniknięciu recyrkulacji po stronie ssawnej i tłocznej pompy.
- Systemy wytwarzania energii elektrycznej (niepowodujące emisji do powietrza na terenie obiektu) – w przypadku wydobywania na lądzie, w zależności od konkretnych wymogów projektu, należy wziąć pod uwagę poniższe aspekty:
 - ▶ aby uzyskać oszczędności energii i gazu dzięki odzyskiwaniu ciepła wytwarzanego przez inne systemy (np. oddzielania ropy naftowej od wody), na kominach odprowadzających spaliny z turbin można zamontować systemy odzysku ciepła odpadowego (WHRU);
 - ▶ energię elektryczną do prac można w niektórych przypadkach pozyskać z sieci elektroenergetycznej, co eliminuje wymóg wytwarzania jej na miejscu. Jeżeli jest to możliwe, w zależności od charakteru danych obiektów i prac podłączenie do sieci elektroenergetycznych może być bardziej efektywne;
 - ▶ aby uzupełnić zapotrzebowanie na energię elektryczną, w zależności od dostępności, ekonomii i lokalnego środowiska, można wykorzystać również energię ze źródeł odnawialnych.

- Media i systemy pomocnicze – w przypadku wydobycia na lądzie, w zależności od konkretnych wymogów projektu, należy wziąć pod uwagę poniższe aspekty:
 - ▶ systemy chłodzenia mają specjalne zapotrzebowanie na energię, a ich konfigurację i efektywność należy analizować i optymalizować zgodnie z potrzebami obiektu;
 - ▶ wymienniki ciepła to systemy zamkniętego obiegu wykorzystywane do odzyskiwania nadmiaru ciepła lub chłodzenia i ponownego wykorzystania do celów związanych z procesem (np. ogrzewanie wstępne, klimatyzacja);
 - ▶ oświetlenie energooszczędne zmniejszające zapotrzebowanie na energię oraz ocena potrzeb i priorytetów w zakresie oświetlenia; optymalizacja wykorzystania światła naturalnego; wybór odpowiednich opraw oświetleniowych i energooszczędnych lamp, np. technologia diod elektroluminescencyjnych (diod LED).

10.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 10

- [1] IPIECA, 2013. Guidelines for implementing ISO 50001 Energy Management Systems in the oil and gas industry. <http://www.ipieca.org/resources/good-practice/guidelines-for-implementing-iso-50001-energy-management-systems-in-the-oil-and-gas-industry/>
- [2] Komisja Europejska, 2009. Dokument referencyjny dotyczący najlepszych dostępnych technik (BREF) w zakresie efektywności energetycznej. http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/ENE_Adopted_02-2009.pdf
- [3] NORSOK Standard S-003:2017. Environmental care.
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej (dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej).
- [5] Komisja Europejska, 2017. Dokument referencyjny dotyczący najlepszych dostępnych technik (BREF) dla dużych obiektów energetycznego spalania. http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/LCP/JRC107769_LCP_bref2017.pdf
- [6] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych).
- [7] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania ([dyrektywa w sprawie średnich obiektów energetycznego spalania](#)).
- [8] Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna (ISO), 50001 – Systemy zarządzania energią. <https://www.iso.org/iso-50001-energy-management.html>
- [9] Unijny system ek zarządzania i audytu (EMAS). http://ec.europa.eu/environment/emas/index_en.htm
- [10] Na podstawie: Komisja Europejska, 2009. Dokument referencyjny dotyczący najlepszych dostępnych technik w zakresie efektywności energetycznej [2].
- [11] NOGEPA, 2013. Meerjarenplan (MJP) 2011–2016 Energie-Efficiency. Nederlandse olie- en gasproducerende industrie. <https://www.rvo.nl/teren/default/files/2013/10/Olie-%20en%20Gasproducerende%20industrie%20MJP%202011-2016%20.pdf> (część długoterminowych niderlandzkich umów dotyczących efektywności energetycznej – MJA3 2011–2020).
- [12] IPIECA. 2014. Energy Efficient Design. <http://www.ipieca.org/resources/energy-efficiency-solutions/general/energy-efficient-design/>

11. Działanie prowadzone na lądzie 8: Spalanie gazu na pochodniach i uwalnianie do atmosfery

11.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Działalność związana z eksploatacją złóż węglowodorów obejmuje oddzielanie i przetwarzanie mieszanin płynu złożowego składających się z gazu, ropy naftowej i wody i różnych innych składników. Wykorzystywane w tym celu systemy dają możliwość spalania gazu w pochodniach i jego odprowadzania do atmosfery. Spalanie gazu w pochodniach i uwalnianie do atmosfery mogą być stosowane w ramach [1,2]:

- etap poszukiwań: podczas działalności związanej z wykonywaniem odwiertów naftowych i gazowych, ich zbrojeniem i testowaniem;
- etap wydobywania: w sytuacjach obejmujących:
 - ▶ rutynową działalność związaną z wydobyciem węglowodorów;
 - ▶ planowane nierutynowe obniżanie ciśnienia w urządzeniach technologicznych i rurociągach w celu przeprowadzenia konserwacji; oraz
 - ▶ niezamierzone i nierutynowe obniżenie ciśnienia w urządzeniach technologicznych i rurociągach z powodu zakłóceń w procesie/samoczynnego wyłączenia lub w sytuacjach awaryjnych (tj. jako środek bezpieczeństwa).

Spalanie gazu na pochodniach to oznacza konkretnie sytuację, w której po doprowadzeniu gazu z instalacji technologicznej kolektorem do pochodni jest on spalany. Pochodnie umieszcza się zwykle w bezpiecznej odległości od eksploatowanego obiektu i personelu, aby kontrolować wszelkie ryzyko związane z promieniowaniem cieplnym i zapewnić bezpieczne rozproszenie produktów spalania. Uwalnianie do atmosfery odnosi się do uwalniania niespalonego gazu z instalacji technologicznej i strefy magazynowej do atmosfery. Na lądzie głównym źródłem z emisji uwalniania gazu do atmosfery są zbiorniki z nieruchomą pokrywą, zbiorniki na ścieki, pompy i urządzenia regulujące ciśnienie (jeżeli gaz nie jest spalany w pochodniach).

Spalanie gazu na pochodniach i uwalnianie go do atmosfery na etapie rozpoznawania zwykle trwają krótko i służą zebraniu danych przydatnych w projektowaniu instalacji wydobywczych na późniejszym etapie zagospodarowywania pola wydobywczego. Na tym etapie właściwości złoża mogą jeszcze nie być dobrze znane, co ogranicza możliwości wykorzystania lub przetworzenia węglowodorów gazowych, jeżeli napotka się je podczas wiercenia, zbrojenia lub testowania odwiertu.

Działalność wydobywcza prowadzona jest na przestrzeni dłuższego czasu i wiąże się z instalowaniem bardziej trwałych instalacji i urządzeń do wydobywania węglowodorów, w ramach których projekt technologiczny może obejmować infrastrukturę do spalania gazu na pochodniach i uwalniania go do atmosfery. Funkcje takiej infrastruktury polegają na możliwości obniżenia ciśnienia w instalacjach technologicznych w sytuacjach takich, jak opisano powyżej. Projektowanie instalacji wydobywczych powinno zatem przebiegać zgodnie z „hierarchią obniżania ciśnienia”, dzięki której gaz powstający podczas przetwarzania węglowodorów (w kolejności preferencji) jest:

- doprowadzany z powrotem do procesu (np. w celu wykorzystania jako gaz opałowy lub na wywóz), dzięki czemu nie ma konieczności emitowania do atmosfery dwutlenku węgla (w wyniku spalania gazu na pochodniach) lub metanu (w wyniku uwalniania do atmosfery); albo

- kierowany do zamkniętego systemu pochodni do spalania, w wyniku czego do atmosfery emitowany jest dwutlenek węgla, co jest metodą preferowaną w stosunku do uwalniania do atmosfery powodującego emisję metanu; albo
- odprowadzany do atmosfery przez odpowietrznik – najmniej preferowany z punktu widzenia środowiska wariant powodujący emisję niespalonego metanu do atmosfery.

Decyzję o tym, którą z tych trzech dróg odprowadzania gazu należy wybrać, podejmuje się na podstawie ograniczeń technicznych, związanych z bezpieczeństwem, regulacyjnych i ekonomicznych [3]. Zważywszy na długoterminowy charakter prac wydobywczych, zmiany stosowanych praktyk i modyfikacje obiektu mogą mieć długoterminowy, trwały i istotny wpływ na emisje z pochodni i emisje z odpowietrzników, dlatego też należy je dokładnie przeanalizować na wczesnym etapie. Nowe instalacje wydobywcze należy projektować zgodnie z zasadą „braku konieczności rutynowego spalania gazu na pochodniach ani uwalniania do atmosfery”.

Przykłady działań, które mogą skutkować uwolnieniem gazu do atmosfery (i potencjalnie spalaniem na pochodniach) to m.in. wszelkie uwalnianie gazu z urządzeń ciśnieniowych (np. remonty odwiertów, zbrojenie odwiertów, opróżnianie rurociągów (pigowanie) itp.), a także przetwarzanie węglowodorów (np. proces dehydratacji gazu, procesy przetwarzania gazu zakwaszonego itp.). W wyniku uwalniania do atmosfery emitowane są w większości węglowodory, głównie metan i NMLZO. W wyniku spalania gazu na pochodniach emitowany jest głównie dwutlenek węgla (CO_2), a także tlenek węgla (CO), metan, LZO, tlenki azotu i siarki (NO_x , SO_x) i inne zanieczyszczenia [1].

Spalanie gazu na pochodniach i uwalnianie do atmosfery są powszechnie uznawane za istotne źródło emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczenia powietrza i w związku z tym musi być zapewnione odpowiednie zarządzanie ryzykiem. Jak wskazano powyżej, spalanie gazu na pochodniach jest preferowaną alternatywą dla uwalniania do atmosfery, ponieważ jest bezpieczniejsze (eliminuje możliwość nieplanowanego zapalenia się gazu), a także ogranicza emisję metanu, którego współczynnik ocieplenia globalnego jest większy niż dwutlenku węgla [4]. Spalanie gazu na pochodniach może mieć również potencjalne oddziaływanie w postaci światła lub hałasu, co może wymagać rozważenia w zależności od czynników wrażliwości środowiskowej w danym miejscu. Zarządzanie emisjami jako podejście do zarządzania ryzykiem omówiono szerzej w sekcji 3.5.14.

Zakres niniejszej sekcji nie obejmuje szczegółowego omówienia stosowania spalania gazu na pochodniach oraz uwalniania do atmosfery jako środków bezpieczeństwa. Funkcja taka jest jednak uznawana i wiele podejść do zarządzania ryzykiem i najlepszych dostępnych technik uwzględniających spalanie gazu na pochodniach i uwalnianie do atmosfery ma również zastosowanie związane z bezpieczeństwem. Należy zauważyć, że w wielu jurysdykcjach spalanie gazu na pochodniach i uwalnianie do atmosfery są dozwolonymi działaniami, nad którymi nadzór sprawuje organ regulacyjny.

Przedmiotowa działalność nie obejmuje emisji niezorganizowanych, które uwzględniono w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 9 (sekcja 12).

11.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w przypadku spalania gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery to:

- Wprowadzenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który uwzględnia procesy i procedury zarządzania spalaniem gazu w pochodniach i uwalnianiem do atmosfery (sekcja 3.4.2).
- Wdrożenie planu zarządzania emisjami uwzględniającego zarządzanie gazami cieplarnianymi w obiekcie, w tym metanem i dwutlenkiem węgla pochodzącymi ze spalania gazu na

pochodniach, uwalniania do atmosfery i emisji niezorganizowanych. Plan ten powinien zapewniać techniczne, komercyjne i środowiskowe uzasadnienie zarządzania emisjami oraz uwzględniać właściwości złoża, w tym składu cieczy i zmiany w czasie (np. w wodzie, H_2S oraz współczynników rozpuszczalności gazu w ropie). Poziom szczegółowości planu powinien odpowiadać złożoności obiektu (sekcja 3.5.14);

- Uwzględnienie zarządzania spalaniem gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery w ramach środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie zagrożeń dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcje 3.5.4/3.5.7). Mogą one zawierać odniesienia do opisanego powyżej planu zarządzania emisjami.
- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2).
- Rozważenie efektywności operacyjnej na wszystkich etapach zagospodarowywania, począwszy od projektowania, poprzez poszukiwanie, wydobywanie i likwidację. Maksymalizacja efektywności operacyjnej minimalizuje prawdopodobieństwo wystąpienia nieplanowanych przypadków spalania w pochodni.
- Zastosowanie przy projektowaniu nowych obiektów lub dokonywaniu zmian w istniejących obiektach procesu wyboru wariantu w celu ustalenia potencjału w zakresie ograniczenia spalania gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery oraz w zakresie odzyskiwania gazu. Może to uwzględniać (sekcja 3.5.5) [5]:
 - ▶ zapewnienie w przypadku nowych obiektów wychwytywania gazów do późniejszego wykorzystania oraz ograniczenie do minimum spalania gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery. Należy w szczególności wprowadzić środki zapewniające ograniczenie emisji do powietrza na etapie wydobywania w drodze wychwytywania gazu i jego późniejszego wykorzystania;
 - ▶ projektowanie nowych instalacji wydobywczych zgodnie z zasadą braku konieczności rutynowego spalania gazu na pochodniach ani uwalniania do atmosfery;
 - ▶ projektowanie systemów pochodni w taki sposób, aby uwzględnić zakres natężeń przepływu gazu i jego składu zgodnie z przewidywaniami dla etapu rozpoznawania/rozruchu, a także, na podstawie faktycznych danych, na etapie wydobywania i ostatecznie likwidacji;
 - ▶ projektowanie odzyskiwania gazu w drodze jego recyklingu w instalacji do przetwarzania. W przypadku nowych obiektów odzyskiwanie gazów jest sprawdzonym rozwiązaniem dla większych źródeł emisji/procesów generujących więcej emisji [6]. W przypadku istniejących obiektów dodatkowe odzyskiwanie gazów odlotowych może wymagać modyfikacji technicznych obiektów przetwarzania, np. instalacji sprężarek niskociśnieniowych. W związku z tym istotne jest, aby uwzględnić ograniczenia wynikające z konkretnych cech obiektu (ograniczenia związane z rodzajem, wiekiem, przestrzenią) oraz właściwości złoża. Kwestie dotyczące możliwości zastosowania omówiono na końcu niniejszej sekcji;
 - ▶ w przypadku nowych obiektów projektowanie systemów pochodni obsługujących wysokociśnieniowe źródła, aby odzyskiwać gaz podczas normalnej eksploatacji. Należy rozważyć odzyskiwanie gazu z systemów pochodni obsługujących niskociśnieniowe systemy podczas normalnej eksploatacji;
 - ▶ ograniczenie do minimum uwalniania do atmosfery przez zawory odgazowujące, bez uszczerbku dla bezpieczeństwa, poprzez zastosowanie środków obejmujących instalację

- urządzeń do ograniczenia ilości gazu upuszczanego, urządzeń do odzyskiwania gazu spalanego w pochodni oraz zastosowanie obojętnego gazu odlotowego;
- ▶ ograniczenie do minimum przenoszenia i porywania cieczy w strumieniu pochodni gazowej za pomocą odpowiedniego systemu oddzielania cieczy;
 - ▶ projektowanie systemów pochodni wspomaganych parą wodną lub powietrzem, aby zapewnić odpowiedni dopływ powietrza i wymieszanie go (para wodna może przyczynić się do pogłębienia problemu hałasu generowanego przez pochodnię ze względu na wysokiej częstotliwości dźwięk wytwarzany przez strumień);
 - ▶ zapewnienie, aby wszelkie gazy niebędące węglowodorami, takie jak H_2S czy amoniak, które mogą być kierowane do pochodni, były wymieszane z wystarczającą ilością węglowodorów gazowych, aby zapewnić całkowite spalanie obu rodzajów gazów na końcówce pochodni;
 - ▶ stosowanie obudowanych pochodni naziemnych w miejscach, gdzie istnieje ryzyko znacznego oddziaływania na społeczności lokalne z powodu światła lub hałasu związanego ze spalaniem na pochodniach, jak określono w badaniach wyboru lokalizacji/oceny oddziaływania na środowisko (sekcja 3.5.4);
 - ▶ projektowanie odpowietrzników odprowadzających gaz w taki sposób, aby kierowały go do pochodni, o ile jest to możliwe;
 - ▶ zapewnienie możliwości pomiaru/oszacowania ilości gazu spalanego w pochodni zgodnie z wymogami unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS) [7].
- Przykłady konkretnych podejść, które można wdrożyć, to m.in.:
 - ▶ poszukiwanie (np. testowanie odwiertów):
 - możliwości ograniczenia spalania gazu na pochodniach należy rozważyć na jak najwcześniejszym etapie planowania. W przypadku testowania odwiertów jest to moment, w którym określa się czas trwania i intensywność testów;
 - przeglądy należy przeprowadzać z udziałem przedstawicieli różnych funkcji, aby zoptymalizować planowanie testów odwiertu. Możliwości zminimalizowania spalania gazu na pochodniach po rozpoczęciu programu testowania odwiertów będą prawdopodobnie znacznie bardziej ograniczone;
 - o ile jest to możliwe i wykonalne, spalanie ropy naftowej na pochodniach należy ograniczyć poprzez zastosowanie tymczasowego składowania. Należy mieć świadomość, że oddzielanie ropy naftowej, gazu i wody może być trudne w przypadku niektórych badań otworów poszukiwawczych oraz że trudności takie mogą nie być znane do czasu przeprowadzenia badania otworu;
 - o ile jest to możliwe, należy wyeliminować spalanie gazu na pochodniach podczas badania otworów. Nie zawsze będzie to możliwe, dlatego też czas trwania i intensywność badania otworu należy uzasadnić w oparciu o podstawy techniczne, finansowe i środowiskowe;
 - w przypadku budowy nowych obiektów należy zachęcać operatorów do rozważenia na etapie koncepcji projektu, czy można całkowicie uniknąć konwencjonalnych badań otworów;
 - ▶ działalność wydobywcza:
 - ograniczenie spalania gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery zarówno ze względów związanych z ochroną środowiska, jak i w celu zoptymalizowania

efektywności gospodarowania zasobami (unikanie marnowania ograniczonych zasobów i związanych z nimi przychodów);

- w ramach dopuszczalnych poziomów spalania gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery należy uwzględnić czynniki takie jak dostępność infrastruktury związanej z eksportem oraz warianty rozwiązań projektowych i technologicznych, które mogą być właściwe z punktu widzenia bilansu kosztów i korzyści. Należy również mieć na uwadze, że potencjał wykorzystania strumieni gazów może mieć znaczący wpływ na możliwości zarządzania spalaniem gazu na pochodniach i uwalnianiem do atmosfery¹³;
- w odniesieniu do założonych docelowych ilości spalanego gazu na pochodniach (np. do celów rozruchu i eksploatacji/wydobycia) należy dążyć do ciągłej poprawy wyników i należy określić warunki/ustalenia dotyczące wszelkich odchyłeń (np. uzasadniony może być ewentualny wzrost założonej wartości, na przykład w celu przeprowadzenia konserwacji, która w sposób zrównoważony ogranicza spalanie gazu w pochodniach).

11.3 Najlepsze dostępne techniki

Za najlepsze dostępne techniki w zakresie spalania gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery uznaje się następujące techniki [5,6,8,9]:

11.3.1 Spalanie gazu na pochodniach

- Wdrożenie w maksymalnym możliwym stopniu środków mających na celu redukcję gazu źródłowego, w tym zapewnienie, aby zakłady przetwarzające węglowodory lub urządzenia do tego służące były zaprojektowane w sposób zapewniający optymalną wydajność i niezawodność.
- Ograniczenie do minimum uwalniania węglowodorów do atmosfery w wyniku odgazowywania oraz z płomieni pilotowych, bez uszczerbku dla bezpieczeństwa, poprzez zastosowanie środków obejmujących instalację urządzeń do ograniczenia ilości gazu upuszczanego, urządzeń do odzyskiwania gazu spalanego w pochodni oraz obojętny gaz odlotowy.
- Zapewnianie zasilania pomocniczego, aby zapobiec samoczynnemu włączeniu pochodni.
- Rozważenie zastosowania „stałe zapalonych płomieni pilotowych” albo „zapłonu na żądanie” jako głównego układu zapłonowego. Mogą one wyeliminować albo przynajmniej ograniczyć opóźnienie zapłonu pochodni; oraz niezawodność układu zapłonowego [10];
- W przypadku nowych obiektów lub podczas modyfikacji istniejących obiektów określenie wydajnych końcówek pochodni z uwzględnieniem: sprawności spalania, optymalizacji rozmiarów i liczby dyszy zapłonowych oraz zmienności szybkości spalania i składu gazu [10]; oraz optymalizacji konstrukcji pochodni w zależności od warunków procesu w przewidywanym okresie eksploatacji pola wydobywczego.

¹³ Dostępność infrastruktury transportowej i potrzebnej do rafinacji ropy naftowej oraz przetwarzania i oczyszczania gazu, w tym przepustowości rurociągów, przepustowości terminali naftowych i gazowych, magazynowania oraz konsumentów końcowych, w tym rafinerii i innych użytkowników strumieni gazu. Utrata lub ograniczenie tej infrastruktury może wiązać się z brakiem wszelkich realnych alternatyw dla spalania gazu na pochodniach lub uwalniania do atmosfery.

- W przypadku systemów spalania na pochodniach wyposażonych w systemy wtrysku pary wodnej albo powietrza maksymalizacja sprawności spalania na pochodniach poprzez regulację i optymalizację temperatury oraz natężenia przepływu, aby zapewnić odpowiedni stosunek gazu spalanego w pochodni, pary wodnej i powietrza.
- Określenie niezawodnego układu zapłonowego płomienia pilotowego, obejmującego odpowiedni dopływ gazu pilotowego o odpowiednio wysokiej wartości opałowej, system wykrywania płomienia pilotowego i osłony przeciwwiatrowe.
- Określenie urządzeń do spalania całkowitego (REC) zwanego „spalaniem ekologicznym” w projekcie na potrzeby działalności wydobywczej.
- Zastosowanie pochodni z osłonami przeciwwietrznymi na palnikach pilotowych oraz na palniku głównym, aby poprawić sprawność spalania poprzez ochronę przed oddziaływaniem wiatru bocznego oraz ograniczenie zakłóceń spowodowanych światłem z pochodni.
- Monitorowanie pochodni, aby wykrywać sytuacje wskazujące na nieefektywne spalanie, takie jak odrywanie płomienia, pełzanie płomienia czy widoczny czarny dym, i reagować na nie.
- Regularne badanie gazu przesyłanego do pochodni i związane z tym parametry spalania (np. mieszanina przepływających gazów i zawartość ciepła, współczynnik wspomagania, szybkość, natężenie przepływu gazu upuszczanego, emisje zanieczyszczeń).
- Przeprowadzanie programów obejmujących inspekcje, konserwację i wymianę pochodni, aby zapewnić ich stałą efektywność.
- Ponadto, o ile to możliwe, należy rozważyć zastosowanie środków umożliwiających uniknięcie hałasu powodowanego przez pochodnie, takie jak:
 - ▶ zastosowanie wielopunktowych wtryskiwaczy pary, aby ograniczyć hałas powodowany przez dźwięki wysokiej częstotliwości wytwarzane przez strumień pary wodnej;
 - ▶ zainstalowanie wtryskiwaczy w taki sposób, aby umożliwić interakcję strumieni i ograniczyć hałas związany z mieszaniem;
 - ▶ zwiększenie skuteczności tłumienia dzięki lepszym i skuteczniejszym formom kontroli;
 - ▶ ograniczenie ciśnienia pary wodnej;
 - ▶ zastosowanie tłumika dźwięków wokół wtryskiwaczy pary jako bariery akustycznej wtryskiwaczy;
 - ▶ stosowanie pochodni przedmuchiwanych powietrzem lub obudowanych pochodni naziemnych, aby ograniczyć hałas.

11.3.2 Uwalnianie do atmosfery

- Projektowanie w taki sposób, aby kierować niskociśnieniowe wyloty atmosferyczne (np. z glikolowych instalacji osuszania gazu) do odzyskiwania gazu spalanego w pochodni lub, jeżeli nie jest to możliwe, do pochodni.
- Stosowanie gazu obojętnego (np. azotu): jako gazu strippingowego i gazu flotacyjnego stosowanego w układach flotacji gazowej wykorzystywanych do oczyszczania ścieków; jako wtórnego gazu uszczelniającego w mechanicznych uszczelnieniach sprężarek; oraz jako gazu odlotowego lub gazu obojętnego w zbiornikach np. ropy naftowej lub w zbiornikach wyrównawczych nośnika.

Dodatkowe wytyczne w tym obszarze obejmują [11–19].

11.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 11

- [1] Information Resources Management Association (USA), 2016. Natural Resources Management: Concepts, Methodologies, Tools, and Applications, wydanie pierwsze.
- [2] IPIECA i OGP, 2011. Preparing effective flare management plans: Guidance document for the oil and gas industry. Sprawozdanie 467.
- [3] Międzynarodowe partnerstwo na rzecz ograniczenia spalania gazu w pochodni pod patronatem Banku Światowego. <http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>
- [4] IPCC, 2007. AR4 Climate Change 2007: Working Group I: The Physical Science Basis <https://www.ipcc.ch/report/ar4/wg1/>
- [5] Na podstawie wkładu technicznej grupy roboczej i Banku Światowego/MKF, 2017. Environmental, Health, and Safety Guidelines for Onshore Oil and Gas Development, Draft Revised Version. http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/policies-standards/ehs-guidelines/onshoreoilandgas_phase1_secondconsultation
- [6] Norwegian Environment Agency (NEA, Norweska Agencja Środowiska), 2016. Cold venting and Fugitive Emissions from Norwegian Offshore Oil and Gas Activities - Module 3A report – oceny najlepszych dostępnych technik (BAT). <http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M665/M665.pdf>.
- [7] Unijny system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_pl
- [8] IPIECA, 2013. Energy and greenhouse gas efficiency compendium. <http://www.ipieca.org/resources/good-practice/energy-and-greenhouse-gas-efficiency-compendium/>
- [9] Normy, w tym ISO 25457 (Dane szczegółowe dotyczące flar stosowanych w przemyśle rafineryjnym i petrochemicznym), ISO 28300 (Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy – Odpowietrzanie zbiorników magazynowych będących pod ciśnieniem atmosferycznym i niskociśnieniowych); API 521 (Systemy uwalniania ciśnienia i dekompresji par).
- [10] NORSOK S-003, 2017. Environmental Care. <https://www.standard.no/en/sectors/energi-og-klima/petroleum/norsok-standard-categories/s-safety-she/s-0031/>.
- [11] IPIECA, 2013. Compendium of energy and GHG efficient technologies and practices, <http://www.ipieca.org/resources/energy-efficiency-solutions/flaring-and-venting/flaring-classification/>.
- [12] Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna (ISO), ISO 23252 (Systemy upustu ciśnienia i ochrony przed jego nadmiernym wzrostem) oraz ISO 25457:2008 (Dane szczegółowe dotyczące pochodni używanych w przemyśle rafineryjnym i petrochemicznym), <https://www.iso.org/standard/42929.html>.
- [13] Bank Światowy/IFC, 2015. EHS Guidelines for offshore oil and gas development. http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f3a7f38048cb251ea609b76bcf395ce1/FINAL_Jun+2015_Offshore+Oil+and+Gas_EHS+Guideline.pdf?MOD=AJPERES.
- [14] UK Oil and Gas Authority, 2016. Flaring and venting during commissioning. <https://www.ogauthority.co.uk/media/2468/flaring-and-venting-during-commissioning-1016.pdf>.
- [15] UK Oil and Gas Authority, 2016. Flaring and venting during the production phase. <https://www.ogauthority.co.uk/media/2467/flaring-and-venting-during-the-production-phase-1016.pdf>.
- [16] Norwegian Environment Agency (NEA, Norweska Agencja Środowiska), 2015. Assessment of flare strategies, techniques for reduction of flaring and associated emissions, emission factors and methods for determination of emissions from flaring, sprawozdanie Carbon Limits dla Norweskiej Agencji Środowiska. <http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M312/M312.pdf>.

[17] Norwegian Environment Agency (NEA, Norweska Agencja Środowiska), 2016. Cold venting and fugitive emissions from Norwegian offshore oil and gas activities, sprawozdanie podsumowujące.

<http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M515/M515.pdf>.

[18] Norwegian Environment Agency (NEA, Norweska Agencja Środowiska), 2016. Cold Venting and Fugitive Emissions from Norwegian Offshore Oil and Gas Activities, Module 1 Surveying installations to identify potential emission sources. <http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M664/M664.pdf>.

[19] Norwegian Environment Agency (NEA, Norweska Agencja Środowiska), 2016. Cold venting and Fugitive Emissions from Norwegian Offshore Oil and Gas Activities - Module 3A report – oceny najlepszych dostępnych technik (BAT). <http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M665/M665.pdf>.

12. Działanie prowadzone na lądzie 9: Zarządzanie emisjami niezorganizowanymi

12.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Emisje niezorganizowane to emisje, które powstają w zakładach i urządzeniach wykorzystywanych podczas poszukiwania i wydobywania węglowodorów [1]. Należą do nich emisje pochodzące z nieszczelnych urządzeń; rur i przewodów rurowych; zaworów; kołnierzy i innych połączeń; szczeliw; otwartych ciągów; uszczelnień pomp; uszczelnień sprężarek; zaworów bezpieczeństwa; oraz z operacji związanych z załadunkiem i rozładunkiem węglowodorów [2]. Emisje niezorganizowane można uznać za podzbiór emisji rozproszonych, który obejmuje również emisje ze źródeł punktowych i uwalnianie do atmosfery. Emisje rozproszone, na przykład LZO z zewnętrznych basenów magazynujących/retencyjnych, uwzględniono w innych źródłach, np. w dokumencie referencyjnym dotyczącym najlepszych dostępnych technik w zakresie rafinerii [3].

W skład emisji niezorganizowanych wchodzi zazwyczaj uwalniane węglowodory gazowe, takie jak metan i niemetaanowe lotne związki organiczne (NMLZO). Nie obejmują one węglowodorów uwalnianych w procesach spalania lub przez wyloty technologiczne. Emisje niezorganizowane są powszechnie uznawane za źródło emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczenia powietrza, w przypadku których trzeba odpowiednio zarządzać ryzykiem. Metan stanowi główny składnik wydobytego gazu i zarazem gaz cieplarniany o współczynniku globalnego ocieplenia ponad dwudziestokrotnie większym niż dwutlenek węgla [4]. Zarządzanie emisjami jako podejście do zarządzania ryzykiem omówiono szerzej w sekcji 3.5.14. Chociaż pod względem gazów cieplarnianych emisje NMLZO mają mniejsze znaczenie, ich ograniczenie jest ważne w kontekście poprawy jakości lokalnego powietrza.

Przyczyny emisji niezorganizowanych obejmują nieodpowiednio dopasowane połączenia lub zużywające się uszczelnienia oraz zmiany ciśnienia, temperatury lub naprężenia mechaniczne, które prowadzą do pogorszenia stanu takiego elementu składowego lub urządzenia. Należy rozważyć metody kontroli i zmniejszania emisji niezorganizowanych i wdrażać je w projekcie i eksploatacji obiektów. Emisje niezorganizowane powinny być również przedmiotem szczególnej uwagi z punktu widzenia konserwacji i integralności, ponieważ są one głównym wskaźnikiem bezpieczeństwa procesów [2]. Proponowane środki mające na celu uniknięcie i ograniczenie emisji niezorganizowanych należy rozważać w kontekście rodzaju operacji, obiektu i lokalizacji, których to dotyczy.

Do spalania gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery w obiektach lądowych odniesiono się w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 8 (sekcja 11).

12.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze nadrzędne podejście do zarządzania ryzykiem w przypadku emisji niezorganizowanych obejmuje:

- Wprowadzenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który uwzględnia procesy i procedury zarządzania emisjami niezorganizowanymi (sekcja 3.4.2).
- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną

wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2). Wdrożenie planu zarządzania emisjami uwzględniającego zarządzanie gazami cieplarnianymi w obiekcie, w tym metanem i dwutlenkiem węgla pochodzącymi ze spalania gazu na pochodniach, uwalniania do atmosfery i emisji niezorganizowanych (sekcja 3.5.14). Plan ten powinien zapewnić techniczne, komercyjne i środowiskowe uzasadnienie zarządzania emisjami oraz uwzględniać właściwości złoża, w tym składu cieczy i zmiany w czasie. Poziom szczegółowości planu powinien odpowiadać złożoności obiektu. Plan zarządzania emisjami może obejmować procedurę lub procedury zarządzania uwalnianiem węglowodorów (lub równoważne procedury) [5-14].

- Prowadzenie wykazu istniejących i potencjalnych źródeł emisji niezorganizowanych oraz szacowanie emisji niezorganizowanych pochodzących z tych źródeł na podstawie spójnych metod teoretycznych (tj. metody powtarzalnych obliczeń, techniki szacowania i współczynniki emisji). Obliczanie emisji niezorganizowanych w przypadku gdy niedostępne są bezpośrednie wyniki monitorowania obejmuje wykorzystanie współczynnika aktywności (np. zużycie paliwa lub przepływ do pochodni/odpowietrznika) oraz współczynnika emisji w odniesieniu do każdego źródła i emitowanego gazu. Wytyczne w tym obszarze obejmują [15-18].
- Kwestię emisji niezorganizowanych należy rozwiązywać w ramach środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie ryzyka dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcje 3.5.4/3.5.7), które mogą być powiązane z przedstawionym powyżej planem zarządzania emisjami.
- W przypadku projektowania nowych obiektów i dokonywania zmian w istniejących obiektach zapewnienie, aby projekt techniczny uwzględniał nieodłączne bezpieczeństwo oraz zminimalizowanie potencjalnego wpływu na środowisko emisji niezorganizowanych (sekcja 3.5.5) [19] (zob. BAT poniżej).
- Wdrożenie systemu wykrywania nieszczelności i naprawy (LDAR) w celu monitorowania emisji niezorganizowanych w trakcie prowadzenia działalności, wraz z technikami kontroli szczelności lub bezpośrednimi pomiarami, które mogą obejmować okresowe inspekcje w obiektach z wykorzystaniem sprzętu do wykrywania, zarządzanie kołnierzami itp. [12,20-25] (zob. BAT poniżej). Wymaga to prowadzenia aktualnego rejestru sprzętu, aby można było oznaczać miejsca przecieków i je usuwać.

12.3 Najlepsze dostępne techniki

Za najlepsze dostępne techniki w zakresie zarządzania emisjami niezorganizowanymi uznaje się następujące techniki:

12.3.1 Projektowanie

- Ograniczenie liczby potencjalnych źródeł emisji.
- Maksymalizacja cech nieodłącznie związanych z izolowaniem procesu technologicznego.
- Ograniczenie do minimum stosowania kołnierzy i innych potencjalnych ścieżek przecieków.
- Wybór sprzętu o wysokim stopniu integralności, w tym zaworów, kołnierzy, szczeliw, uszczelnień i równoważnych źródeł emisji niezorganizowanych w celu zminimalizowania wycieków do środowiska zewnętrznego.
- Rozważenie zastosowania spawanych rurociągów w przypadku ciągów wysokiego i niskiego ciśnienia napełnionych węglowodorami.
- Szczegółowe określenie zaworów z podwójnym uszczelnieniem.

- Preferowanie regulatorów pneumatycznych z zerowym wyciekami w stosunku do regulatorów napędzanych gazem węglowodorowym.
- Wykorzystanie pomp/sprężarek/mieszalników z napędem magnetycznym, jeżeli jest to możliwe.
- Wykorzystanie pomp/sprężarek/mieszalników wyposażonych w uszczelnienia mechaniczne zamiast uszczelnienia dławicowego.
- Szczegółowe określenie uszczelnień o wysokim poziomie integralności (takich jak uszczelki spiralnie zwijane, uszczelki pierścieniowe) w przypadku zastosowań o krytycznym znaczeniu.
- Jeżeli jest to możliwe, ułatwianie działań w zakresie monitorowania i konserwacji poprzez zapewnianie łatwego dostępu do potencjalnie przeciekających elementów.
- Wybór odpowiednich uszczelnień sprężarek odśrodkowych – uszczelnienia na wałach sprężarek odśrodkowych mające zapobiec wydostawaniu się gazu z obudowy sprężarki. Może być w nich stosowany olej (uszczelnienia cieczowe) lub uszczelnienia mechaniczne (uszczelnienia suche). Uszczelnienia cieczowe powodują, że gaz zostaje uwięziony w oleju, a następnie uwolniony, gdy olej wydostaje się ze sprężarki, co prowadzi do stałej emisji niezorganizowanej podczas pracy sprężarki. Chociaż w uszczelnieniach suchych nie stosuje się oleju, nadal występują pewne emisje niezorganizowane związane z wydostawaniem się gazu wokół obracającego się wału sprężarki, co uznaje się za nieuniknione i występuje również w przypadku uszczelnień cieczowych.
- Zapewnienie, aby określono odpowiednie stałe systemy wykrywania ognia i gazu (F&G) w celu wykrywania emisji o większej objętości.

12.3.2 Operacje

- Metoda detekcji LZO – przystąpienie do wykrywania wycieków z użyciem ręcznych indywidualnych analizatorów w celu ustalenia nieszczelnych elementów w drodze pomiaru stężenia oparów węglowodorów w bezpośrednim sąsiedztwie wycieku za pomocą detektora płomieniowo-jonizacyjnego (FID), detektora półprzewodnikowego lub detektora fotojonizacyjnego (PID). Wybór najodpowiedniejszego rodzaju detektora zależy od rodzaju substancji, która ma być wykrywana (np. [22,23]).
- Metoda optycznego obrazowania gazów (OGI) – przystąpienie do wykrywania wycieków z wykorzystaniem ręcznych kamer, które mogą wizualizować wypływ gazu przy użyciu technik spektroskopowych (np. NTA 8399:2013). Ciągły rozwój tej dziedziny może ostatecznie sprawić, że dzięki OGI będzie można dokonywać ilościowych pomiarów emisji. Kamery OGI znajdują zastosowanie w rutynowych procesach i stanowią przydatny środek do identyfikacji obecności niewielkich wycieków i przecieków, szczególnie na obszarach obiektu, które nie są dostępne w inny sposób. Decydujące znaczenie ma szkolenie użytkowników i utrzymywanie kompetencji.
- Zabezpieczenie i weryfikacja – zapewnienie, aby rozłączanie i ponowne wykonywanie połączeń kołnierzowych, w tym próba szczelności, były odpowiednio objęte procedurami konserwacji jako część systemu planowej konserwacji obiektu (sekcja 3.5.113).
- Wykrywanie metanu w czasie rzeczywistym – obecnie pojawia się szereg technik kwantyfikacji, które w przyszłości mogą oferować możliwość kwantyfikacji emisji z danego obiektu na szeroką skalę. Obejmują one kampanie związane z przepuszczalnością promieniowania słonecznego (SOF) lub lidarem absorpcji różnicowej (DIAL) Podano je w celu przedstawienia kontekstu jedynie w odniesieniu do przyszłych zmian i nie należy traktować ich jako reprezentatywnych w odniesieniu do aktualnych BAT.

12.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 12

- [1] Komisja Europejska, 2018. Raport referencyjny na temat monitorowania emisji do powietrza i wody z instalacji IED. <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/mon.html>
- [2] Grupa Banku Światowego, 2015. Environmental, health and safety guidelines for offshore oil and gas development. http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f3a7f38048cb251ea609b76bcf395ce1/FINAL_Jun+2015_Offshore+Oil+and+Gas_EHS+Guideline.pdf?MOD=AJPERES
- [3] Komisja Europejska, 2015, Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas (Refineries BREF). http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/REF_BREF_2015.pdf
- [4] Bylin i in., 2010. Designing the Ideal Offshore Platform Methane Mitigation Strategy, sprawozdanie SPE nr 126964.
- [5] Energy Institute, 2007. Guidelines for the management of the integrity of bolted joints for pressurised systems – wyd. drugie – czerwiec 2007. <https://publishing.energyinst.org/topics/asset-integrity/guidelines-for-the-management-of-the-integrity-of-bolted-joints-in-pressurised-systems>
- [6] Step Change in Safety. Mechanical Joint Integrity: Competence Guidance. <https://www.stepchangeinsafety.net/safety-resources/publications/mechanical-joint-integrity-competence-guidance>
- [7] Step Change in Safety, 2012. Guidance on hydrocarbon release reduction plans. <https://www.stepchangeinsafety.net/safety-resources/publications/guidance-hydrocarbon-release-reduction-plans>
- [8] Step Change in Safety. Hydrocarbon Release Reduction Toolkit. <https://www.stepchangeinsafety.net/safety-resources/publications/guidance-hydrocarbon-release-reduction-plans>
- [9] Step Change in Safety. Asset Integrity Toolkit. <https://www.stepchangeinsafety.net/safety-resources/publications/asset-integrity-toolkit>
- [10] Health and Safety Executive, 2006. The safe isolation of plant and equipment HSG253 – wyd. drugie, 2006 r. – HSE. <http://www.hse.gov.uk/pubns/books/hsg253.htm>
- [11] Health and Safety Executive, 2005. Guidance on permit-to-work systems: A guide for the petroleum, chemical and allied industries, HSG250 – 2005 – HSE. <http://www.hse.gov.uk/pubns/books/hsg250.htm>
- [12] US EPA, 2007. Leak Detection and Repair – A Best Practices Guide. <https://www.epa.gov/sites/production/files/2014-02/documents/ldarguide.pdf>
- [13] Health and Safety Executive. HID Inspection Guide Offshore - Inspection of Loss of Containment (LOC).
- [14] Oil & Gas UK, 2012. Guidance on the Management of Ageing and Life Extension for UKCS Oil and Gas Installations – wyd. 1 – kwiecień 2012. <https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2015/05/HS073-Asset-Ageing-and-Life-Extension.pdf>
- [15] UK DECC/OGUK, 2008. EEMS Guidance: EEMS Atmospheric Emissions Calculations. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/136461/atmos-calcs.pdf
- [16] API, 2009. Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry. http://www.api.org/~media/files/ehs/climate-change/2009_ghg_compendium.pdf

- [17] Picard, 2000. Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories: Fugitive Emissions from Oil and Natural Gas Activities. https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/bgp/2_6_Fugitive_Emissions_from_Oil_and_Natural_Gas.pdf
- [18] IPCC, 1996. Revised Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (IPCC Guidelines).
- [19] NORSOK S-003, 2017. Environmental Care <https://www.standard.no/en/sectors/energi-og-klima/petroleum/norsok-standard-categories/s-safety-she/s-0031/>
- [20] CONCAWE, 2015. Techniques for detecting and quantifying fugitive emissions – results of comparative field studies. Sprawozdanie nr 6/15. https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/2017/01/rpt_15-6.pdf
- [21] Komisja Europejska, 2015. Best Available Techniques (BAT) Reference Document (BREF) for the Refining of Mineral Oil and Gas. http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/REF_BREF_2015.pdf
- [22] EN 15446 Fugitive and diffuse emissions of common concern to industry sectors – measurement of fugitive emission of vapours generating from equipment and piping leaks.
- [23] EPA. Metoda 21 Determination of Volatile Organic Compound Leaks.
- [24] EPA, 2007. LDAR Best Practices. Leak Detection and Repair – A Best Practices Guide. <https://www.epa.gov/sites/production/files/2014-02/documents/ldarguide.pdf>

13. Działanie prowadzone na lądzie 10: Gospodarka wodna

13.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Gospodarowanie wodą jest zasadniczym wymogiem eksploatacji złóż węglowodorów na lądzie, w przypadku którego konieczne mogą być dostęp do znacznych ilości wody oraz zarządzanie dużymi ilościami wody wydobytej, ścieków i spływu wody opadowej. Działalność może być również uzależniona od zasobów wodnych na poziomie lokalnym i regionalnym.

Rodzaj udostępnianych zasobów węglowodorów i dojrzałość obiektu decydują o sposobach wykorzystania wody i gospodarowania nią, wymogach dotyczących jakości wody oraz zakresie efektywności jej zużycia. Inne czynniki to m.in. koszt wody pitnej, dostępność i sposoby gromadzenia wód deszczowych oraz potrzeby w zakresie odsalania w przypadkach, gdy jedynym dostępnym źródłem jest woda słona. Tabela 13.1 przedstawia typowe kategorie wykorzystania wody podczas eksploatacji złóż węglowodorów na lądzie.

Tabela 13.1 Wykorzystanie wody i kategorie wody zużytej podczas eksploatacji złóż węglowodorów na lądzie (na podstawie [1])

Sposoby wykorzystania wody	
Woda dla personelu	Woda do picia, higieny osobistej, przygotowywania żywności, prania, spłukiwania toalet i sprzątania
Budowa i rozruch	Woda do produkcji betonu, kontroli pyłu, układania nawierzchni drogowych, przeprowadzania testów hydrostatycznych rurociągów, rozruchu
Woda do prac poszukiwawczych, wiercenia i zbrojenia odwiertów	Woda do płuczek wiertniczych, wykonywania okładzin odwiertów (cement/zaczyn), płynów do stymulacji odwiertu, płukania odwiertu, remontów kapitalnych odwiertów, płynów stosowanych do celów ponownego zbrojenia odwiertu / ponownego szczelinowania*
Wydobycie	Woda do udostępniania i wydobywania zasobu ze złoża
Przetwarzanie i eksploatacja	Woda do zasilania kotłów, uszczelniania pomp, gaszenia pożarów, spłukiwania, chłodzenia, rafinacji oraz urządzeń odsalających
Kategorie zużytej wody	
Ścieki	Ścieki oczyszczone, ścieki bytowe (umywalki, prysznice, wanny, pranie i kuchnie), ścieki przemysłowe i woda odprowadzona z terenów przemysłowych, spływ wód opadowych
Woda wydobyta	Woda ze złoża węglowodoru
Płyn zwrotny*	Woda wypływająca z odwiertu podczas szczelinowania hydraulicznego, na którą składają się płyny szczelinujące (w tym chemikalia) oraz woda ze złoża*
Woda użytkowa	Woda z przedmuchu, tj. skroplona woda z urządzeń chłodniczych, odwadniania itp.

* Gospodarowanie zasobami wodnymi w związku ze szczelinowaniem hydraulicznym omówiono w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 9.

Odpowiednia gospodarka wodna jest niezbędna, aby ograniczyć zależność od lokalnych i regionalnych zasobów wodnych (i ich potencjalne obciążenie), które mogą być dzielone z innymi użytkownikami. Jest to również konieczne, aby uniknąć wpływu na środowisko, w tym na ekosystemy i jakość wody.

Gospodarowanie zasobami wodnymi powinno mieć na celu ochronę środowiska dzięki zapewnieniu, że przy rozwiązywaniu kwestii dotyczących wody będzie stosowane podejście systematyczne, które pozwala:

- ograniczyć do minimum zapotrzebowanie na dostawy wody i potencjalne zaburzenia dostaw wody do innych lokalnych/regionalnych użytkowników wody;
- zmaksymalizować możliwości wykorzystania, ponownego wykorzystania, recyklingu lub odzyskania w inny sposób wody wydobytej w trakcie prowadzonej działalności; oraz
- ograniczyć do minimum zrzuty do środowiska.

Na szczeblu UE najbardziej kompleksowym instrumentem w dziedzinie polityki wodnej jest ramowa dyrektywa wodna (2000/60/WE) [2], której głównym celem jest ochrona i poprawa stanu zasobów wodnych w celu doprowadzenia ich do dobrego stanu.

Niniejsza sekcja dotyczy gospodarowania zasobami wodnymi wykorzystywanymi podczas działalności związanej z budową, wykonywaniem odwiertów, ich zbrojeniem oraz działalności wydobywczej.

Skoncentrowano się w niej na doborze zasobów wodnych, wykorzystaniu wody i wydajności.

Gospodarowanie wodą do celów testów hydrostatycznych omówiono w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 5 (sekcja 8), a wodą wydobytą – w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 11 (sekcja 12).

Gospodarowanie zasobami wodnymi związane konkretnie ze szczelinowaniem hydraulicznym omówiono w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 9 (sekcja 14), ponieważ ma to jedynie zastosowanie w regionach, w których lokalne prawodawstwo dopuszcza szczelinowanie hydrauliczne i inne podobne techniki.

13.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w gospodarowaniu zasobami wodnymi to:

- Wdrożenie opartego na analizie ryzyka programu gospodarowania wodą mającego na celu ochronę środowiska i zapewnienie, aby przy rozwiązywaniu kwestii dotyczących wody stosowano podejście systematyczne, w ramach którego minimalizuje się zapotrzebowanie na wodę oraz maksymalnie wykorzystuje się możliwości w zakresie ponownego użycia i recyklingu [3]. Program gospodarowania wodą powinien obejmować:
 - ▶ identyfikację i planowanie głównych przepływów wody z obiektu, na obiekt i w jego obrębie, z rozróżnieniem na źródła wody słodkiej i źródła wód innych niż woda słodka. Pomoc w tym może „plan pozyskiwania wody”, którego przykład znajduje się w wytycznych API 100-2 [4];
 - ▶ monitorowanie przepływów wody umożliwiające bardziej skuteczne gospodarowanie wodą, w tym ich pomiar i szacunki techniczne. Monitorowanie powinno zapewnić informacje dotyczące ilości wody, która jest wykorzystywana, ponownie używana, poddawana recyklingowi i odprowadzana; oraz możliwości w zakresie przyrostu wydajności;
 - ▶ wdrażanie, o ile to możliwe, środków mających na celu efektywne gospodarowanie wodą i ograniczenie jej zużycia, z uwzględnieniem zasad hierarchii postępowania z odpadami [5] w kolejności: zapobieganie powstawaniu, ponowne użycie, recykling, odzyskiwanie oraz unieszkodliwianie (dodatkowe wyjaśnienia przedstawiono w punkcie o najlepszych dostępnych technikach poniżej);
 - ▶ zdefiniowanie i regularny przegląd celów dotyczących wyników lub innych istotnych celów (np. ograniczenie zużycia wody słodkiej dzięki ponownemu użyciu lub recyklingowi) w

zakresie wykorzystania i odprowadzania wody, uwzględniających zmiany najważniejszych czynników mających wpływ na tę kwestię (np. etap wydobycia);

- ▶ regularne porównywanie celów w zakresie wydajności z faktycznym zużyciem i odprowadzaniem wody, w szczególności na obszarach występowania stresu wodnego, wspierane narzędziami oceny ryzyka w celu określenia, gdzie należy podjąć działania, aby ograniczyć zużycie wody. Przykłady tego rodzaju narzędzi obejmują m.in.:
 - World Resources Institute (WRI) Aqueduct™ Water Risk Atlas [6];
 - IPIECA Global Water Tool for Oil and Gas¹⁴ [3,7];
 - Global Environmental Management Initiative (GEMI) Local Water Tool™ for Oil and Gas [8];
- Posiadanie planu awaryjnego na wypadek wycieku zanieczyszczonej wody do środowiska (sekcja 3.5.13).
- Zapewnienie, aby gospodarka wodna w trakcie eksploatacji złoża była traktowana jako część środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie zagrożeń dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcje 3.5.4/3.5.7). Opisany powyżej program gospodarowania wodą powinien stanowić podstawę OOS, która wymaga uwzględnienia zarządzania zasobami naturalnymi, w tym wodą, oraz jego skutków dla środowiska [9].

13.3 Najlepsze dostępne techniki

Za najlepsze dostępne techniki w zakresie gospodarowania zasobami wodnymi uznaje się:

- Zapobieganie – zmniejszenie zużycia wody w trakcie eksploatacji złóż węglowodorów na lądzie (ogólne kategorie – zob. tabela 13.1), zapobieganie utracie wody oraz poprawa efektywności gospodarowania wodą, w tym:
 - ▶ zidentyfikowanie możliwości w zakresie ograniczenia zużycia wody w procesach i obiektach; W dokumencie odniesienia zatytułowanym „Efficiency in water use – Guidance document for the upstream onshore oil and gas industry” (IPIECA, 2014) [10] przedstawiono systematyczny proces oraz praktyczne przykłady identyfikacji i oceny potencjalnych środków mających na celu poprawę efektywności gospodarowania wodą, zarówno w przypadku nowej, jak i istniejącej działalności związanej z eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu ziemnego;
 - ▶ wybór w pierwszej kolejności zasobów innych niż wody słodkie, na przykład wykorzystanie słonawej/zasolonej wody gruntowej jako alternatywy dla wody słodkiej. W dokumencie odniesienia zatytułowanym „Identifying and assessing water sources” (IPIECA, 2014) [1] przedstawiono systematyczny proces oraz praktyczne przykłady wyboru źródeł wody, które najlepiej odpowiadają potrzebom projektu w szerszym kontekście lokalnej lub regionalnej gospodarki wodnej;

¹⁴ W dokumencie tym przedstawiono ramy dotyczące gospodarowania wodą w trakcie działalności związanej z eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu na lądzie, ujmując w nim cykliczny proces planowania, wdrażania, oceny i przeglądu.

- Ponowne użycie – ponowne użycie (ponowne użycie przy minimalnym uzdatnianiu lub bez uzdatnienia) wody w trakcie eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na lądzie (ogólne kategorie – zob. tabela 13.1), w tym:
 - ▶ ponowne użycie wody do przygotowania i budowy obiektu, wiercenia (przygotowanie płuczki), ograniczania zapylenia, mycia obiektu, do nawadniania/rekultywacji, uzupełniania wody w kotłach oraz – o ile jest to możliwe i nie zagraża bezpieczeństwu personelu – do gaszenia pożarów;
 - ▶ wykorzystanie wody wydobytej do utrzymania ciśnienia w złożu (tj. ponowne wtłoczenie do złoża wydobywczego) (zob. Działanie prowadzone na lądzie 11, sekcja 12);
 - ▶ ponowne użycie płynów wiertniczych i płynów stosowanych do celów zbrojenia odwiertu przy wykonywaniu kolejnych odwiertów/działalności prowadzonej na odwiertach;
 - ▶ ponowne użycie wody do testów hydrostatycznych w kolejnych pracach związanych z rozruchem.
- Recykling i odzyskiwanie – recykling lub odzyskiwanie wody do dalszego wykorzystania, w tym:
 - ▶ wykorzystywanie uzdatnionych ścieków bytowych oraz uzdatnionych wód deszczowych (spływy wód opadowych) zamiast wody słodkiej;
 - ▶ w stosownych przypadkach, rozważenie recyklingu, po uzdatnieniu, zużytej wody przez strony trzecie (np. inne znajdujące się w okolicy obiekty eksploatacji złóż węglowodorów, przemysł, rolnictwo).
- Unieszkodliwianie – jest to najmniej preferowane rozwiązanie, stosowane w przypadku gdy wyczerpane zostały inne możliwości lub uznano je za niewykonalne; może ono obejmować (z zastrzeżeniem przepisów krajowych lub warunków pozwolenia) poniższe operacje:
 - ▶ wtłaczanie po oczyszczeniu do odpowiednich zamkniętych formacji podziemnych o podobnej lub niższej jakości wody przez głębokie odwierty, np. po podstawowym procesie oczyszczania, filtracji, demineralizacji, odsoleniu lub odparowaniu wody;
 - ▶ zrzut po oczyszczeniu, np. po podstawowym procesie oczyszczania, filtracji, demineralizacji, odsoleniu, odparowaniu wody; oczyszczanie (również na potrzeby wtłaczania płynu, zob. powyżej) może obejmować:
 - podstawowe procesy oczyszczania, takie jak: podstawowy proces filtracji na tkaninie siatkowej, oddzielanie fizyczne, maceracja odpadów oraz procesy osadzania (np. podstawowy proces osadzania zawiesiny);
 - filtracja, w tym filtracja membranowa, filtracja wstępna, mikrofiltracja, ultrafiltracja i nanofiltracja, w zależności od rodzaju usuwanych substancji. Na przykład nanofiltrację stosuje się do usuwania rozpuszczonych jonów dwuwartościowych i wielowartościowych;
 - dodatkowe informacje na temat technik uzdatniania wody można znaleźć np. w [10].

13.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 13

[1] IPIECA, 2014. Identifying and assessing water sources. <http://www.ipieca.org/resources/good-practice/identifying-and-assessing-water-sources/>

- [2] Dyrektywa 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej.
- [3] IPIECA, 2014. Review of water risk tools. Guidance document for the oil and gas industry. <http://www.ipieca.org/resources/good-practice/review-of-water-risk-tools-guidance-document-for-the-oil-and-gas-industry/>
- [4] ANSI/API Recommended Practice 100-2, 2015. Managing Environmental Aspects Associated with Exploration and Production Operations Including Hydraulic Fracturing. Wyd. pierwsze, sierpień 2015.
- [5] Dyrektywa 2008/98/WE w sprawie odpadów (dyrektywa ramowa w sprawie odpadów).
- [6] World Resources Institute (WRI), 2013, Water Risk Atlas. <http://www.wri.org/resources/maps/aqueduct-water-risk-atlas>
- [7] IPIECA, 2013. Water management framework. <http://www.ipieca.org/resources/good-practice/the-ipieca-water-management-framework/>
- [8] Global Environmental Management Initiative (GEMI), 2013, Local Water Tool. <http://gemi.org/localwatertool/about.html>
- [9] Komisja Europejska, 2017. Ocena oddziaływania przedsięwzięć na środowisko. Wytyczne dotyczące przygotowania raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko. http://ec.europa.eu/environment/eia/pdf/EIA_guidance_EIA_report_final.pdf
- [10] IPIECA, 2014. Efficiency in water use guidance. <http://www.ipieca.org/resources/good-practice/efficiency-in-water-use-guidance-document-for-the-upstream-onshore-oil-and-gas-industry/>

14. Działanie prowadzone na lądzie 11: Gospodarka wodna w przypadku szczelinowania hydraulicznego

14.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Niniejsza sekcja dotyczy wyłącznie tych państw członkowskich UE, w których szczelinowanie hydrauliczne jest dozwolone na mocy prawa krajowego.

Podczas stymulacji odwiertów w drodze szczelinowania hydraulicznego woda wraz ze środkami podsadzającymi do szczelinowania, takimi jak piasek lub inne dodatki chemiczne, jest wtłaczana do odwiertów, aby doprowadzić do powstania szczelin w formacji ropo- i gazonośnej. Dodatki chemiczne mogą zawierać: inhibitor korozji zapobiegający odkładaniu się kamienia na ścianach odwiertów; kwas inicjujący proces szczelinowania; produkt biobójczy eliminujący bakterie, które mogą wytwarzać siarkowodor powodujący korozję; środek zmniejszający tarcie pomiędzy okładziną odwiertu a wprowadzanym płynem szczelinującym; oraz środki powierzchniowo czynne, które ułatwiają przepływ płynu [1].

Ponieważ na ogół płynem bazowym stosowanym w szczelinowaniu hydraulicznym jest woda, w procesie tym często wykorzystuje się jej duże ilości, co wymaga odpowiedniego gospodarowania tym zasobem. W zależności od lokalizacji szczelinowanie hydrauliczne może powodować dodatkowe obciążenie pod względem dostępności lokalnych i regionalnych zasobów wody. Przy braku odpowiedniej kontroli stymulacja odwiertów w drodze szczelinowania hydraulicznego może zwiększyć prawdopodobieństwo powstania wycieku i zanieczyszczenia węglowodorem oraz płynami zawierającymi chemikalia wód gruntowych, wód powierzchniowych lub gleby. Może to również obejmować uwolnienie zanieczyszczeń z samego złoża (np. naturalnie występujących materiałów promieniotwórczych, metali ciężkich, naturalnie występujących składników chemicznych). Ponadto istnieje prawdopodobieństwo, że powstanie nowych szczelin spowoduje przepływ między różnymi warstwami wodonośnymi/strefami wód gruntowych, które różnią się jakością i składem.

Niniejsza sekcja jest poświęcona gospodarowaniu zasobami wodnymi w związku z wydobywaniem węglowodorów w drodze szczelinowania hydraulicznego, technikom związanym z nakładami w zakresie zasobów wodnych (obciążeń) w odróżnieniu od technik zarządzania zrzutami wody (wpływ). Działanie prowadzone na lądzie 6 (sekcja 9) koncentrują się na potencjalnym oddziaływaniu węglowodorów i chemikaliów podczas stymulacji odwiertów w drodze szczelinowania hydraulicznego. W niniejszej sekcji informacje te nie zostały powtórzone. Gospodarowanie wodą do celów testów hydrostatycznych omówiono w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 5 (sekcja 8), a wodą wydobytą – w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 11 (sekcja 12). Ogólne gospodarowanie zasobami wodnymi w związku z eksploatacją złóż węglowodorów omówiono w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 8.

Chociaż wyzwania związane z gospodarowaniem wodą, jakie stwarza konwencjonalne wydobywanie węglowodorów, są podobne, istnieją również istotne kwestie dotyczące szczelinowania hydraulicznego, w tym takie, jak wiążące się z tym:

- zużycie większej ilości wody i dodatków chemicznych, co z kolei powoduje wytworzenie większych ilości ścieków (np. płynu zwrotnego) oraz wody wydobytej, które mogą wymagać oczyszczenia i trwałego składowania;
- konieczność transportu wody na pole wiertnicze, a także zapewnienie transportu płynu zwrotnego oraz płynów szczelinujących z pola wiertniczego w celu ich wykorzystania, ponownego wykorzystania, recyklingu lub trwałego składowania; oraz

- możliwość większego zaniepokojenia wśród społeczeństwa i kontroli w stosunku do konwencjonalnego wydobycia ropy i gazu.

Gospodarowanie zasobami wody powiązane ze szczelinowaniem hydraulicznym obejmuje takie działania jak: pozyskanie wody, mieszanie chemikaliów, wtłaczanie wody do odwiertu, przemieszczanie płynu zwrotnego/wody wydobytej, ponowne wykorzystanie wody, jej recykling i trwałe składowanie. Wykorzystanie wody szczególnie związane ze szczelinowaniem hydraulicznym, od którego uzależnione jest wydobycie węglowodorów na lądzie, podsumowano w tabeli 14.1.

Tabela 14.1 Obciążenia zasobów wody związane ze szczelinowaniem hydraulicznym podczas działalności związanej z eksploatacją złóż węglowodorów na lądzie (na podstawie IPIECA, 2014 [2])

Obciążenia zasobów wody	Opis/przykłady
Szczelinowanie hydrauliczne	Płyny szczelinujące, płyny do stymulacji odwiertu i płukanie odwiertu

Rodzaje wód powstających w wyniku działalności związanej z eksploatacją złóż węglowodorów, które mogą negatywnie oddziaływać na środowisko, podsumowano w tabeli 14.2.

Tabela 14.2 Woda o potencjalnym oddziaływaniu na środowisko charakterystycznym dla szczelinowania hydraulicznego (na podstawie IPIECA, 2014 [2])

Woda o potencjalnym oddziaływaniu na środowisku	Opis/przykłady
Woda wydobyta	Woda wydobyta ze złoża węglowodorów (zob. Działanie prowadzone na lądzie 11)
Płyn zwrotny	Woda wydostająca się z odwiertu w trakcie szczelinowania hydraulicznego, na którą składają się płyny szczelinujące (w tym chemikalia) oraz woda ze złoża
Płyny szczelinujące	Płyny wraz z dodatkami wtłaczane do odwiertu podczas szczelinowania hydraulicznego

Gospodarowanie zasobami wodnymi powinno mieć na celu ochronę środowiska i zapewniać, aby przy rozwiązywaniu kwestii dotyczących wody stosowano podejście systematyczne, które ma:

- ograniczyć do minimum zapotrzebowanie na dostawy wody i potencjalne zaburzenia dostaw wody do innych/regionalnych użytkowników wody;
- zmaksymalizować możliwości wykorzystania, ponownego wykorzystania, recyklingu lub odzyskania w inny sposób wody wydobytej w trakcie prowadzonej działalności; oraz
- ograniczyć do minimum zrzuty do środowiska.

Na szczepie UE najbardziej kompleksowym instrumentem w dziedzinie polityki wodnej jest ramowa dyrektywa wodna (2000/60/WE) [3], której głównym celem jest ochrona i poprawa zasobów wodnych w celu doprowadzenia ich do dobrego stanu.

14.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w gospodarowaniu zasobami wodnymi w kontekście szczelinowania hydraulicznego to:

- Wdrożenie programu gospodarowania wodą zawierającego specjalną sekcję poświęconą ryzyku, z jakim wiąże się szczelinowanie hydrauliczne. Więcej informacji na temat programu gospodarowania wodą oraz jego zalecanej treści można znaleźć w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 8 (sekcja 12).
- Przeprowadzenie w ramach programu gospodarowania wodą oceny ryzyka dla zasobów wodnych do celów szczelinowania hydraulicznego, w której bierze się pod uwagę:
 - ▶ zaopatrzenie w wodę na potrzeby produkcji płynu do szczelinowania hydraulicznego z uwzględnieniem lokalnej dostępności wody oraz prognozę zapotrzebowania na wodę (jakość i ilość) [4];
 - ▶ dostosowanie infrastruktury i logistyki (np. w odniesieniu do magazynowania, transportu, oczyszczania wody) na potrzeby szczelinowania hydraulicznego [5];
 - ▶ spodziewaną ilość (objętościowo) i jakość wody wydobytej ze złoża węglowodorów;
 - ▶ możliwość gospodarowania wodą używaną w operacjach szczelinowania hydraulicznego w odniesieniu do hierarchii postępowania z odpadami [6], która zakłada podjęcie środków w zakresie zapobiegania, ponownego użycia, recyklingu, odzysku i trwałego składowania (zrzut, parowanie, unieszkodliwianie płynu wtłaczanego do odwiertu zrzutowego), w tym wymagane oczyszczanie przewidziane dla tych środków (dodatkowe wyjaśnienia przedstawiono w punkcie o najlepszych dostępnych technikach poniżej) [7];
 - ▶ planowanie mające na celu zapewnienie integralności odwiertu, aby chronić zasoby wody podczas szczelinowania hydraulicznego [8].
- Zapewnienie, aby zarządzanie energią było traktowane jako część środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie zagrożeń dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcja 3). Biorąc pod uwagę potencjalnie wrażliwy charakter szczelinowania hydraulicznego wśród zewnętrznych zainteresowanych stron, OOS powinna obejmować element społeczny, a mianowicie „Plan zaangażowania społeczności”, który pomoże zrozumieć postrzeganie przez opinię publiczną ryzyka i oddziaływania przedsięwzięcia, w tym na środowisko naturalne, i zarządzać nim [9–12].
- Wprowadzenie planu awaryjnego na wypadek wycieku, pozwalającego zarządzać wyciekami wszelkich rodzajów wody lub chemikaliów używanych do celów szczelinowania hydraulicznego (zob. tabela 14.1 oraz tabela 14.2) do środowiska (sekcja 3.5.13).

14.3 Najlepsze dostępne techniki

Za najlepsze dostępne techniki w zakresie gospodarowania zasobami wodnymi do celów szczelinowania hydraulicznego uznaje się:

- Zapobieganie – zmniejszenie zużycia wody do celów szczelinowania hydraulicznego (zob. tabela 14.1), w tym:
 - ▶ monitorowanie objętości i pochodzenia wody, w szczególności w okresach suszy;
 - ▶ kontrolowanie ubytku wody z formacji, na przykład podczas cementowania, dzięki stosowaniu dodatków uszczelniających;
 - ▶ sporządzenie planu pozyskiwania wody, w którym określone są zasady wykorzystywania wody, w tym wybór w pierwszej kolejności zasobów innych niż wody słodkie, na przykład wykorzystanie słonawej/solankowej wody gruntowej jako alternatywy dla wody słodkiej. Wytyczne można znaleźć w IPIECA, 2014 [2];

- ▶ wybieranie do szczelinowania wody niższej jakości (np. wody niezdatnej do picia, zebranej wody deszczowej, wody z solankowych i słonawych warstw wodonośnych, wody morskiej, oczyszczonych ścieków przemysłowych);
- ▶ w przypadkach, w których jest to technicznie wykonalne – zastąpienie wody innymi substancjami (np. dwutlenkiem węgla), pod warunkiem że nie zagraża to bezpieczeństwu danej operacji. Należy zauważyć, że takie rozwiązanie zostało uznane za nową technikę i uwzględnione, aby zapewnić kontekst dla potencjalnych innowacji w przyszłości. Nie należy traktować go jako reprezentatywnego dla aktualnych najlepszych praktyk.
- Ponowne wykorzystanie, recykling i odzyskiwanie – ponowne wykorzystanie wody zużytej do celów szczelinowania hydraulicznego lub do innych celów (zob. tabela 14.2); lub ponowne wykorzystane lub odzyskiwanie wody do dalszego wykorzystania, w tym:
 - ▶ jeżeli jest to możliwe, gromadzenia i ponownego wykorzystania płynów (np. płynu zwrotnego i wody wydobytej) do celów szczelinowania hydraulicznego;
 - ▶ jeżeli jest to możliwe, gromadzenia i ponownego wykorzystania płynów (np. płynu zwrotnego) do wykonywania odwiertów;
 - ▶ demineralizacji lub odsalania wody wydobytej w celu jej wykorzystania do szczelinowania hydraulicznego; jednak biorąc pod uwagę postacie użytkowe najnowszych płynów do szczelinowania hydraulicznego, woda wydobyta nie zawsze musi być poddawana odsalaniu, aby nadawała się do ponownego wykorzystania;
- Trwałe składowanie – jest to najmniej preferowane rozwiązanie, stosowane w przypadku gdy wyczerpane zostały inne możliwości lub uznano je za niewykonalne; może ono obejmować (z zastrzeżeniem przepisów krajowych lub warunków pozwolenia):
 - ▶ zrzut po oczyszczeniu, np. po podstawowym procesie oczyszczania, filtracji, demineralizacji, odsoleniu, odparowaniu wody [13]. Oczyszczanie (również na potrzeby włączania płynu, zob. powyżej) może obejmować:
 - podstawowe procesy oczyszczania, takie jak: podstawowy proces filtracji na tkaninie siatkowej, oddzielanie fizyczne, maceracja odpadów oraz procesy osadzania (np. podstawowy proces osadzania zawiesiny);
 - filtrację, w tym filtrację membranową, filtrację wstępną, mikrofiltrację, ultrafiltrację i nanofiltrację, w zależności od rodzaju usuwanych substancji. Na przykład nanofiltrację stosuje się do usuwania rozpuszczonych jonów dwuwartościowych i wielowartościowych;
 - dodatkowe informacje na temat technik uzdatniania wody można znaleźć np. w [14].

14.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 14

[1] Royal Society i Royal Academy of Engineering, 2012. Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing. <https://www.raeng.org.uk/publications/reports/shale-gas-extraction-in-the-uk>

[2] IPIECA, 2014. Identifying and assessing water sources.

[3] Dyrektywa 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej.

[4] IPIECA/OGP, 2013. Good Practice Guidelines for the development of shale oil and gas OGP Report No. 489. <http://www.iogp.org/wp-content/uploads/2016/12/489.pdf>

- [5] ANSI/API Recommended Practice 100-2, 2015. Managing Environmental Aspects Associated with Exploration and Production Operations Including Hydraulic Fracturing. Wyd. pierwsze, sierpień 2015.
- [6] Dyrektywa 2008/98/WE w sprawie odpadów (dyrektywa ramowa w sprawie odpadów).
- [7] IOGP, 2014. Recovered Water Management Study in Shale Wells. *Dokument ten zawiera przegląd zarządzania wodą wydobytą i płynem zwrotnym.*
- [8] ANSI/API Recommended Practice 100-1, 2015. Hydraulic Fracturing - Well Integrity and Fracture Containment. Wyd. pierwsze, październik 2015.
- [9] ANSI/API BULLETIN 100-3, 2014. Community Engagement guidelines
https://www.api.org/~media/Files/Policy/Exploration/100-3_e1.pdf
- [10] Zjednoczone Królestwo (BEIS), 2018. Guidance on fracking: developing shale gas in the UK (Community and public engagement) [Wytyczne dotyczące szczelinowania: eksploatacja gazu łupkowego w Zjednoczonym Królestwie (Zaangażowanie społeczności i podmiotów publicznych)].
<https://www.gov.uk/government/publications/about-shale-gas-and-hydraulic-fracturing-fracking/developing-shale-oil-and-gas-in-the-uk#community-and-public-engagement>
- [11] DNV Recommended Practice DNV-RP-U301, 2013. Risk Management of Shale Gas Developments and Operations [zawiera informacje na temat relacji ze społecznością i innymi zainteresowanymi stronami].
<https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNV/codes/docs/2013-01/RP-U301.pdf>
- [12] IPIECA, 2014. Identifying and assessing water sources (sekcja 2: Stakeholder engagement).
<http://www.ipieca.org/resources/good-practice/identifying-and-assessing-water-sources/>
- [13] IOGP, 2014. Recovered Water Management Study in Shale Wells. *W dokumencie tym opisano szereg możliwych rozwiązań dotyczących uzdatniania wody w zależności od pożądanej jakości uzyskanej wody oraz wymogów wybranego zastosowania końcowego.*
- [14] IPIECA, 2014. Efficiency in water use guidance. <http://www.ipieca.org/resources/good-practice/efficiency-in-water-use-guidance-document-for-the-upstream-onshore-oil-and-gas-industry/>

15. Działanie prowadzone na lądzie 12: Postępowanie z wodą wydobytą i jej zagospodarowanie

15.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Woda wydobywana pojawia się wraz z wydobywanymi węglowodorami i składa się na nią woda porowa zawarta w złożach węglowodorów, a także woda z kondensacji i odzyskana woda wtłaczana. Składniki wody wydobytej pochodzą głównie z dwóch źródeł: złoża węglowodorów i chemikaliów stosowanych w instalacji wydobywczej. Łącznie mogą one zawierać [1]:

- węglowodory płynne lub gazowe oraz inne substancje organiczne – występujące w złożu i obecne w ropie naftowej i kondensacie gazu ziemnego (np. benzen, toluen, etylobenzen i ksylen – BTEX), fenantren, naftalen, etylobenzen i fenol) lub wykorzystywane do działalności związanej z poszukiwaniem złóż (np. wierceń, zbrojenia odwiertów) i procesów wydobywczych. Mogą występować jako węglowodory rozproszone/rozpuszczone lub jako wolny olej unoszący się na powierzchni wody;
- chemikalia stosowane w procesach wydobywczych, takie jak np. inhibitory korozji, inhibitory osadów, demulgatory, produkty biobójcze i chemiczne środki odwadniające. Dalsze informacje na temat chemikaliów stosowanych w pracach na obszarach morskich można znaleźć w sekcji 5.1;
- metale ciężkie, naturalnie występujący materiał promieniotwórczy i inne substancje nieorganiczne – radionuklidy naturalne i metale ciężkie, których niski poziom może być selektywnie skoncentrowany w strumieniu wody wydobytej, np. uran, tor, rad, gaz radon, ołów, arsen, kadm, chrom, miedź, cyjanek, rtęć, nikiel, srebro, cynk, wanad, antymon i bar [2]. Obecne mogą być również siarczki;
- sole – mierzone jako zasolenie, substancje rozpuszczone (TDS) lub przewodność elektryczna;
- Woda wydobyta może mieć również wysoką temperaturę ze względu na długi czas przebywania w podpowierzchniowych formacjach geologicznych, w zależności od cech złoża, m.in. głębokości jego położenia.

Woda wydobyta stanowi zwykle największy pod względem objętościowym produkt uboczny uwolniony podczas działalności związanej z eksploatacją złóż węglowodorów i może oddziaływać na środowisko, jeżeli zostanie do niego odprowadzona. Na lądzie może powodować zanieczyszczenie gleby, wód powierzchniowych, a w dłuższej perspektywie – wód gruntowych. Rodzaj i położenie złóż ma istotny wpływ na ilość i skład wody wydobytej, a także na stosowane – i w związku z tym obecne w niej – chemikalia.

Objętość wody wydobytej zazwyczaj zwiększa się na przestrzeni czasu w miarę ubożenia złoża podczas wydobywania. Jeżeli chodzi o gospodarowanie wodą wydobytą, to można ją ponownie wtłoczyć do formacji do celów wydobywania albo wtłoczyć do specjalnego odwiertu zrzutowego, albo uzdatnić i odprowadzić do środowiska. Przy wyborze jednego z tych alternatywnych rozwiązań należy wziąć pod uwagę zużycie energii, wymagane chemikalia, ilość wody wydobytej oraz koszty. Chociaż w stosunku do jej uzdatniania i odprowadzania wtłaczanie wody wydobytej jest rozwiązaniem preferowanym, wymaga ono dostępności odpowiednich odwiertów do zatłaczania i formacji, co często nie ma miejsca. Organ regulacyjny powinien jednak uwzględnić te informacje przed przystąpieniem do etapu zatwierdzania inwestycji.

Uzdatnianie i odprowadzanie wody wydobytej jest najmniej preferowanym rozwiązaniem z perspektywy ochrony środowiska i należy po nie sięgać w przypadku braku innych skutecznych rozwiązań alternatywnych oraz jeżeli odprowadzanie wody spełnia środowiskowe normy regulacyjne i normy jakości. Aby spełnić takie normy, w procesie uzdatniania należy wykorzystać szereg technologii zapewniających ograniczenie zawartości zdyspergowanego w wodzie oleju. Skuteczność tych technologii zależy od właściwości oleju, np. obecności rozproszonego węglowodoru oraz wielkości kropli [3]. Na lądzie woda wydobyta może być wykorzystywana m.in. przez inne gałęzie przemysłu – rozwiązanie to warto rozważyć w przypadku, gdy skład wody wydobytej jest zgodny z takimi opcjami.

W niniejszej sekcji omówiono sposób postępowania z wodą wydobytą oraz jej planowane zrzuty. Przypadki niezamierzonego uwolnienia wody wydobytej mogą mieć miejsce na skutek przypadkowego zdarzenia wywołanego np. awarią urządzeń lub spowodowanego błędem ludzkim. Takie wycieki mogą obejmować awarię bariery izolującej substancje w zbiornikach lub przypadkowy wyciek nieuzdatnionej wody wydobytej z rurociągów. Awaria bariery izolującej wodę wydobytą jest równoważna wyciekowi chemikaliów i węglowodorów i w związku z tym została uwzględniona – odpowiednio – w sekcjach Działania prowadzone na lądzie 2 (sekcja 5) i 3 (sekcja 6) niniejszych wytycznych.

15.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w kontekście postępowania z wodą wydobytą i jej zagospodarowania to:

- Wprowadzenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który uwzględnia procesy i procedury zagospodarowania wody wydobytej (sekcja 3.4.2).
- Zapewnienie, aby gospodarka wodą wydobytą w trakcie działalności związanej z eksploatacją złóż na lądzie była traktowana jako część środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie zagrożeń dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcja 3.5.4/3.5.7).
- W przypadku nowych obiektów oraz modyfikacji obiektów istniejących – zapewnienie, aby projekt techniczny obejmował proces wyboru opcji w celu określenia możliwości ograniczenia ilości, ponownego wykorzystania, ponownego wtłaczania lub uzdatniania i zrzutu wody wydobytej (sekcja 3.5.5 i sekcja 15.3).
- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2). Wdrożenie programu zagospodarowania wody, który powinien być zintegrowany z szeroko rozumianym gospodarowaniem wodą na miejscu – jak opisano w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 8 (sekcja 12) – i obejmować szereg szczególnych elementów dotyczących wody wydobytej, takich jak [2]:
 - ▶ identyfikacja, analiza, regularny pomiar i rejestrowanie przepływu wody wydobytej;
 - ▶ planowanie zrzutów z dala od obszarów wrażliwych pod względem środowiskowym, ze zwróceniem szczególnej uwagi na wysokie poziomy zwierciadła wody, wrażliwe warstwy wodonośne, a także tereny podmokłe i obiekty służące społeczności (np. studnie, ujęcia wody, wysokowartościowe grunty rolne);

- ▶ zdefiniowanie i regularny przegląd parametrów docelowych, które koryguje się w celu uwzględnienia zmian najważniejszych czynników mających wpływ na wodę wydobyłą (np. wskaźnik produkcji);
 - ▶ wstępna selekcja chemikaliów stosowanych w operacjach wydobywania, z uwzględnieniem ich objętości, toksyczności, trwałości, biodostępności i zdolności do bioakumulacji;
 - ▶ regularne porównywanie przepływów wody wydobytej i stężeń węglowodorów z parametrami docelowymi, aby określić, w którym przypadku należy podjąć działania ograniczające ilość wody wydobytej i związany z tym wpływ na środowisko;
 - ▶ strategia zapewniająca maksymalizację możliwości ponownego wtłaczania wody wydobytej lub jej trwałe składowanie przez wtłoczenie;
 - ▶ unikanie nadmiernych ilości wody wydobytej dzięki optymalizacji produkcji zgodnie z parametrami docelowymi oraz BAT;
 - ▶ planowanie zrzutów z uwzględnieniem punktów i tempa zrzutów, stosowanych chemikaliów i ich rozproszenia, a także ryzyka środowiskowego.
- Monitorowanie służące weryfikacji skuteczności środków zarządzania ryzykiem, które zostały przyjęte w odniesieniu do zagospodarowania wody wydobytej – również przy użyciu systemu monitorowania, monitorowania odpływów i monitorowania terenowego. Monitorowanie powinno być prowadzone na bieżąco i regularnie lub w przypadku wystąpienia istotnych zmian dotyczących obiektu. Powinno również obejmować definiowanie i systematyczny przegląd parametrów docelowych, z uwzględnieniem zmian najważniejszych czynników, które mają wpływ na wodę wydobyłą (np. wskaźnik wydajności). Zob. również: Działanie prowadzone na lądzie 12 (sekcja 16).
 - Wdrażanie strategii zarządzania przypadkami niezamierzonej awarii bariery izolującej wodę wydobyłą, którą należy uznać za uwolnienie węglowodorów i chemikaliów – jak opisano szczegółowo w sekcjach Działania prowadzone na lądzie 2 (sekcja 5) i 3 (sekcja 6) – z uwzględnieniem odpowiedniego magazynowania wody wydobytej, np. w krytych zbiornikach.
 - Zagospodarowanie wody wydobytej w trakcie eksploatacji złóż węglowodorów, z wykorzystaniem jednego z przedstawionych niżej podejść, które mogą być rozpatrywane hierarchicznie (zob. najlepsze dostępne techniki poniżej):
 1. jeżeli jest to możliwe do wykonania w trakcie działalności związanej z eksploatacją złóż węglowodorów, ograniczenie do minimum i wykorzystanie/ponowne wykorzystanie wody wydobytej (np. ponowne wtłaczanie podczas wydobywania, aby zapewnić wspomaganie ciśnienia);
 2. w stosownych przypadkach ponowne wtłaczanie wody wydobytej podczas wydobywania węglowodorów lub jej wtłaczanie do specjalnego odwiertu zrzutowego;
 3. uzdatnianie wody wydobytej przed jej zrzutem w celu ograniczenia ilości składników, które mogą mieć wpływ na środowisko, poniżej dopuszczalnych poziomów efektywności środowiskowej.

15.3 Najlepsze dostępne techniki

Za najlepsze dostępne techniki w zakresie postępowania z wodą wydobyłą i zagospodarowania jej uznaje się:

- Jeżeli jest to możliwe do wykonania w trakcie działalności związanej z eksploatacją złóż węglowodorów, ograniczenie do minimum ilości i wykorzystanie/ponowne wykorzystanie wody wydobytej:
 - ▶ optymalizacja zarządzania odwiertami podczas ich zbrojenia, a następnie podczas wydobywania węglowodorów w celu ograniczenia do minimum ilości wody wydobytej;
 - ▶ ponowne zbrojenie odwiertów charakteryzujących się wysoką produkcją wody w celu ograniczenia do minimum ilości wody wydobytej;
 - ▶ jeżeli jest to możliwe, stosowanie technik głębokiej separacji płynów oraz – jeżeli jest to wykonalne z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia – technik zamykania dopływu wody;
 - ▶ gdy jest to możliwe, wykorzystanie/ponowne wykorzystanie wody wydobytej – zazwyczaj poddanej w pewnym stopniu uzdatnieniu (na terenie prac lub poza nim) – np. w celu utrzymania ciśnienia w złożu (intensyfikacji wydobywania ropy naftowej) lub do użytku/ponownego użytku przez osoby trzecie. Wymaga to zapewnienia, aby potencjalnie szkodliwe składniki (np. naturalnie występujący materiał promieniotwórczy) nie były odprowadzane do przyjmującego środowiska [4,5,6].
- W stosownych przypadkach ponowne wtłaczanie wody wydobytej podczas wydobywania lub jej wtłaczanie do specjalnego odwiertu zrzutowego [7,8]:
 - ▶ osiągnięcie poziomów efektywności środowiskowej ustalonych dla wtłaczania wody wydobytej, których wartość zależy od przyjmującego środowiska (tj. formacji geologicznych/złóż) oraz od potencjalnego oddziaływania chemicznego i fizycznego na orurowanie i instalacje rurociągowie odwiertu. Parametry uwzględnione w poziomach efektywności środowiskowej mogą obejmować glikol, metanol, metale i chlorki. Osiągnięcie tych poziomów może wymagać uzdatnienia wody przed jej wtłoczeniem (zob. techniki opisane poniżej);
 - ▶ wtłaczanie wody wydobytej do głęboko położonych warstw podziemnych, takich jak zasoby geologiczne ropy i warstwy gazonośne, po ustaniu przydatności złoża węglowodorów do eksploatacji [9]. Wymaga to uważnego przeglądu parametrów, w tym integralności formacji przyjmującej, projektu technicznego, tempa wtłaczania, łącznej objętości wtłaczanych płynów oraz ciśnienia, pod jakim są wtłaczane, aby uwzględnić m.in. potencjalne zagrożenia sejsmiczne związane z tą operacją.
- Uzdatnianie wody wydobytej w celu ograniczenia ilości składników, które mogą mieć wpływ na środowisko, poniżej dopuszczalnych poziomów efektywności środowiskowej:
 - ▶ zapobieganie wcześniejszemu utworzeniu się ustabilizowanych emulsji w wodzie wydobytej, które zwykle najtrudniej usunąć za pomocą technologii przewidzianych dla wody wydobytej. Tworzenie się emulsji można ograniczyć dzięki odpowiedniej selekcji chemikaliów oraz optymalizacji ich ilości;
 - ▶ rozważenie zastosowania technologii zapobiegających ścinaniu kropli ropy podczas przetwarzania, np. zawory i pompy o niskich siłach ścinających, ponieważ separacja większych kropli ropy jest łatwiejsza;
 - ▶ uzdatnianie wody wydobytej przy użyciu technik uzdatniania pierwotnego i wtórnego, których zastosowanie będzie zależeć od właściwości mieszaniny ropy/wody oraz od czynników charakterystycznych dla danej lokalizacji. Stosowane mogą być np. [1,7,8]:
 - separatory grawitacyjne – urządzenia te usuwają składniki zdyspergowane dzięki wykorzystaniu w nich różnicy gęstości między fazą wody i fazą węglowodorów.

Wśród separatorów grawitacyjnych wyróżnia się: separatory trójfazowe oraz separatory płytowe (np. o płytach nachylonych, równoległych, falistych). Separatory grawitacyjne wykorzystuje się zwykle na pierwszym etapie uzdatniania;

- hydrocyklony – hydrocyklony są co do zasady bardziej skuteczne niż separacja grawitacyjna pod względem oddzielania kropli ropy od wody i usuwania dyspergowanej ropy, ale nie usuwają składników rozpuszczonych. W hydrocyklonach mieszanina wody i ropy jest doprowadzana do rury, w której wymuszony zostaje przepływ wirowy kierujący wodę o większej gęstości na ścianę zewnętrzną i umożliwiającą utworzenie niskociśnieniowej fazy w centralnej części rury, wypływającej z hydrocyklonu w odwrotnym kierunku. Działanie hydrocyklonów wymaga spadku ciśnienia, co może wiązać się z koniecznością instalowania pomp. Za hydrocyklonami może znajdować się komora odgazowywania lub jednostka flotacji gazowej. Multicyklony są to jednostki składające się z szeregu pojedynczych cyklonów;
- degazer (zgarniacz) – większą skuteczność separacji ropy można osiągnąć, stosując dodatkowo urządzenia do zgarniania oleju. Degazery (zgarniacze) można czasami spotkać na drugim etapie systemu uzdatniania wody wydobytej. Jest to separator grawitacyjny, którego zadaniem jest ograniczenie ilości rozpuszczonego gazu oraz zawartości wolnego oleju w strumieniu wody wydobytej przez jej ponownym wtłoczeniem lub zrzutem. Tworzy się cienka warstwa oleju, która następnie zostaje zgarnięta. Usunięcie wolnego gazu w warunkach atmosferycznych jest istotne w odniesieniu do odprowadzanej wody, aby zapewnić kontrolowane uwalnianie rozpuszczonych węglowodorów gazowych;
- wirówki – wirówki w sposób mechaniczny oddzielają wyraźne fazy o różnej gęstości w wyniku przyspieszenia ruchu materiału w polu grawitacyjnym wirówki. Podobnie jak w przypadku hydrocyklonów cięższa faza wody przemieszcza się w kierunku zewnętrznej krawędzi wirówki, pozostawiając węglowodory o mniejszej gęstości w środkowej części. W przeciwieństwie do hydrocyklonów, które nie mają części ruchomych, wirówki wymagają urządzeń wirujących, co zwiększa ich złożoność. Wirówki umożliwiają oddzielenie mniejszych kropli oleju niż hydrocyklony, zużywają jednak więcej energii;
- flotacja gazowa – w procesie flotacji wymuszonej gazem z wody usuwane są krople ropy dzięki przyczepianiu się ich do unoszących się pęcherzyków gazu. Pęcherzyki te unoszą się ku powierzchni wody i można je usunąć poprzez zgarnianie. Flotacja wymuszona gazem stanowi zazwyczaj etap doczyszczania w wieloetapowej procedurze mającej na celu usunięcie zdyspergowanej ropy w drodze oczyszczania wody poprzedzającego ten etap, aby ograniczyć stężenie oleju w wodzie. Jednostki flotacji gazowej można podzielić na:
 - jednostki flotacji wymuszonej gazem – pęcherzyki gazu flotacyjnego są wytwarzane w sposób hydrauliczny lub mechaniczny. Poziome jednostki flotacyjne wielostopniowej flotacji wymuszonej gazem zwykle składają się z czterech aktywnych komór flotacji. Działanie komory flotacji wymuszonej gazem z dyspersją hydrauliczną jest podobne do działania komory flotacji wymuszonej gazem z dyspersją mechaniczną. Zamiast jednak wykorzystywać mechanicznie napędzany wirnik do wytworzenia pęcherzyków, recyrkulowany strumień czystej wody mieszany jest z gazem i mieszaninę tę wtłacza się do jednostki flotacji;

- jednostki flotacji drobnopęcherzykowej – rozpuszczony gaz w strumieniu procesowym stosuje się do wytwarzania pęcherzyków gazu wykorzystywanych w procesie flotacji;
- jednostki pionowej flotacji wymuszonej gazem – w swojej najprostszej formie flotacja wymuszona gazem przebiega w pojedynczej komorze o konfiguracji stosowanej w poziomej wielostopniowej flotacji wymuszonej gazem. Technologia pionowej flotacji wymuszonej gazem wymaga od 30 sekund do 4 minut czasu zatrzymania. Jednostopniowe jednostki flotacji pionowej być może nie są tak skuteczne w usuwaniu ropy z wody wydobytej jak jednostki flotacji poziomej posiadające wiele komór, ale flotacja pionowa sprawdza się dobrze w zastosowaniach, w przypadku których flotacja pozioma jest niemożliwa ze względu na ograniczenia przestrzeni i masy. W tym przemyśle jednostki flotacyjne pionowej flotacji wymuszonej gazem nazywa się również kompaktowymi jednostkami flotacyjnymi, co odzwierciedlają nazwy produktów technologii wprowadzanych do obrotu przez różnych dostawców;
- technologia membranowa – taką technologię nazywa się również mikro-, ultra- lub nanofiltracją lub osmozą odwróconą w zależności od wielkości zanieczyszczeń wymagających usunięcia (odpowiednio większych lub mniejszych). Za pomocą ultrafiltracji możliwe jest usunięcie zdyspergowanych węglowodorów (w tym emulsji), natomiast dzięki nanofiltracji można dodatkowo usunąć niektóre węglowodory rozpuszczone o większych cząsteczkach;
- ekstrakcja z wykorzystaniem makroporowatych polimerów (MPPE) jest technologią umożliwiającą usuwanie rozpuszczonych substancji organicznych z wody wydobytej. Woda wydobyta przepływa przez kolumnę wypełnioną cząsteczkami porowatych polimerów zawierającą ciecz ekstrakcyjną, która usuwa rozpuszczone ropę i substancje organiczne. Następnie z cieczy ekstrakcyjnej okresowo odpędzane są węglowodory. Technologia MPEE przynosi dobre wyniki pod względem obniżania zawartości składników organicznych do niskiego poziomu, w tym umożliwia usuwanie >99% węglowodorów z grupy BTEX i wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (WWA) oraz >95% związków alifatycznych o długości łańcuchów <C20. Mniej skuteczna była w przypadku usuwania węglowodorów o długości łańcuchów >C20;
- separatory koalescencyjne – w procesie koalescencji wykorzystuje się czynniki oleofilne (olejolubne), takie jak polipropylen czy teflon, które wylapują krople ropy, gdy przepływa przez nie woda wydobyta. Znacznie łatwiej wtedy oddzielić większe krople ropy. Koalescencję zwykle łączy się z separacją grawitacyjną, instalując separatory jako pakiet koalescencyjny na wlocie do zbiornika separatora grawitacyjnego lub pokrywając materiałem oleofilnym pochylone płyty separatora;
- filtracja z wykorzystaniem substancji adsorpcyjnych – aby usunąć zdyspergowane i rozpuszczone węglowodory, można zastosować filtry adsorpcyjne. Wymagane jest oczyszczenie na etapie poszukiwania i wydobywania, aby zawczasu usunąć zdyspergowaną ropę, którą może zawierać woda wydobyta. Filtry należy często wymieniać, a recykling wykorzystywanych w nich substancji (np. celulozy) nie zawsze jest możliwy, chociaż niektóre filtry z węglem aktywnym można częściowo poddać recyklingowi. Czynniki wykorzystywanymi w tym celu są również skorupy orzechów włoskich i pekan. Unieszkodliwianie wykorzystanych pochłaniaczy stwarza problemy pod względem gospodarowania odpadami stałymi;

- odpędzanie z parą wodną – odpędzanie z parą wodną wykorzystuje się do usuwania węglowodorów z grupy BTEX i można je również zastosować do usuwania zdyspergowanych węglowodorów. Wodę wydobytą kieruje się do kolumny z wypełnieniem i poddaje się ją działaniu pary wodnej. Ze względu na dużą zawartość węglowodoru dochodzi do kondensacji pary wodnej i oparów węglowodorów i łatwo je rozdzielić. Technika ta jest niezawodna i sprawdzona, ale zużycie energii jest stosunkowo wysokie, chociaż można to kompensować, wykorzystując ciepło odpadowe z turbin gazowych. Wymogiem dla odpędzania z parą wodną jest utrzymanie stałego przepływu lub dodawanie wody uzupełniającej.
- Zrzut wody wydobytej po uzdatnieniu, ale tylko w sposób zgodny z przepisami krajowymi lub warunkami pozwolenia:
 - ▶ zapewnienie, aby zrzut ścieków oczyszczonych do wód powierzchniowych lub do gruntu nie miał istotnego wpływu na zdrowie ludzi i obiektów środowiskowych [10];
 - ▶ w przypadku zrzutu do wód powierzchniowych lub do gruntu uwzględnienie stanu ekologicznego wód powierzchniowych będących odbiornikami; tabela 15.1 przedstawia mające zastosowanie wskaźnikowe poziomy efektywności środowiskowej [2, 11].
 - ▶ w przypadku zrzutów do wód przybrzeżnych lub do morza, zob. Działanie prowadzone na morzu 5 (sekcja 23).

Tabela 15.1 Poziomy efektywności środowiskowej w przypadku zrzutów do wód powierzchniowych lub do gruntu [2,11,12]

Parametr	Jednostka	Poziom efektywności środowiskowej*
Całkowita zawartość węglowodorów	mg/l	10
pH		6–9
BZT	mg/l	25
ChZT	mg/l	30–125
TSS	mg/l	5–35
Fenole	mg/l	0,5
Siarczki	mg/l	1
Metale ciężkie (łącznie)**	mg/l	5
Chlorki	mg/l	600 (średnio) 1200 (maksymalnie)

* Poziomy efektywności środowiskowej określone na podstawie [2] i [8]. Jeżeli dokument odniesienia [10] zawiera niższą wartość dla tego samego parametru, to uwzględniono ją jako dolną granicę zakresu. Wartości to średnie miesięczne.

** Metale ciężkie obejmują: arsen, kadm, chrom, miedź, ołów, rtęć, nikiel, srebro, wanad i cynk. W dokumencie odniesienia [10] przedstawiono wartości poziomów emisji powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami dla konkretnych metali ciężkich, nie oceniono jednak możliwości zastosowania w obiektach wydobywania węglowodorów.

15.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 15

[1] NEL, National Measurement System, 2018. Good Practice Guide – An Introduction to produced water management.

- [2] Na podstawie Banku Światowego/MKF, 2017. Environmental, Health, and Safety Guidelines for Onshore Oil and Gas Development, Draft Revised Version.
http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/policies-standards/ehs-guidelines/onshoreoilandgas_phase1_secondconsultation
- [3] DNV GL, 2015. Produced water management – experience from the NCS (Norwegian Oil and Gas Association).
- [4] IPIECA, 2014. Efficiency in water use – Guidance document for the upstream onshore oil and gas industry.
<http://www.ipieca.org/resources/good-practice/efficiency-in-water-use-guidance-document-for-the-upstream-onshore-oil-and-gas-industry/>
- [5] IOGP, 2008. Guidelines for the management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil & gas industry. Sprawozdanie nr 412.
- [6] Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (MAEA), 2003. Extent of Environmental Contamination by Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) and Technological Options for Mitigation, seria sprawozdań technicznych nr 419.
- [7] Komisja OSPAR, 2002. Background Document concerning Techniques for the Management of PW from Offshore Installations.
- [8] Komisja OSPAR, 2006. Addendum to the OSPAR Background Document Concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations, publikacja nr 162/2002.
- [9] England Environment Agency, 2016. Onshore Oil & Gas Sector Guidance.
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/545924/LIT_10495.pdf
- [10] Dannwolf, U. i in., 2014. Environmental Impacts of Hydraulic Fracturing Related to the Exploration and Exploitation – Arbeitspaket 3 Flowback Entsorgung.
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/gutachten-2014-umweltauswirkungen-von-fracking-bei>
- [11] Bank Światowy/MKF, 2007. Environmental, Health, and Safety Guidelines for Onshore Oil and Gas Development, kwiecień 2007.
- [12] Komisja Europejska, 2015. Best Available Techniques Reference Document (BREF) for the Refining of Mineral Oil and Gas. http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/REF_BREF_2015.pdf

16. Działanie prowadzone na lądzie 13: Monitoring środowiska

16.1 Opis działania

Monitoring może być prowadzony w odniesieniu do związanych z wydobywaniem węglowodorów na lądzie działań, w przypadku których ustalono, że mają potencjalny wpływ na środowisko. Monitoring środowiska może obejmować bezpośrednie lub pośrednie pomiary emisji, zrzutów i wykorzystania zasobów mające zastosowanie w odniesieniu do parametrów działalności i procesów technologicznych, a także pomiary wpływu na odbiorniki środowiskowe.

Działalność związana z monitorowaniem prowadzona jest w trakcie eksploatacji obiektu lub realizacji projektu, tj. przed rozpoczęciem działań, aby ustalić poziomy odniesienia, a także podczas budowy, wydobywania i likwidacji. Monitoring zapewnia wgląd w to, co stanowi wsparcie w zakresie zarządzania i w rezultacie ogranicza oddziaływanie. Właściwy monitoring środowiska i urządzenia kontrolne mogą w niektórych przypadkach umożliwić usprawnienie funkcjonowania i wspomóc sprawdzanie zgodności z warunkami pozwolenia w momencie prowadzenia działalności.

Monitoring może obejmować na przykład:

- gromadzenie informacji i danych na potrzeby oceny podstawowych warunków (np. na etapie zatwierdzania przedsięwzięcia) oraz dokonywania ocen środowiskowych (np. podczas projektowania i eksploatacji);
- pomiar lub oszacowanie podstawowych parametrów środowiskowych w celu wypracowania solidnego rozpoznania przedmiotowego środowiska, w tym znanych czynników wrażliwości, oraz pomiar lub oszacowanie potencjalnego wpływu na środowisko (np. w trakcie eksploatacji), takich jak:
 - ▶ jakość powietrza i emisje do powietrza – produkty spalania i niespalony metan z pochodni gazów odlotowych, silników lub turbin gazowych, podgrzewaczy do kąpeli oraz innych urządzeń do spalania w obiekcie; oraz rozproszone emisje metanu i NMLZO z instalacji technologicznej;
 - ▶ jakość i ilość wody – składniki wody wydobytej i płynów zwrotnych (np. metale ciężkie, węglowodory, siarczki, chlorki, całkowita substancja rozpuszczona, naturalnie występujące materiały promieniotwórcze); ilości odsyłane poza teren obiektu w celu trwałego składowania; punkty zrzutu do wód powierzchniowych lub gruntowych; oraz temperatura wody odprowadzanej do wód powierzchniowych;
 - ▶ parametry lądowe – jakość gleby, wód powierzchniowych i gruntowych; hydrogeologia, dowody na istnienie strumieni odpadów powodujących zanieczyszczenie historyczne; sejsmiczność indukowana i podstawowy monitoring sejsmiczny; wpływ na miejscowe biotopy; oraz
 - ▶ obecność fizyczna – poziomy hałasu i wibracji pochodzące z obiektu (np. wywołanych przez sprężarki, rurociągi, pompy, zespoły prądnicowe z silnikiem wysokoprężnym, pochodnie, napędy), emisje światła, odory, wymogi w zakresie zajmowania gruntów itp.

Parametry monitoringu wybrane w odniesieniu do poszczególnych etapów cyklu życia instalacji powinny odzwierciedlać rodzaje zanieczyszczeń i działalności, z którymi wiążą się obawy dotyczące proponowanej i bieżącej działalności, i powinny odnosić się zarówno do monitoringu emisji i zrzutów, jak też wpływu na

przyjmujące środowisko. Monitoring powinien być prowadzony w oparciu o jasno wytyczony cel ogólny oraz strategię, która uwzględnia parametry obejmujące ujęcie ekosystemowe, lokalizację, właściwości zanieczyszczeń oraz poziomy wykrywalnej zmiany w przyjmującym środowisku.

W niniejszej sekcji skoncentrowano się na istotnych programach i działaniach związanych z monitoringiem realizowanych w instalacjach wydobywczych na lądzie.

16.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem podczas monitoringu środowiska to:

- Wdrożenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który uwzględnia procesy i procedury monitoringu środowiska (sekcja 3.4.2).
- Zapewnienie, aby monitorowanie środowiska było traktowane jako część środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie zagrożeń dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcja 3).
- Opracowanie i wdrożenie opartego na analizie ryzyka programu monitoringu środowiska, obejmującego wszystkie działania i aspekty, które mają potencjalny wpływ na środowisko i obejmują elementy określone w ocenie ryzyka dla środowiska (zob. powyżej). Program monitoringu środowiska musi orientacyjnie obejmować następujące elementy:
 - ▶ w odniesieniu do każdego etapu projektu:
 - wczesna faza przedsięwzięcia – prowadzenie podstawowego monitoringu na terenie obiektu i w jego sąsiedztwie w ramach środowiskowego badania podstawowego w celu wprowadzenia rozróżnienia między istniejącymi otaczającymi warunkami a wpływem związanym z projektem (sekcja 3.5.3);
 - projekt/opracowanie – zgromadzenie dodatkowych informacji i danych w ramach oceny oddziaływania na środowisko (sekcja 3.5.4). Rodzaj, częstotliwość i czas trwania monitoringu środowiska wymagają podejścia specyficznego dla terenu obiektu, które zwykle określone zostanie w ocenie oddziaływania na środowisko i za którego podstawę można przyjąć środowiskowe badanie podstawowe;
 - wydobywanie – zapewnienie, aby monitoring uwzględniono na etapie wydobywania, w trakcie którego musi ono przyjąć formę rutynowej czynności zazwyczaj wchodzącej w skład systemu zarządzania środowiskiem/systemu zarządzania BHPiOŚ (zob. powyżej);
 - likwidacja – gromadzenie danych środowiskowych w celu ustalenia poziomu bazowego przed likwidacją w podobny sposób, jak w środowiskowym badaniu podstawowym określonym powyżej (sekcja 3.5.3);
 - ▶ nadrzędne cele [1,2,3]:
 - określenie rodzajów i ilości substancji, które mają być emitowane lub odprowadzane z obiektu;
 - określenie rozmieszczenia przestrzennego i zakresu spodziewanych emisji i zrzutów oraz ich wpływu na środowisko przy odpowiednim wsparciu modelowania środowiskowego (sekcja 3.5.6);

- określenie bazowego poziomu stanu środowiska w drodze wstępnego badania (w tym analizy danych historycznych dotyczących istniejących zasobów);
- ustalenie tendencji na przestrzeni czasu w celu określenia wielkości zmian środowiskowych w czasie w odniesieniu do tego poziomu bazowego. Może zająć konieczność częstszego pobierania próbek z emisji pochodzących z wysoce zmiennych procesów lub pobierania ich z wykorzystaniem złożonych metod. Częstotliwość i czas monitorowania emisji również mogą być zróżnicowane – monitoring może być prowadzony w sposób ciągły w przypadku niektórych parametrów technologicznych procesu spalania lub wsadów stosowanych w tym procesie (np. jakość paliwa), albo rzadziej w formie testów wykonywanych raz w miesiącu, kwartale lub roku;
- ustalenie i wdrożenie wymaganych środków na potrzeby monitorowania określonych emisji i zrzutów oraz związanych z nimi oddziaływań na środowisko;
- prowadzenie nieustannego przeglądu w celu określenia nieprzewidzianych skutków i nowych kwestii, w tym badań uzupełniających w celu monitorowania zmian środowiskowych;
- dobór parametrów monitoringu w oparciu o podejście do oceny ryzyka [4] uwzględniające co najmniej następujące czynniki ryzyka [5]:
 - wielkość i rodzaj instalacji, co może decydować o jej wpływie na środowisko;
 - złożoność źródeł (liczba i zróżnicowanie, cechy charakterystyczne źródeł emisji (np. źródła obszarowe, emisje zorganizowane, emisje szczytowe));
 - złożoność procesu, co może powodować zwiększenie liczby potencjalnych uszkodzeń;
 - możliwe oddziaływanie na środowisko i zdrowie ludzi wynikające z zagrożeń, z uwzględnieniem związanego z nim poziomu ryzyka;
 - występowanie zagrożeń w bliskim sąsiedztwie środowiskowych obiektów wrażliwych;
 - obecność zagrożeń naturalnych, takich jak geologiczne, hydrologiczne, meteorologiczne czy morskie;
 - efektywność instalacji w przeszłości i zarządzanie nią;
- ▶ kluczowe kwestie dotyczące monitoringu uwolnień ze źródła/emisji z obiektu:
 - stosowanie standardowych technik pomiarowych według CEN/ISO uznawanych za najlepsze praktyki i zalecanych dla zapewnienia wysokiej jakości wyników;
 - w przypadku emisji do powietrza rozważenie na etapach planowania, w jaki sposób dane dotyczące przepływu paliwa, parametry obciążenia turbiny gazowej, dane dotyczące składu gazu oraz prędkość przepływu w pochodni mają być monitorowane i rejestrowane równoległe z monitoringiem (bezpośrednim lub pośrednim) stężeń emisji;
 - określenie głównych źródeł emisji i zrzutów, które uzasadniają ich monitorowanie oraz mniejszych źródeł, które mogą wymagać monitorowania albo nie, albo mogą być monitorowane rzadziej lub przy użyciu urządzeń przenośnych;

- scharakteryzowanie profili emisji w zakresie reprezentatywnych warunków eksploatacji i dla odpowiednich rodzajów paliwa (tj. gaz lub olej napędowy) zgodnie z odpowiednimi przepisami krajowymi i lokalnymi;
- ▶ kluczowe kwestie dotyczące monitoringu wpływu na środowisko (tj. na przyjmujące środowisko) [6]:
 - zapewnienie, aby dane generowane poprzez program monitorowania były odpowiednio reprezentatywne dla procesów i działań, realizowanych na przestrzeni czasu;
 - uwzględnienie wrażliwości przyjmującego środowiska;
 - ustalenie punktów monitorowania w oparciu o interpretację wyników metod naukowych i modeli matematycznych w stosownych przypadkach w celu dokonywania oceny warunków panujących na terenie obiektu w regularnych odstępach, porównanie wyników z badaniem bazowego poziomu stanu środowiska i pomiar wpływu działalności oraz ocena skuteczności środka zmniejszającego ryzyko;
 - stosowanie krajowych lub międzynarodowych metod do pobierania próbek i analizy, takich jak te opublikowane przez CEN/ISO lub w stosownych przypadkach przez inne podmioty (np. OSPAR). Pobieranie próbek powinno być prowadzone przez osoby posiadające odpowiednie doświadczenie lub pod ich nadzorem;
 - stosowanie planów zapewnienia jakości/kontroli jakości w zakresie pobierania próbek i analizy oraz sporządzanie dokumentacji w celu zapewnienia, aby jakość danych była odpowiednia do zamierzonego wykorzystania danych (np. granice wykrywalności stosowanych metody są poniżej poziomów zagrożenia). W stosownych przypadkach do sprawozdań z monitorowania powinna zostać dołączona dokumentacja dotycząca zapewnienia jakości i kontroli jakości;
 - posiadanie wiedzy na temat poziomu niepewności wskazań wszystkich urządzeń monitorujących i metod monitorowania w ujęciu procentowym (np. +/-10%). Będzie się on różnił w zależności od rodzaju monitorowania i powinien być uwzględniany podczas przekazywania sprawozdań na temat emisji i zrzutów.
- W przypadku nowych obiektów i zmian w istniejących obiektach zapewnienie, aby projekt techniczny uwzględniał nieodłączne bezpieczeństwo oraz zminimalizowanie potencjalnego wpływu na środowisko poprzez uwzględnienie urządzeń do monitorowania oraz procedur w zakresie emisji i zrzutów (zob. BAT poniżej) (sekcja 3.5.5).
- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2).

16.3 Najlepsze dostępne techniki

Za najlepsze dostępne techniki w zakresie monitoringu środowiska uznaje się następujące techniki:

16.3.1 Projektowanie

- Zapewnienie przyłączy do pobierania próbek w urządzeniach do spalania, o ile takie pobieranie będzie bezpieczne, w tym w turbinach gazowych, generatorach itp. do celów pobierania próbek gazu spalinowego i badania stężeń CO, SO_x, NO_x. Przyłącza do pobierania próbek stanowią miejsca, w których wprowadza się przenośne detektory gazów w celu monitorowania emisji.
- Określenie ilościowe emisji niezorganizowanych w projekcie na podstawie liczby części elementów składowych w obsłudze eksploatacji węglowodorów i ogólnych współczynników emisji. Po rozpoczęciu eksploatacji należy je zweryfikować, a zamiast domyślnych współczynników projektowych należy zastosować współczynniki charakterystyczne dla danego obiektu.
- Zapewnienie sprzętu do pomiaru objętości wody wydobytej, zarówno przed ponownym wtłoczeniem, jak i przed zrzutem w różnych warunkach eksploatacji.
- Wykonanie analizy zawartości oleju w wodzie (np. za pomocą analizatora zawartości oleju w wodzie lub w drodze analizy laboratoryjnej), a także zapewnienie punktów ręcznego pobierania próbek w punkcie zrzutu w celu analizowania stężenia oleju w wodzie wydobytej oraz, w razie potrzeby, w innych zrzutach. Analizatory należy zamontować po zakończeniu ostatniego etapu przetwarzania przed każdym zrzutem oraz przed każdym przemieszaniem lub zawróceniem do obiegu zamkniętego. Punkty ręcznego pobierania próbek oleju w wodzie należy zamontować na rurociągu odprowadzającym wodę przed jej zrzutem. Na tym rurociągu powinny być również zainstalowane przepływomierze ścieków.

16.3.2 Operacje

- Monitorowanie emisji gazów spalanych w pochodni za pomocą obliczeń lub bezpośrednich pomiarów (w stosownych przypadkach). Alternatywą dla bezpośredniego pomiaru przepływu gazów spalanych w pochodni jest pomiar lub inny sposób ustalenia wszystkich strumieni gazów zasilających układ gazów spalanych w pochodni. W celu określenia składu gazów spalanych w pochodni można przeprowadzić analizę.
- Monitorowanie emisji do powietrza za pomocą obliczeń lub bezpośrednich pomiarów, w tym np. H₂S, BTEX, NO_x, SO₂, cząstek stałych, VOC, CO, CO₂, CH₄ [5,7] z:
 - ▶ emisji ze źródeł punktowych do powietrza w postaci spalin i z pochodni gazowych. Zob. sekcja Działanie prowadzone na lądzie 8 (sekcja 11);
 - ▶ emisji niezorganizowanych.
- Monitorowanie zużycia oleju napędowego i paliwa gazowego (w stosownych przypadkach). Zgłaszanie organowi regulacyjnemu zużycia oleju napędowego i paliwa gazowego oraz emisji po uruchomieniu zakładu.
- Monitorowanie zrzutów do wody, m.in. metali ciężkich (arsenu, kadmu, chromu, miedzi, ołowiu, rtęci, niklu, srebra, wanadu, cynku), węglowodorów, siarczków, chlorków i substancji rozpuszczonych [5,7,8].
- Monitorowanie gleby i wód gruntowych za pomocą systemu wykrywania wycieków stwarzających ryzyko zanieczyszczenia; sieć monitorowania wód gruntowych, w tym np. temperatury, zawartości węglowodorów, metali, rozpuszczonego tlenu i substancji rozpuszczonych.
- Monitorowanie strumieni odpadów, w tym ilości, rodzaju/kategorii odpadów, składu chemicznego strumieni odpadów oraz substancji promieniotwórczych (wodnych i stałych odpadów promieniotwórczych) [1].

- Monitorowanie hałasu i wibracji w obszarach, w których wcześniejsza ocena wskazuje na potencjalne zakłócenia dla miejscowej ludności lub wrażliwych ekosystemów [9].
- Ocena poziomów nieprzyjemnych zapachów pod kątem oddziaływania na sąsiadujące obszary, w przypadku których wcześniejsza ocena wskazuje na potencjalne zakłócenia dla miejscowej ludności lub wrażliwych ekosystemów.
- Opracowanie odpowiedniego programu monitorowania służącego do weryfikacji programu wykonywania okładzin i cementowania pod kątem przewidywanych warunków (np. monitorowanie ciśnienia i monitorowanie procesu cementowania, a także badania integralności).
- Monitorowanie integralności odwiertu podczas wiercenia poprzez ciągły monitoring ciśnienia w obudowie wewnętrznej.
- Wdrożenie opartego na analizie ryzyka programu monitorowania po likwidacji.
- Wdrożenie opartego na analizie ryzyka programu monitorowania osiadania terenu na etapie wydobywania (zmniejszenie ciśnienia pod ziemią), które może spowodować wystąpienie aktywności sejsmicznej.
- Monitorowanie aktywności sejsmicznej (np. szczelinowanie hydrauliczne), w tym:
 - ▶ sieci stacji monitorowania sejsmicznego [10];
 - ▶ oceny propagacji pęknięć, monitoring iniekcyjny i układ monitoringu mikrosejsmicznego wgłębnego;
 - ▶ podejścia oparte na *systemie świateł drogowych (TLS)*, *planie reagowania* lub *obszarze zainteresowania* [11,12,13]:
 - system świateł drogowych (TLS) jest zbiorem instrukcji operacyjnych zwykle opracowywanych przez organ regulacyjny we współpracy z organizacją prowadzącą eksploatację odwiertu. Jego celem jest ograniczenie obserwowanej aktywności sejsmicznej w przypadku występowania określonych warunków lub dokonania obserwacji. W typowym systemie operacyjnym opartym na systemie świateł drogowych, odwiert (lub projekt) jest realizowany w warunkach eksploatacji dla światła zielonego, żółtego lub czerwonego, w zależności od konkretnych obserwacji związanych z odwiertem i warunkami sejsmicznymi wokół odwiertu. System świateł drogowych działa w oparciu o wcześniej ustalone progi liczbowe, zwykle odnoszące się do nasilenia zjawisk sejsmicznych i ich bliskiego występowania względem odwiertów;
 - plan reagowania – obejmujący potrzeby w zakresie komunikacji w odniesieniu do sejsmiczności indukowanej, odzwierciedlający wymagane działania i wymogi techniczne planu zarządzania ryzykiem (np. plan informacji dla obszarów podpowierzchniowych – sekcja 4.2);
 - obszar zainteresowania – alternatywnym podejściem stosowanym przez organy regulacyjne jest definicja obszaru zainteresowania. Jeżeli działalność jest prowadzona w obrębie określonego obszaru zainteresowania, ograniczenia dotyczące zakresu działalności są z góry określone. W układach otaczających dany obszar zainteresowania stosuje się zwykle sejsmometry do monitorowania potencjalnej aktywności związanej z trzęsieniami ziemi lub dostarczania podstawowych danych o aktywności sejsmicznej w celu monitorowania potencjalnej aktywności związanej z trzęsieniami ziemi lub dostarczania podstawowych danych o aktywności sejsmicznej.

16.4 Odniesienia dla sekcji 16

- [1] England Environment Agency, 2016. Onshore Oil & Gas Sector Guidance.
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/545924/LIT_10495.pdf
- [2] Bank Światowy/MKF, 2017. Environmental, Health, and Safety Guidelines for Onshore Oil and Gas Development, Draft Revised Version.
http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/policies-standards/ehs-guidelines/onshoreoilandgas_phase1_secondconsultation
- [3] Bank Światowy/MKF, 2007. General Environmental, Health, and Safety Guidelines.
<http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/554e8d80488658e4b76af76a6515bb18/Final%2B-%2BGeneral%2BEHS%2BGuidelines.pdf?MOD=AJPERES>
- [4] Zjednoczone Królestwo (DECC), 2009. Offshore PPC (Combustion Plant) Emissions Monitoring Guide.
- [5] Komisja Europejska, 2018. Raport referencyjny na temat monitorowania emisji do powietrza i wody z instalacji IED. <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/mon.html>
- [6] Porozumienie OSPAR 2017-02. OSPAR Guidelines for Monitoring the Environmental Impact of Offshore Oil and Gas Activities. <https://www.ospar.org/about/publications>.
- [7] England Environment Agency, 2014. Monitoring emissions to air, land and water (MCERTS).
<https://www.gov.uk/government/collections/monitoring-emissions-to-air-land-and-water-mcerts>
- [8] England Environment Agency, 2017. Technical Guidance Note M18. Monitoring of discharges to water and sewer. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/646803/LIT_6898.pdf
- [9] England Environment Agency, 2002. Horizontal Guidance for Noise Part 2 – Noise Assessment and Control.
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/298126/LIT_8291_337647.pdf
- [10] MiSE, 2014. Guidelines for monitoring seismicity, ground deformation and pore pressure in subsurface industrial activities (Włochy).
- [11] IOGP, 2017. Understanding induced seismicity associated with oil and natural gas operations. Sprawozdanie 580. <http://www.iogp.org/bookstore/product/understanding-induced-seismicity-associated-with-oil-and-natural-gas-operations/>
- [12] Federalna Agencja Środowiska (Niemcy), 2014. Environmental Impacts of Hydraulic Fracturing Related to the Exploration and Exploitation of Unconventional Natural Gas, in Particular of Shale Gas – Part 2. Tekst 53/2014. Streszczenie (w języku angielskim).
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_53_2014_summary.pdf
- [13] Plenefisch i in., 2015. "Tiefe Geothermie - mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulation". Texte 104/2015. Sachverständigengutachten. UBA-FB 002242.
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/tiefe-geothermie-moegliche-umweltauswirkungen>.

Część czwarta: Wytyczne dotyczące działań prowadzonych na morzu

17. Działanie prowadzone na morzu 1: Przemieszczanie zwiercin i płuczek wiertniczych

17.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Wykonywanie odwiertów udostępniających złoża węglowodorów, jak również wykonywanie odwiertów zatłaczających wodę, odwiertów na potrzeby gazodźwigu oraz odwiertów zrzutowych, prowadzi do powstawania zwiercin, w skład których wchodzić mogą cząstki skruszonej skały uzyskane w trakcie zagłębiania się wiertła w ziemi. Skład chemiczny i mineralny zwiercin odzwierciedla skład chemiczny i mineralny warstw skalnych, które są przewiercane przez wiertło. W procesie wiercenia stosuje się również płuczki wiertnicze, które służą do wielu celów, w tym do przenoszenia zwiercin na powierzchnię, do smarowania i chłodzenia wiertła oraz do regulacji ciśnienia w odwiertach w ramach bezpiecznej działalności prowadzonej na odwiertach.

Płuczki wiertnicze to ciekłe mieszaniny drobnoziarnistych substancji stałych, soli nieorganicznych i związków organicznych rozpuszczonych lub rozproszonych/zawieszonych w „fazie ciągłej” (płyn bazowy), która może być wodą lub cieczą organiczną. Klasyfikacja płuczek wiertniczych opiera się na podstawowym składniku fazy stałej (woda, olej lub węglowodory syntetyczne) [1]:

- wodne płuczki wiertnicze to mieszaniny ilów, naturalnych i syntetycznych polimerów organicznych, mineralnych środków obciążających oraz innych dodatków rozpuszczonych lub zawieszonych w wodzie morskiej lub solance. Wodne płuczki wiertnicze (lub „płuczki wodne”) są najpowszechniej stosowane, są na ogół tańsze niż inne systemy i stanowią preferowaną opcję z punktu widzenia ochrony środowiska, chociaż niekoniecznie są odpowiednie dla wszystkich formacji (zob. poniżej); oraz
- bezwodne płuczki wiertnicze to emulsje, w których fazą ciągłą jest organiczny płyn bazowy („płuczki olejowe” lub „płuczki syntetyczne”), z wodą i chemikaliami jako fazą wewnętrzną. Woda zawierająca sól nieorganiczną i dodatki rozpuszczalne w oleju lub dyspersyjne w oleju jest rozproszona w ciągłej fazie niewodnej, a otrzymana emulsja jest stabilizowana za pomocą emulgatora.

Wybór wody lub płuczek olejowych/syntetycznych zależy od właściwości technicznych wykonywania odwiertów. Zastosowanie płuczki o odpowiednich właściwościach zapewnia utrzymanie bezpiecznego marginesu wiercenia, dzięki czemu właściwości płuczki (np. ciężar) są w stanie kontrolować ciśnienie porowe i płyny w formacji, nie powodując jednocześnie szczelinowania formacji, a tym samym zachować kontrolę nad odwiertem. Stosowanie płuczek olejowych jest niekiedy preferowane przy przewiercaniu się przez strefy wydobywcze zawierające węglowodory, a także w trudnych z technicznego punktu widzenia sytuacjach, w tym:

- w przypadku trudnych prac wiertniczych, w tym odwiertów o dużym odchyleniu, odwiertów o zwiększonym zasięgu i odwiertów horyzontalnych;
- w przypadkach, w których wymagane jest intensywniejsze smarowanie i mniejsze tarcie niż to zwykle zapewniają płuczki wodne;
- aby umożliwić wiercenie przez skały, które w innym przypadku pęcznieją i rozpływają się (np. ily) pod wpływem płuczki wodnej;

- aby umożliwić wiercenie na większe głębokości w wysokiej temperaturze, która powodowałaby odwodnienie wodnej płuczki wiertniczej i wpływała na stabilność odwiertu; oraz
- aby umożliwić wiercenie przez rozpuszczalne w wodzie utwory geologiczne.

Zwierciny ulegają zanieczyszczeniu zarówno pozostałościami płuczek wiertniczych i węglowodorów z odwiertu, jak i innymi potencjalnymi zanieczyszczeniami, np. metalami ciężkimi w złożu lub naturalnie występującymi materiałami promieniotwórczymi. Ponadto zawierają one również chemikalia wykorzystywane w procesach wiercenia oraz zbrojenia odwiertu. Należy zatem odpowiednio się z nimi obchodzić, odpowiednio je przetwarzać/usuwać, stosując: wtłaczanie na morzu; trwałe składowanie na lądzie i użyteczne ponowne wykorzystanie; lub zrzut do morza. Zrzut do morza jest najczęstszą praktyką w przypadku zwiercin z odwiertów wierconych z użyciem płuczki wodnej.

Zrzut zwiercin do morza stanowi potencjalne zagrożenie dla środowiska, dlatego też zazwyczaj wymagane jest ich oczyszczenie w celu ograniczenia zawartości węglowodorów przed zrzutem. Zwierciny, które nie spełniają wymogów dotyczących zrzutu i w przypadku których nie jest możliwe ich wtłoczenie na morzu, mogą być składowane jako odpady i transportowane na ląd w celu ich przetworzenia przed trwałym składowaniem na lądzie lub recyklingiem (zob. Działanie prowadzone na lądzie 4). Alternatywnie, zwierciny mogą zostać ponownie wtłoczone do specjalnego odwiertu zrzutowego, który następnie jest likwidowany. Chemikalia, które mogą być usuwane w płuczkach wiertniczych i na odkłady zwiercin, są objęte przepisami i wymogami dotyczącymi chemikaliów na morzu opisanymi szczegółowo w sekcji Działanie prowadzone na morzu 3 (sekcja 19).

Zależnie od czynników geograficznych i charakterystyki zwiercin, zwierciny zrzucane do morza mogą tworzyć nieciągłe odkłady na dnie morskim w sąsiedztwie miejsca wydobycia węglowodorów lub rozprzestrzeniać się na odległość sięgającą kilku kilometrów od lokalizacji odwiertu i osiadać na dnie morskim. Mogą one również utrzymywać się w postaci zawiesiny.

Działalność ta obejmuje operacyjne przemieszczanie zwiercin i płuczek wiertniczych, w tym zarządzanie wszelkimi planowanymi zrzutami do środowiska morskiego. Nie uwzględniono przypadków niezamierzonego uwolnienia zwiercin i płuczki wiertniczej do środowiska – takie uwolnienia rozważa się w sekcji Działanie prowadzone na morzu 3 (sekcja 19).

17.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w przemieszczaniu zwiercin i płuczek wiertniczych to:

- Wprowadzenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który uwzględnia procesy i procedury przemieszczania zwiercin/płuczek wiertniczych (sekcja 3.4.2).
- Zapewnienie, aby projekt techniczny dotyczący przemieszczania zwiercin/płuczek wiertniczych uwzględniał wysoki poziom bezpieczeństwa oraz minimalizował potencjalny wpływ na środowisko oraz narażenie na materiały niebezpieczne w przypadku planowanych zrzutów albo niezamierzonych uwolnień zwiercin/płuczek wiertniczych (sekcja 3.5.5).
- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2).
- W przypadku obszarów geograficznych, w których nie przeprowadzono wcześniej badania bazowego poziomu stanu środowiska, przeprowadzenie badania środowiskowego przed

rozpoczęciem wierceń. Przystąpienie do opartego na ryzyku monitorowania oddziaływań zrzuconych zwiercin w oparciu o to badanie, np. pobieranie próbek fizycznych i biologicznych oraz analiza słupa wody, bentosu i osadów (sekcja 3.5.3) [2].

- Zapewnienie, aby przemieszczanie zwiercin i płuczek wiertniczych w trakcie działalności związanej z eksploatacją złóż podmorskich było traktowane jako część środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie ryzyka dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcja 3.5.4/3.5.7), w tym:
 - ▶ oszacowanie planowanych zrzutów płuczek i zwiercin pod względem oczekiwanych wielkości i tonażu;
 - ▶ ocena płuczek wiertniczych na podstawie ich właściwości oraz przyjmującego środowiska, a także scharakteryzowanie zwiercin, aby uzyskać wiedzę na temat ryzyka środowiskowego;
 - ▶ regularne monitorowanie postępów w zakresie „chemikaliów zastępczych” podsumowujące, które chemikalia należy jeszcze zastąpić, oraz obejmujące uzasadnienie dalszego ich stosowania lub usuwania (zob. również sekcja 23).
- W przypadku gdy planowane jest zrzucanie zwiercin do środowiska morskiego – przeprowadzenie analizy w ramach specjalistycznych badań technicznych (zob. sekcja 3.5.6 i sekcja 23), które mogą obejmować np:
 - ▶ konstrukcję odwiertu minimalizującą objętość zwiercin, zgodnie z marginesem bezpieczeństwa przy wierceniu odwiertów (np. otwory o małej średnicy, wiercenie wielu odwiertów naraz i odwiertów rozgałęzionych, wiercenie typu „drill and drive”, konduktor z butem) [1];
 - ▶ projekt systemu odbioru i przetwarzania w obiekcie zużytych płuczek lub systemów zwrotu odpadów na brzeg oraz systemu umożliwiającego załadunek płuczki na końcowym etapie na łódź zaopatrzeniową [1];
 - ▶ modelowanie tego, co będzie się działo ze zwiercinami zanieczyszczonymi płuczkami w środowisku morskim w celu zrozumienia potencjalnych oddziaływań, w szczególności gdy wiercenia są prowadzone na nowym obszarze lub obszarze o znanych czynnikach wrażliwości środowiskowej;
 - ▶ pobieranie próbek w celu monitorowania i rejestrowania zużycia całości płuczki wiertniczej oraz zrzutów płuczki i zwiercin, a także zmian w przyjmującym środowisku; Zob. również: Działanie prowadzone na morzu 10 (sekcja 26).
- Wdrożenie dodatkowych podejść, jeżeli zostanie to uznane za konieczne do zarządzania ryzykiem w przypadku konkretnych działań, w tym m.in.:
 - ▶ należy dokonać wyboru odpowiedniej dla danego zastosowania płuczki wiertniczej, w miarę możliwości unikając stosowania płuczek olejowych. Jeżeli nie jest to możliwe, należy stosować wyłącznie płuczki olejowe o toksyczności równej lub niższej niż poziomy zgodne z pozwoleniami wydanymi organizacjom zajmującym się eksploatacją złóż węglowodorów przez organ regulacyjny;
 - ▶ nie należy wyrzucać do morza całości płuczki olejowej (tj. która nie jest połączona lub wymieszana ze zwiercinami) [3];
 - ▶ nie należy mieszać płuczki olejowej ze zwiercinami do celów trwałego składowania [3];
 - ▶ nie należy stosować płuczek na bazie oleju napędowego [3];

- ▶ nie należy stosować żadnej płuczki olejowej w górnej części odwiertu, z wyjątkiem przypadków, w których organ regulacyjny udzielił zwolnienia ze względów geologicznych lub bezpieczeństwa;
- ▶ w przypadku zwiercin z płuczką olejową należy rozważyć: a) przetransportowanie na ląd; b) usunięcie zawiesiny i wtłaczanie; c) oczyszczenie pod kątem zawartości oleju przed zrzutem [1]. Wariant c) należy stosować wyłącznie w przypadkach, gdy dostępna jest infrastruktura morska do oczyszczania zwiercin przed zrzutem do morza w celu spełnienia norm efektywności dla BFROC (zob. poziom efektywności środowiskowej poniżej);
- ▶ należy unikać zrzutu płuczki i zwiercin do morza na obszarach, które przed modelowaniem, badaniami opartymi na ryzyku lub wyznaczeniem miejscowym uznano za wrażliwe lub chronione [4];
- ▶ jeżeli zrzuty zwiercin do morza mają miejsce podczas wiercenia przez złoża ropo- i gazonośne, należy pobrać próbki zwiercin do analizy w celu określenia zawartości ropy naftowej. Metody analizy próbek obejmują analizę retortową, chromatografię gazową – spektrometrię mas (GC-MS), chromatografię gazową – detekcję płomieniowo-jonizacyjną (GC-FID) oraz spektroskopię w podczerwieni z transformacją Fouriera (FT-IR) [5];
- ▶ należy dokonywać zrzutów w celu uzyskania maksymalnego rozproszenia substancji stałych na dnie morskim i uniknięcia zasypywania ekosystemów dennych, np. zrzut za pomocą kesonu [1].

17.3 Najlepsze dostępne techniki

Jeżeli organ regulacyjny zezwala na zrzut zwiercin do morza, w tabeli 17.1 [3] przedstawiono poziomy efektywności środowiskowej związane ze stosowaniem BAT w odniesieniu do zrzutów do morza bezwodnych płuczek wiertniczych (płuczki olejowej) na zwierciny:

Tabela 17.1 Poziomy efektywności środowiskowej w odniesieniu do płynu bazowego pozostałego na zwiercinach zrzuconego do środowiska

Parametr	Poziomy efektywności środowiskowej [3]
Zawartość węglowodorów (NADF - bezwodne płuczki wiertnicze)	< 1% płynu bazowego pozostałego na zwiercinach (BFROC)

Metody analizy próbek obejmują metodę BEIS IR [5] stosowaną na morzu podczas operacji zrzutu. Poziomy efektywności środowiskowej można osiągnąć dzięki zastosowaniu najlepszych dostępnych technik (BAT), obejmujących jedną z poniższych technik lub ich kombinację, bądź też alternatywnych rozwiązań, które pozwalają osiągnąć równoważną efektywność. Najlepsze dostępne techniki wymieniono zgodnie z preferowaną kolejnością zastosowania:

- Ponowne użycie na morzu – przed rozważeniem zrzutu zalecane jest ponowne użycie płuczki na morzu w maksymalnym możliwym zakresie.
- Wtłaczanie na morzu – wtłaczanie zwiercin na morzu może być stosowane w miejscach, w których dostępne są odpowiednie odwierty zrzutowe. Zwierciny i zatrzymane płuczki są wtłaczane do odpowiednich podziemnych formacji geologicznych [2]. Wiąże się to z redukcją wielkości cząstek zwiercin na powierzchni w celu wytworzenia zawiesiny, która następnie jest hydraulicznie wtłaczana do formacji podpowierzchniowej, chłonnej i trwale izolowanej na bezpiecznej głębokości, aby zapobiec wydostawaniu się zawiesiny na powierzchnię.

- Trwałe składowanie lub ponowne wykorzystanie na lądzie – zwierciny i płuczki mogą być zbierane i transportowane na ląd w celu poddania ich obróbce przed trwałym składowaniem lub korzystnym ponownym wykorzystaniem, przy użyciu takich metod jak:
 - ▶ obróbka termiczna – desorpcja termiczna jest stosowana przede wszystkim do oddzielania węglowodorów od zwiercin zawierających płuczkę olejową. Desorpcja termiczna może być bezpośrednia (w przypadku gdy spalanie jest wykorzystywane do wytwarzania ciepła w tej samej komorze co desorpcja) lub pośrednia (w przypadku gdy ciepło jest wytwarzane poza komorą desorpcyjną) lub oparta na tarcu mechanicznym. Większość systemów desorpcji termicznej stosowanych w sektorze węglowodorów to systemy pośrednie lub oparte na tarcu (zob. również poniżej);
 - ▶ obróbka biologiczna – służy do kompostowania pozostałości na zwiercinach po ich przewiezieniu na ląd. Kompostowanie stanowi kontrolowany proces obróbki biologicznej, w którym substancje organiczne zostają przekształcone przez mikroorganizmy w nieszkodliwe, ustabilizowane produkty uboczne. Pomyślne kompostowanie zwiercin wymaga zazwyczaj zmieszania ich z materiałami organicznymi, aby zapewnić odpowiednie proporcje węgla, azotu i wilgoci, które są wymagane w procesie kompostowania. Dodanie materiału organicznego zwiększy ogólną objętość odpadów;
 - ▶ użyteczne wykorzystanie – płuczki/zwierciny mogą być przetwarzane w celu użytecznego wykorzystania, w tym w materiałach budowlanych, wsadach do pieców cementowych itp. Może to wymagać znacznej obróbki wstępnej w celu spełnienia obowiązujących specyfikacji; oraz wymaga zatwierdzenia przez organ regulacyjny i użytkowników końcowych, co może być kosztowne i czasochłonne;
 - ▶ inne sposoby trwałego składowania – metody te obejmują spalanie, rozsypanie i w ostateczności składowanie na wysypisku.
- Zrzut do morza – zrzut do morza zwiercin i płuczek wiertniczych może nastąpić, jeżeli przepisy dotyczące ochrony środowiska zezwalają na zrzut do oceanu, po odpowiednim przetworzeniu w celu zmniejszenia stężenia oleju na zwiercinach do dopuszczalnych poziomów, dozwolonych przez organ regulacyjny. Obróbka płuczki olejowej może opierać się na technologii desorpcji termicznej (np. termomechaniczny środek czyszczący do zwiercin – TCC) w celu oddzielenia węglowodorów od zwiercin. Obróbka zwiercin może być jednak niepraktyczna na morzu (np. ze względu na ograniczenia obciążenia/przestrzeni) i w związku z tym płuczki/zwierciny olejowe/syntetyczne mogą zamiast tego zostać odesłane na ląd w celu przetworzenia (zob. wyżej).

Dodatkowe wytyczne w tym obszarze obejmują [6–10].

17.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 17

[1] NORSOK S-003 Environmental Care, 2017.

[2] IOGP, 2016. Environmental fates and effects of ocean discharge of drill cuttings and associated drilling fluids from offshore oil and gas operations. Sprawozdanie 543.

[3] OSPAR Decision 2000/3 on the Use of Organic-phase Drilling Fluids (OPF) and the Discharge of OPF Contaminated Cuttings.

[4] Zalecenie HELCOM 18/2*, 1997. Offshore Activities.

[5] UK (BEIS), 2018. Methodology for the Sampling and Analysis of Produced Water and other Hydrocarbon Discharges.

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/716538/Methodology_for_the_Sampling_and_Analysis_of_Produced_Water_and_Other_Hydrocarbon_Discharges_version_3.pdf

[6] Komisja Europejska, 2016. Projekt dokumentu referencyjnego BAT dotyczącego gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego (MWEI BREF).

http://susproc.jrc.ec.europa.eu/activities/waste/documents/MWEI_BREF_Draft.pdf

[7] IOGP, 2008. Guidelines for the management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil & gas industry. Sprawozdanie nr 412.

[8] Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (MAEA), 2003. Extent of Environmental Contamination by Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) and Technological Options for Mitigation, seria sprawozdań technicznych nr 419.

[9] IOGP, 2016. Drilling waste management technology review. Sprawozdanie 557.

[10] Norwegian Environment Agency (NEA, Norweska Agencja Środowiska), 2015. Environmental monitoring of petroleum activities on the Norwegian continental shelf:

<http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M408/M408.pdf>

18. Działanie prowadzone na morzu 2: Zarządzanie ryzykiem związanym z przemieszczaniem węglowodorów i ich składowaniem

18.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Przemieszczanie węglowodorów i ich składowanie – zarówno ropy naftowej, jak i gazu ziemnego – odbywa się na morzu podczas poszukiwania i wydobywania w ramach tak zróżnicowanej działalności jak:

- wykonanie i zbrojenie odwiertu – w trakcie wykonywania odwiertów rozpoznawczych i konturujących, węglowodory mogą przemieszczać się ku powierzchni w trakcie procesu wiercenia;
- wydobywanie – węglowodory wydobywa się ze złoża za pośrednictwem odwiertu, rurociągów i przewodów pionowych w głowicy i oprowadza do urządzeń służących do przetwarzania, składowania i rozładunku/eksportu. Podczas wydobywania przemieszczanie i składowanie węglowodorów odbywa się w różny sposób w obrębie systemu technologicznego, który obejmuje instalacje, urządzenia i rurociągi;
- przeładunek – węglowodory mogą być składowane luzem na terenie obiektu w celu regularnego rozładunku z tankowca lub transportowane w sposób ciągły z obiektu za pomocą specjalnego rurociągu;
- bieżąca działalność związana z węglowodorami – węglowodory są ładowane, składowane i przemieszczane w zależności od bieżących wymogów i konkretnych rodzajów działalności. Przykłady obejmują olej napędowy (generatory, pompy itp.) oraz paliwo helikopterowe.

Dynamiczny charakter działalności związanej z eksploatacją podmorskich złóż węglowodorów oznacza, że węglowodory w danym obiekcie mogą być często przedmiotem ciągłego załadunku, rozładunku i przesyłu w dowolnym momencie. Termin „przemieszczanie” odnosi się do załadunku węglowodorów na obiekt i ich przesyłu w czasie, gdy znajdują się one na obiekcie, zgodnie z wymogami określonymi dla poszczególnych rodzajów czynności. „Składowanie” odnosi się do czasowego przechowywania węglowodorów w obrębie bariery izolującej na terenie obiektu.

Wszystkie wyżej opisane czynności niosą ze sobą ryzyko niezamierzonego uwolnienia węglowodorów do środowiska. Może to nastąpić na terenie obiektu (np. uwolnienie z urządzeń technologicznych) lub poza nim (np. awaria bariery izolującej odwiertu, rurociągów lub podczas rozładunku). Ilość uwalnianych węglowodorów może być różna, od wycieków o małej objętości (np. ze zbiorników, pomp, węży, zaworów, kołnierzy itp.) do bardzo dużych wycieków.

Działalność ta odnosi się wyłącznie do niezamierzonego uwolnienia węglowodorów płynnych. Emisje gazowe uwzględniono w sekcji Działanie prowadzone na morzu 6 (sekcja 22). Różne czynności (np. konserwacja sprzętu) mogą również prowadzić do planowanych zrzutów węglowodorów, które są odbierane przez system kanalizacji obiektu. Woda ściekowa zanieczyszczona węglowodorami jest oczyszczana i odprowadzana do morza po obniżeniu zawartości węglowodorów poniżej dopuszczalnego progu. Takie zrzuty są ujęte w sekcji Działanie prowadzone na morzu 8 (sekcja 24). Ponadto uwolnienia wody wydobytej stanowią planowany zrzut węglowodorów i są ujęte w sekcji Działanie prowadzone na morzu 7 (sekcja 23).

Niezamierzone uwolnienia mogą być np. skutkiem awarii sprzętu, błędów ludzkich, incydentów lub wypadków. W szczególności duże wycieki do środowiska morskiego mogą mieć niekorzystny wpływ na gatunki morskie i ich siedliska w słupie wody i na dnie morskim. Wystarczająco duże wycieki w pobliżu wybrzeża mogą mieć również wpływ na środowisko lądowe. W dyrektywach UE skutki dla środowiska rozważa się w kategoriach wpływu na środowisko, dotkliwości szkód i czasu odbudowy, w tym dla wody, ładu, gatunków chronionych i siedlisk przyrodniczych, jak również dla zdrowia ludzkiego [1].

Pragmatyczny sposób zrozumienia ryzyka związanego z niezamierzonymi uwolnieniami węglowodorów płynnych polega na rozważeniu ich wielkości w kategoriach wielkości wycieku, prawdopodobieństwa opartego na precedensie historycznym i wiedzy branżowej oraz skali reakcji. Wycieki węglowodorów na morzu i reakcje na nie można skategoryzować przy użyciu podejścia „wielostopniowego” IPIECA [2]. Zgodnie z tym podejściem poziom 1 oznacza sytuację, w której operatorzy mogą sami łagodzić skutki wycieków, które mają zwykle charakter operacyjny i występują na terenie ich obiektu lub w jego pobliżu, wykorzystując zasoby lokalne. Poziom 2 to sytuacja, w której od krajowych lub regionalnych dostawców mogą być wymagane dodatkowe zasoby w celu zwiększenia zdolności reagowania lub skorzystania z bardziej specjalistycznej wiedzy fachowej. Poziom 3 oznacza sytuację, w której reakcja wymaga użycia zasobów ogólnie dostępnych w celu uzupełnienia poziomów 1 i 2. Poziom reagowania w przypadku danego rodzaju/wielkości wycieku może się różnić w zależności np. od położenia geograficznego i dostępności zasobów do celów reagowania.

Jeżeli chodzi o zarządzanie ryzykiem, niezamierzone uwolnienia węglowodorów są zazwyczaj rozpatrywane zarówno pod kątem ich bezpieczeństwa, jak i konsekwencji dla środowiska, dlatego też większość istniejących przepisów i wytycznych dotyczących zarządzania ryzykiem w zakresie bezpieczeństwa ma zastosowanie również do ryzyka środowiskowego. Dyrektywa w sprawie bezpieczeństwa działalności na obszarach morskich [3] zawiera szczegółowe definicje zdarzeń o takiej skali, jak „poważne awarie” i „poważne incydenty środowiskowe” (sekcja 3.2).

Techniczna grupa robocza stwierdziła, że wytyczne powinny obejmować najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem, ale nie BAT w odniesieniu do niezamierzonych uwolnień węglowodorów. W związku z tym nie przedstawiono sekcji dotyczącej BAT w przypadku tej działalności.

18.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w kontekście przemieszczania węglowodorów i ich składowania to:

- Wprowadzenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który uwzględnia procedury przemieszczania węglowodorów i ich składowania (sekcja 3.4.2).
- Zapewnienie, w przypadku nowych obiektów i zmian w istniejących obiektach, aby projekt techniczny dotyczący przemieszczania węglowodorów, ich składowania, wydobywania i wywozu uwzględniał wysoki poziom bezpieczeństwa oraz minimalizował potencjalny wpływ na środowisko w przypadku planowanych albo niezamierzonych uwolnień (sekcja 3.5.5).
- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2).
- Zapewnienie, aby gospodarka węglowodorami składowanymi i przeładowywanymi w obiekcie była traktowana jako część środków zarządzania, które zostały opisane szczegółowo w ocenie zagrożeń dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcje 3.5.4/3.5.7).

- Wprowadzenie planu awaryjnego na wypadek wycieku w celu zarządzania reagowaniem na wycieki węglowodorów do środowiska morskiego (sekcja 3.5.13). Należy wziąć pod uwagę odpowiednie wytyczne, takie jak [2].
 - Wdrożenie dodatkowych podejść uznanych za niezbędne do celów zarządzania ryzykiem, jakie związane jest z niezamierzonymi uwolnieniami w przypadku określonych rodzajów działalności, z uwzględnieniem dopuszczalnych poziomów. Chociaż nie opisano tu poszczególnych podejść, przedstawiono kilka przykładów wraz z wglądem w kluczowe środki zarządzania oraz (niewyczerpujący) wykaz możliwych elementów mających wpływ na bezpieczeństwo i stan kluczowych zabezpieczeń dla środowiska [4]. We wszystkich przypadkach podsumowania te zakładają, że organizacja ma już wdrożony system zarządzania i wzięła pod uwagę projekt techniczny oparty na najlepszych praktykach.
- ▶ Wiercenie i zbrojenie odwiertów
 - niekontrolowany wypływ z odwiertu stanowi zagrożenie, które zwykle uważa się za mało prawdopodobne, ale o potencjalnie poważnych konsekwencjach. Elementy mające krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska, które zwykle są wdrożone, aby zarządzać tym zagrożeniem, obejmują: kontrolę ciśnienia płynu wiertniczego i ciśnienia płynów zawartych w formacji, monitorowanie odwiertów oraz planowanie odwiertów ratowniczych. Wytyczne w tym obszarze obejmują [5–18].
 - Testowanie odwiertu może wymagać spalania gazu na pochodniach, co może spowodować niezamierzone uwolnienie płynnych węglowodorów (opadanie) z pochodni. W przypadku wystąpienia takiego zdarzenia najlepszym podejściem do zarządzania ryzykiem jest dokładniejsze kontrolowanie lub wstrzymanie operacji testowania odwiertu, jeżeli jest to bezpieczne, oraz zgłoszenie tego zdarzenia jako wycieku do organu regulacyjnego. Należy powołać się na plan awaryjny na wypadek wycieku dla danego obiektu (sekcja 3.5.13).
 - ▶ Wydobywanie
 - Niezamierzone uwolnienie węglowodorów podczas transferu do obiektu za pośrednictwem morskiego pionowego przewodu może mieć potencjalnie poważne konsekwencje, podobnie jak uwolnienie dużych ilości węglowodorów na nadwodnych powierzchniach obiektu lub ze zbiorników ładunkowych. Elementy mające wpływ na bezpieczeństwo i stan kluczowych zabezpieczeń dla środowiska, które zazwyczaj są wdrożone do celów zarządzania tymi zagrożeniami, obejmują: ograniczanie rozprzestrzeniania materiałów niebezpiecznych; awaryjne systemy odcinające; oraz konstrukcję obiektu. Wytyczne w tym obszarze obejmują [19–47].
 - Nieprawidłowe warunki eksploatacji wymagające obniżenia ciśnienia i wydmuchu mogą prowadzić do konieczności spalania gazu na pochodniach, co może z kolei prowadzić do niezamierzonego uwolnienia płynnych węglowodorów (opadania) z pochodni. W przypadku wystąpienia takiego zdarzenia najlepszym podejściem do zarządzania ryzykiem jest dokładniejsze kontrolowanie lub wstrzymanie operacji, jeżeli jest to bezpieczne, oraz zgłoszenie tego zdarzenia jako wycieku do organu regulacyjnego. Należy powołać się na plan awaryjny na wypadek wycieku dla danego obiektu (sekcja 3.5.13).
 - Integralność składowania węglowodorów może być monitorowana, np. za pomocą urządzeń do monitorowania ciśnienia i poziomu, w celu wykrycia niezamierzonych awarii bariery izolującej.
 - ▶ Rozładunek

- Niezamierzone uwolnienia węglowodorów podczas rozładunku ropy naftowej mogą mieć średnio ciężkie konsekwencje dla środowiska. Elementy mające krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska, które zwykle są wdrożone, aby zarządzać tym zagrożeniem, obejmują: ograniczanie rozprzestrzeniania materiałów niebezpiecznych; oraz awaryjne systemy odcinające. Wytyczne w tym obszarze obejmują [48-52].
 - Najlepszym podejściem do zarządzania ryzykiem w zakresie rozładunku jest opracowanie strategii rozładunku, która uwzględnia rodzaje rozładunku (ilości, terminy itp.), rodzaje statków do obsługi rozładunku, rodzaje rurociągów eksportowych, strefy ograniczonego/zakazanego załadunku, sprzęt do rozładunku, procedurę rozładunku (podejście, podłączenie, załadunek, rozłączenie, wyjście, okna operacji pogodowych) oraz potencjalne zagrożenia dla bezpieczeństwa i środowiska.
- Bieżąca działalność
- Niezamierzone uwolnienie węglowodorów, np. zapasów oleju napędowego na obiekcie, może wywołać średnio poważne konsekwencje w przypadku dużego uwolnienia, np. spowodować uwolnienie zapasów oleju napędowego ze zbiorników kadłubowych lub wyciek ropy naftowej z separatora. Środki stosowane w celu zarządzania tymi zagrożeniami stanowią ważną część strategii zapobiegania awariom bariery izolującej na terenie obiektu. Elementy mające krytyczne znaczenie dla bezpieczeństwa i środowiska, które zwykle są wdrożone, aby zarządzać tym zagrożeniem, obejmują: ograniczanie rozprzestrzeniania materiałów niebezpiecznych; oraz konstrukcję obiektu.
 - Najlepszym podejściem do zarządzania ryzykiem dla zapewnienia ciągłej efektywności operacyjnej jest rejestrowanie przyczyn i skutków wszystkich niezamierzonych uwolnień węglowodorów, mających miejsce w trakcie bieżącej działalności, w celu podjęcia niezbędnych działań naprawczych, aby ograniczyć częstotliwość uwalniania [53].

18.3 Dokumenty odniesienia dla sekcji 18

[1] Dyrektywa 2004/35/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 kwietnia 2004 r. w sprawie odpowiedzialności za środowisko w odniesieniu do zapobiegania i zaradzania szkodom wyrządzonym środowisku naturalnemu (dyrektywa w sprawie odpowiedzialności za środowisko).

[2] IPIECA, 2015. Tiered preparedness and response: Good practice guidelines for using the tiered preparedness and response framework

[3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2013/30/UE z dnia 12 czerwca 2013 r. w sprawie bezpieczeństwa działalności związanej ze złożami ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarach morskich (dyrektywa w sprawie bezpieczeństwa działalności na obszarach morskich).

[4] DNV GL, 2015. RP G104 Identification and management of environmental barriers.

[5] Oil & Gas UK, 2017. Guidelines for well-operators on well examination. Wyd. 2 – sierpień 2017.

[6] Oil & Gas UK, 2016. Well life cycle integrity guidelines. Wyd. 3 – marzec 2016.

[7] API, 2011. Spec 5CT Specification for casing and tubing – wyd. dziewiąte, lipiec 2011.

<http://www.techstreet.com/api/products/1802047>

- [8] API, 2009. Spec 10A/ISO 10426-1:2009 – Cementy i materiały do cementowania otworów. <http://www.techstreet.com/api/products/1757666>
- [9] BS EN ISO 11960:2014 – Przemysł naftowy i gazowniczy - Rury stalowe używane jako rury okładzinowe lub wydobywcze w otworach wiertniczych. <http://shop.bsigroup.com/ProductDetail/?pid=00000000030285721>
- [10] Energy Institute, 1995. Guidelines for routine and non-routine subsea operations from floating (drilling) vessels – wyd. pierwsze – sierpień 1995. <https://publishing.energyinst.org/data/assets/file/0010/25678/Pages-from-GUIDELINES-FOR-ROUTINE-AND-NONROUTINE-SUBSEA-OPERATIONS-FROM-FLOATING-VESSELS.pdf>
- [11] Energy Institute, 2009. Model code of safe practice Part 17, Volume 1: High pressure and high temperature well planning – wyd. pierwsze – kwiecień 2009. <https://publishing.energyinst.org/topics/offshore-safety/model-code-of-safe-practice-in-the-petroleum-industry-part-17-volume-1-volume-2-volume-3>
- [12] Energy Institute, 2008. Model code of safe practice Part 17, Volume 2: Well control during the drilling and testing of high pressure, high temperature offshore wells – wyd. drugie – kwiecień 2008. <https://publishing.energyinst.org/topics/offshore-safety/model-code-of-safe-practice-in-the-petroleum-industry-part-17-volume-1-volume-2-volume-3>
- [13] Energy Institute, 2009. Model code of safe practice Part 17, Volume 3: High pressure and high temperature well completions – wyd. pierwsze – kwiecień 2009. <https://publishing.energyinst.org/topics/offshore-safety/model-code-of-safe-practice-in-the-petroleum-industry-part-17-volume-1-volume-2-volume-3>
- [14] Międzynarodowa Organizacja Morska (IMO), 2010. Kodeks budowy i wyposażenia ruchomych platform wiertniczych (kodeks MODU). <http://www.imo.org/en/Publications/Pages/Home.aspx>
- [15] Oil & Gas UK, 2015. Guidelines for the abandonment of wells – wyd. 5 – lipiec 2015. <http://oilandgasuk.co.uk/product/op105/>
- [16] Oil & Gas UK, 2015. Guidelines on qualification of materials for the abandonment of wells – wyd. 2 – październik 2015. <http://oilandgasuk.co.uk/product/op109/>
- [17] Oil & Gas UK, 2012. Guidelines on competency for wells personnel – wyd. 1 – styczeń 2012.
- [18] API, 2004. SPEC 16D, Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment and Control Systems for Diverter Equipment – wyd. drugie, 1 lipca 2004 r.
- [19] Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna (ISO), ISO 16530-1:2017. Przemysł naftowy i gazu ziemnego – Integralność odwiertów – Część 1: Zarządzanie cyklem życia.
- [20] Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna (ISO), ISO 16530-2:2015. Integralność odwiertów – Część 2: Integralność odwiertów w fazie operacyjnej.
- [21] Energy Institute, 2009. Guidelines for the management of integrity of subsea facilities – wyd. pierwsze – kwiecień 2009. <https://publishing.energyinst.org/topics/asset-integrity/guidelines-for-the-management-of-integrity-of-subsea-facilities>
- [22] API, 2009. Spec 6A/ISO 10423:2009 – Osprzęt wieżb rurowych i głowic eksploatacyjnych – wyd. dwudzieste – październik 2010 – API. <http://www.techstreet.com/api/products/1744826>
- [23] Step Change in Safety. Asset Integrity Toolkit. <https://www.stepchangeinsafety.net/safety-resources/publications/assetintegrity-toolkit>
- [24] Oil & Gas UK, 2012. Guidance on the Management of Ageing and Life Extension for UKCS Oil and Gas Installations – wyd. 1 – kwiecień 2012. <http://oilandgasuk.co.uk/product/guidance-on-the-management-of-ageing-andlife-extension-for-ukcs-oil-and-gas-installations-issue-1-april-2012/>

- [25] Oil & Gas UK, 2014. Guidance on the management of ageing and life extension of offshore structures – wyd. 1 – maj 2014. <https://oilandgasuk.co.uk/product/guidance-on-the-management-of-ageing-and-life-extension-of-offshore-structures-issue-1-may-2014/>
- [26] Oil & Gas UK, 2014. Guidance on the Management of Ageing and Life Extension for UKCS Floating Production Installations – wyd. 1 – maj 2014. <https://oilandgasuk.co.uk/product/guidance-on-the-management-of-ageing-and-life-extension-for-ukcs-floating-production-installations-issue-1-may-2014/>
- [27] API, 2009. STD 598 Valve inspection and testing – wyd. dziewiąte – wrzesień 2009. <http://www.techstreet.com/api/products/1644366>
- [28] API, 2015. Spec 14A – Specification for subsurface safety valve equipment – styczeń 2015. <http://www.techstreet.com/api/products/1890068>
- [29] API, 2005. RP 14B/ISO 10417:2004 System podpowierzchniowych zaworów bezpieczeństwa – Konstrukcja, instalacja, działanie i naprawa – październik 2005. <http://www.techstreet.com/api/products/1902081>
- [30] API, 2006. RP 90 Annular casing pressure management for offshore wells – wyd. pierwsze – sierpień 2006. <http://www.techstreet.com/api/products/1284165>
- [31] API, 2006. RP 17A/ISO 13628–1:2005 Projektowanie i użytkowanie podwodnych systemów eksploatacyjnych – Ogólne wymagania i zalecenia – styczeń 2006. <http://www.techstreet.com/api/products/1255391>
- [32] API, 2011. Spec 17D/ISO 13628–4 – Projektowanie i użytkowanie podwodnych systemów eksploatacyjnych – Podwodne głowice odwiertów i wyposażenie instalacji wiertniczych – wyd. drugie – maj 2011. <http://www.techstreet.com/api/products/1786829>
- [33] BS EN ISO 10432:2004 – Przemysł naftowy i gazowniczy – Odwiertowy sprzęt wgłębnny – Wyposażenie podpowierzchniowych zaworów bezpieczeństwa. <http://shop.bsigroup.com/ProductDetail/?pid=000000000030070867>
- [34] API, 2009. Spec 11D1/ISO 14310:2008 – Pakery i korki mechaniczne – lipiec 2009 – API/BS ISO <http://www.techstreet.com/api/products/1894005>
- [35] Oil & Gas UK, 2014. Guidelines on BOP systems for offshore wells – wyd. 2 – maj 2014.
- [36] DNV GL, 2016. Recommended Practice DNV-RP-F302 Offshore leak detection - Rules and standards.
- [37] BS EN ISO 15156-1:2015 – Przemysł naftowy i gazowniczy – Materiały stosowane przy wydobywaniu ropy i gazu w środowisku zawierającym H₂S – Stopy odporne na pękanie CRA (stopy odporne na korozję) i inne stopy. <http://shop.bsigroup.com/ProductDetail/?pid=000000000030302820>
- [38] BS EN ISO 15156-2:2015 – Przemysł naftowy i gazowniczy – Materiały stosowane przy wydobywaniu ropy i gazu w środowisku zawierającym H₂S – Stale niestopowe i niskostopowe odporne na pękanie oraz stosowanie żeliw. <http://shop.bsigroup.com/ProductDetail/?pid=000000000030302823>
- [39] BS EN ISO 15156-3:2015 – Przemysł naftowy i gazowniczy – Materiały stosowane przy wydobywaniu ropy i gazu w środowisku zawierającym H₂S – Stopy CRA (odporne na korozję) i inne stopy. <http://shop.bsigroup.com/ProductDetail/?pid=000000000030302826>
- [40] API, 2001. RP 49 Recommended practice for drilling and well servicing operations involving hydrogen sulphide – wyd. trzecie – maj 2001. <http://www.techstreet.com/api/products/918576>
- [41] Step Change in Safety, 2012. Guidance on hydrocarbon release reduction plans. <https://www.stepchangeinsafety.net/safety-resources/publications/guidance-hydrocarbon-release-reduction-plans>

- [42] Step Change in Safety. Hydrocarbon Release Reduction Toolkit.
<https://www.stepchangeinsafety.net/safety-resources/publications/guidance-hydrocarbon-release-reduction-plans>
- [43] Energy Institute, 2007. Guidelines for the management of the integrity of bolted joints for pressurised systems – wyd. drugie – czerwiec 2007. <https://publishing.energyinst.org/topics/asset-integrity/guidelines-for-the-management-of-the-integrity-of-bolted-joints-in-pressurised-systems>
- [44] Step Change in Safety. Mechanical Joint Integrity: Competence Guidance.
<https://www.stepchangeinsafety.net/safety-resources/publications/mechanicaljoint-integrity-competence-guidance>
- [45] API, 2013. Protocol for verification and validation of high-pressure high-temperature equipment – API technical report – 1PER15K-1 – wyd. pierwsze – marzec 2013.
<http://www.techstreet.com/api/products/1853738>
- [46] Health and Safety Executive, 2006. The safe isolation of plant and equipment HSG253 – wyd. drugie, 2006. <http://www.hse.gov.uk/pubns/books/hsg253.htm>
- [47] DNV GL, 2010. Offshore Standard DNV-OS-E201 – Oil and Gas Processing Systems.
- [48] Energy Institute, 2011. Guidelines for the management of flexible hose assemblies – wyd. drugie – luty 2011. <https://publishing.energyinst.org/topics/asset-integrity/guidelines-for-the-management-of-flexible-hose-assemblies>
- [49] Step Change In Safety, 2009. Bulk hose best practice guidelines.
<https://www.stepchangeinsafety.net/safety-resources/publications/bulk-hosesbest-practice>
- [50] Oil & Gas UK, 2011. Guidelines for the management of flexible hose assemblies.
<https://oilandgasuk.co.uk/product/guidelines-for-the-management-of-flexible-hose-assemblies/>
- [51] DNV GL 2016. DNV Rules for classification of ships new buildings.
- [52] Oil and Gas UK, 2014. Tandem Loading Guidelines – wyd. 3.
- [53] NORSOK, 2017. Norma S-003: 2017, Environmental Care, Standards Norway.

19. Działanie prowadzone na morzu 3: Zarządzanie ryzykiem związanym z przemieszczaniem chemikaliów i ich składowaniem

19.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Szereg prac prowadzonych w trakcie działalności związanej z poszukiwaniem i wydobywaniem podmorskich złóż węglowodorów wiąże się z koniecznością przemieszczania chemikaliów i ich składowania. Termin „przemieszczenie” odnosi się do załadunku chemikaliów na obiekt i ich przesyłu, gdy znajdują się one na terenie obiektu, zgodnie z wymogami dotyczącymi poszczególnych czynności. Składowanie odnosi się do czasowego przechowywania chemikaliów w obrębie stałej bariery izolującej na terenie obiektu. Po użyciu chemikalia powinny być w miarę możliwości odbierane, przechowywane jako odpady i transportowane na ląd w celu przetworzenia i trwałego składowania.

Stosowanie chemikaliów stwarza ryzyko dla środowiska zarówno w odniesieniu do planowanych zrzutów, jak i niezamierzonych uwolnień do środowiska morskiego, co może prowadzić do niekorzystnych skutków dla gatunków w słupie wody i na dnie morskim. W tym kontekście planowane zrzuty to takie, których wystąpienia oczekuje się w trakcie normalnej działalności, natomiast niezamierzone zrzuty są nieoczekiwane i mogą wystąpić np. w wyniku awarii sprzętu, utraty szczelności obiektów magazynowych, błędów ludzkich, incydentów i wypadków.

Chemikalia są wykorzystywane na morzu w przypadku następujących rodzajów działalności:

- Wykonywanie odwiertów, prowadzenie prac dotyczących odwiertów i zbrojenia odwiertu – chemikalia są wykorzystywane podczas wiercenia oraz zbrojenia odwiertu, a przykłady obejmują m.in. [1]:
 - ▶ cement służący utrzymaniu obudowy na miejscu oraz ochronie i uszczelnieniu odwiertu;
 - ▶ materiały obciążające – zagęszczają płuczkę wiertniczą i równoważą ciśnienia w formacji w ramach kontroli nad odwiertem. Należą do nich: baryt, hematyt, kalcyt i ilmenit;
 - ▶ środki zwiększające lepkość – zwiększają lepkość płuczki wiertniczej, aby utrzymywała się w niej zawiesina zwiercin i materiałów obciążających. Należą do nich: bentonit lub attapulgit, ksantan, karboksymetyloceluloza i inne polimery;
 - ▶ rozcieńczalniki, środki dyspergujące i termostabilizatory – powodują deflokulację ilów w celu zoptymalizowania lepkości i odporności na ścinanie płuczki wiertniczej. Należą do nich: taniny, polifosforany, lignit i lignosulfonian;
 - ▶ flokulanty – zwiększają lepkość i odporność ilów na ścinanie lub służą do klarowania lub odwadniania płuczki wiertniczej o małej zawartości substancji stałych. Należą do nich: sole nieorganiczne, wapno gaszone, gips, węglan i diwęglan sodu, tetrafosforan sodu i polimery na bazie akryloamidów;
 - ▶ reduktory filtratu – ograniczają ucieczkę cieczy do formacji dzięki plackowi filtracyjnemu osadzającemu się na ściankach odwiertu. Należą do nich: bentonit, lignit, sól sodowa karboksymetylocelulozy, poliakrylan i skrobia;

- ▶ dodatki regulujące zasadowość, pH – optymalizują pH i zasadowość płuczki wiertniczej, kontrolując właściwości płuczki wiertniczej. Należą do nich: wapno palone (CaO), soda kaustyczna (NaOH), soda bezwodna (Na_2CO_3), wodorowęglan sodu (NaHCO_3) i inne bazy oraz kwasy;
- ▶ materiały zapobiegające stratom płuczki w trakcie cyrkulacji – uszczelniają one miejsca przecieków w ścianie odwiertu, zapobiegając ucieczce płuczki wiertniczej do formacji. Należą do nich: naturalne materiały włókniste, nieorganiczne substancje stałe i obojętne, nierozpuszczalne substancje stałe;
- ▶ smary – redukują moment obrotowy i opór zestawu wiertniczego. Należą do nich: oleje, ciecze syntetyczne, grafit, surfaktanty, glikole i gliceryna;
- ▶ materiały do kontroli łupków – służą do kontroli uwodnienia łupków, które powoduje ich puchnięcie i dyspersję prowadzącą do zawalenia się ścian odwiertu. Należą do nich: rozpuszczalny wapń i oleiniany potasu, inne sole nieorganiczne i organiczne, np. glikole;
- ▶ emulgatory i surfaktanty – ułatwiają osiągnięcie stabilnego rozproszenia nierozpuszczalnych cieczy w fazie wodnej płuczki wiertniczej. Należą do nich: anionowe, kationowe lub niejonowe detergenty, mydła, kwasy organiczne i detergenty na bazie wody;
- ▶ bakteriocydy i inne produkty biobójcze – zapobiegają biodegradacji dodatków organicznych. Należą do nich: glutaraldehyd i inne aldehydy;
- ▶ substancje przeciwpieniące – zmniejszają pienienie się płuczki. Należą do nich: alkohole, silikony, stearynian glinu ($\text{C}_{54}\text{H}_{105}\text{AlO}_6$) i fosforan alkilu;
- ▶ środki antyadhezyjne – zapobiegają przyklejeniu się rury w odwiercie lub są wykorzystywane do uwolnienia przyklejonej rury. Należą do nich: detergenty, mydła, oleje i surfaktanty;
- ▶ reduktory wapnia – przeciwdziałają skutkom oddziaływania wapnia z wody morskiej, anhydrytów formacji i gipsu na właściwości płuczki. Należą do nich: węglan i diwęglan sodu (Na_2CO_3 i NaHCO_3), wodorotlenek sodu (NaOH) i polifosforany;
- ▶ inhibitory korozji – zapobiegają korozji zestawu wiertniczego w wyniku kontaktu z kwasami i gazami kwaśnymi występującymi w formacji. Należą do nich: aminy, fosforany i inne specjalne mieszaniny;
- ▶ termostabilizatory – zwiększają stabilność dyspersji płuczki, emulsji i właściwości reologiczne w wysokich temperaturach. Należą do nich: polimery lub kopolimery akrylowe lub sulfonowane, lignity, lignosulfoniany i taniny;
- ▶ płuczki wiertnicze oraz płyny stosowane do celów zbrojenia odwiertu uzupełnione dodatkami chemicznymi, takimi jak inhibitor korozji, produkt biobójczy, odtleniacz, kwasy, glikol, materiały obciążające, sól, substancje zwiększające lepkość itp.
- Wydobycie – chemikalia mają również różne zastosowania w procesie wydobywczym. Można je na przykład włączyć do strumienia procesowego, wykorzystywać jako chemikalia do rurociągów, do przetwarzania gazu lub jako chemikalia użytkowe, a także dodawać do przepływu eksportowego lub przyprływu z obiektów znajdujących się na wcześniejszym etapie wydobycia. Chemikalia te mogą obejmować:
 - ▶ inhibitory korozji – zapobiegają korozji urządzeń technologicznych i rurociągów w wyniku kontaktu z kwasami i gazem kwaśnym formacji. Należą do nich: aminy, fosforany i inne specjalne mieszaniny;
 - ▶ inhibitory kamienia – zapobiegają formowaniu się kamienia powstałego w wyniku zatrzymania przepływu cieczy przez rurociągi, zawory i pompy, zarówno nad powierzchnią

wody, jak i pod wodą. Należą do nich: polimery kwasu akrylowego, kwasu maleinowego i fosfoniany;

- ▶ demulgatory – rozbijają emulsję ropy naftowej na fazy olejową i wodną. Należą do nich: ksylen, węglowodory ciężkie aromatyczne, izopropanol, 2-Etyloheksanol i olej napędowy;
 - ▶ produkty biobójcze – zapobiegają korozji wywołanej czynnikami mikrobiologicznymi, np. w zbiornikach na ropę naftową i zbiornikach resztkowych. Należą do nich preparaty antybakteryjne i przeciwgrzybicze;
 - ▶ chemikalia odwadniające – zapobiegają korozji i gromadzeniu się rozlanej wody. Należą do nich: glikol monoetylenowy (MEG), glikol dietylenowy (DEG), glikol trietylenowy (TEG) oraz substancje chemiczne zapobiegające powstawaniu hydratów (np. metanol);
 - ▶ inne, w tym środki do usuwania zawiesiny z wody, substancje przeciwpieniące i substancje rozpuszczające kamień.
- Prowadzenie bieżącej działalności (obejmującej wiele faz) – chemikalia są ładowane, przechowywane i przemieszczane luzem w zależności od bieżących potrzeb i określonej działalności prowadzonej na morzu, zarówno podczas fazy poszukiwania, jak i wydobywania złóż podmorskich. Są to m.in. ciecz hydrauliczna, chemikalia używane do konserwacji, detergenty itp.
 - Chemikalia mogą być również stosowane w trakcie innych faz prac, takich jak np. czynności związane z pogłębianiem odwiertów.

Działanie to obejmuje cały proces zarządzania chemikaliami na morzu, w tym planowane rzuty i niezamierzone uwolnienia podczas wszystkich rodzajów prac prowadzonych na morzu, o których mowa w wytycznych. W szczególności działania związane z wykorzystaniem chemikaliów, do których odnosi się niniejsza sekcja, to:

- przemieszczanie zwiercin i płuczek wiertniczych – Działanie prowadzone na morzu 1 (sekcja 17);
- postępowanie z wodą wydobytą i jej zagospodarowanie – Działanie prowadzone na morzu 7 (sekcja 23) oraz
- gospodarowanie wodą ściekową – Działanie prowadzone na morzu 8 (sekcja 24).

Niezamierzone uwolnienia chemikaliów są zazwyczaj rozpatrywane zarówno pod kątem ich bezpieczeństwa, jak i konsekwencji dla środowiska, dlatego też większość istniejących przepisów i wytycznych dotyczących zarządzania ryzykiem w zakresie bezpieczeństwa ma zastosowanie również do ryzyka środowiskowego.

Niezamierzone uwolnienie chemikaliów może nastąpić np. w następujących sytuacjach:

- uwolnienie podczas przerzutu chemikaliów na teren obiektu (np. podczas podnoszenia ze statku dostawczego);
- awaria bariery izolującej między obszarem składowania lub przemieszczania chemikaliów (i odpadów chemicznych) a miejscem, w którym znajdują się one nad powierzchnią wody lub pod wodą (np. z rurociągów, zbiornika na odpady);
- awaria bariery izolującej podczas wiercenia/zbrojenia odwiertu (np. utrata kontroli nad odwiertem, wyciek płuczki wiertniczej itp.); albo
- wycieki podczas rutynowych codziennych czynności.

Przyczyny powyższych scenariuszy mogą być różnorodne i mogą obejmować błędy organizacyjne, eksploatacyjne, awarię sprzętu oraz eskalację spowodowaną zdarzeniem poprzedzającym.

Najszerzej stosowanym systemem oceny potencjalnego wpływu planowanych zrzutów chemikaliów do środowiska morskiego w UE jest zharmonizowany obowiązkowy system kontroli OSPAR [2,3]. System ten promuje przejście na stosowanie substancji mniej niebezpiecznych lub najlepiej substancji niezaliczanych do niebezpiecznych. OSPAR jasno określa, które chemikalia są objęte systemem, a które nie są [4].

W strategii OSPAR [5] dotyczącej substancji niebezpiecznych uznano, że organizacje powinny dążyć do ciągłego zmniejszania zrzutów substancji niebezpiecznych za pośrednictwem wody wydobytej, a ostatecznym celem powinno być osiągnięcie stężeń zbliżonych do stężeń tła w środowisku morskim dla naturalnie występujących substancji i zbliżonych do zera stężeń substancji syntetycznych. W zaleceniu OSPAR 2006/3 [6] wymaga się również, aby organizacje stopniowo zaprzęstały zrzucania do morza chemikaliów, które są substancjami zidentyfikowanymi jako kwalifikujące się do zastąpienia lub które zawierają takie substancje, z wyjątkiem tych chemikaliów, w przypadku których pomimo znacznych wysiłków można wykazać, że nie jest to wykonalne ze względów technicznych lub bezpieczeństwa.

W rozporządzeniu REACH nr 1907/2006 [7] od podmiotu stosującego substancję chemiczną w jej postaci własnej lub jako składnik mieszaniny wymaga się wdrożenia jej bezpiecznego stosowania na terenie obiektu. Obiekt powinien przechowywać (rozszerzoną) kartę charakterystyki (SDS) lub równoważne informacje dla każdego przechowywanego produktu chemicznego, wraz ze scenariuszami narażenia zawierającymi warunki operacyjne i środki zarządzania ryzykiem dla bezpiecznego stosowania, oraz w celu ułatwienia szkolenia pracowników w zakresie odpowiednich procedur oceny ryzyka (jeżeli taka karta charakterystyki jest dostępna). Rozporządzenie REACH jest bezpośrednio powiązane z rozporządzeniem CLP nr 1272/2008 [8], w którym ustanowiono zwroty wskazujące rodzaj zagrożenia i środki ostrożności.

19.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w kontekście przemieszczania chemikaliów i ich składowania to:

- Wprowadzenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który zmusza do zarządzania bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który obejmuje procesy i procedury związane z przemieszczaniem i składowaniem chemikaliów (sekcja 3.4.2).
- Przeprowadzenie przeglądu regulacyjnego – ustalenie, czy stosowane chemikalia podlegają wymogom REACH lub innym wymogom regulacyjnym, w tym [9]:
 - ▶ zapewnienie, aby spełnione zostały (w stosownych przypadkach) wymagania rejestracyjne w ramach REACH oraz aby prace, które będą prowadzone na obiekcie, zostały opisane w dokumentach rejestracyjnych lub w „sprawozdaniu dalszego użytkownika”. Nawet jeżeli chemikalia są zarejestrowane na podstawie REACH, do powiadomienia organu regulacyjnego mogą być potrzebne dodatkowe informacje (zob. HOCNF poniżej);
 - ▶ zapewnienie zgodności z określonymi środkami zarządzania ryzykiem i warunkami eksploatacji w ramach rejestracji REACH i w elektronicznych kartach charakterystyki, o ile są one dostępne; mogą one być również określone w ramach odpowiednich „ogólnych scenariuszy narażenia”, jeżeli dostawcy chemikaliów nie dostarczają kart charakterystyki lub szczególnych scenariuszy narażenia;
 - ▶ zapewnienie zgodności z wszelkimi wymogami dotyczącymi udzielania zezwoleń na stosowanie substancji stanowiących bardzo duże zagrożenie (SVHC) oraz z wszelkimi innymi ograniczeniami wynikającymi z rozporządzenia REACH;
 - ▶ zapewnienie, aby stosowane produkty biobójcze zostały dopuszczone do obrotu na podstawie rozporządzenia UE nr 528/2012 w sprawie produktów biobójczych [10] oraz aby stosowanie w obiekcie odbywało się zgodnie z instrukcjami dotyczącymi bezpieczeństwa i wszelkimi przepisami określonymi w pozwoleniu na produkt biobójczy.

- Stosowanie zharmonizowanego obowiązkowego systemu kontroli OSPAR¹⁵ [4] w odniesieniu do praktykowania i ograniczania zrzutów chemikaliów z obszarów morskich (lub procesu o podobnym poziomie oceny w przypadku regionów nieobjętych OSPAR), zawierającego następujące elementy [6,11-18]:
 - ▶ dostarczenie organowi regulacyjnemu danych i informacji na temat chemikaliów stosowanych i odprowadzanych do morza, w tym szczegółów dotyczących składu chemicznego i właściwości środowiskowych produktów (np. toksyczności dla organizmów wodnych, losów w środowisku i skutków działania substancji składowych) oraz szczegółów dotyczących stosowania i ilości stosowanych i odprowadzanych chemikaliów. W ramach OSPAR dostarczenie szczegółowych informacji o składzie chemicznym i właściwościach środowiskowych produktów wymaga przygotowania zgłoszenia zgodnie ze zharmonizowanym formularzem zawiadomienia o substancjach chemicznych na morzu (HOCNF) [3] oraz powiązаныmi wytycznymi, w tym wytycznymi OSPAR dotyczącymi badań toksyczności substancji i preparatów stosowanych i zrzucanych do morza [19]; podobne formularze mogą być stosowane w innych regionach;
 - ▶ upewnienie się, że przeprowadzono wstępną kontrolę w celu sprawdzenia, zgodnie z informacjami zawartymi w HOCNF:
 - chemikaliów z wykazu OSPAR substancji/preparatów używanych i zrzucanych na morzu, które są uważane za niestwarzające ryzyka dla środowiska lub stwarzające niewielkie ryzyko dla środowiska (PLONOR) i które nie wymagają dalszego przeglądu. W stosownych przypadkach zaleca się stosowanie takich chemikaliów zamiast substancji bardziej szkodliwych;
 - chemikaliów o wysokiej toksyczności, dużym potencjale do bioakumulacji i niskiej podatności na rozkład, które uznano za wymagające zastąpienia, a użytkownik powinien zostać poproszony o znalezienie odpowiednich rozwiązań alternatywnych [20];
 - ▶ przeprowadzenie oceny ryzyka w celu określenia ryzyka stwarzanego przez chemikalia o kluczowym znaczeniu. Modele i obliczenia parametrów mogą wspomóc ten proces, np. iloraz zagrożenia (HQ), przedstawiający stosunek między przewidywanym stężeniem w środowisku (PEC) chemikaliów – wynikającym z modeli narażenia, a przewidywanym stężeniem niepowodującym zmian w środowisku (PNEC) – wynikającym z badań ekotoksykologicznych. Substancje niestwarzające ryzyka dla środowiska lub stwarzające niewielkie ryzyko dla środowiska (PLONOR) mogą być zazwyczaj wyłączone z takiej oceny. Wykorzystanie modeli do oceny ryzyka powinno zakładać, co następuje:
 - przeprowadzone zostanie modelowanie parametrów wynikających z odprowadzania ścieków oczyszczonych z obiektu. Może to obejmować testy biologiczne ścieków oczyszczonych oraz ocenę odprowadzanych substancji występujących w przyrodzie i dodanych chemikaliów, w tym informacje ekotoksykologiczne, właściwości fizyczne i chemiczne substancji, informacje o zrzucie (objętość, głębokość itp.); a także warunki specyficzne dla danego miejsca.

¹⁵Porozumienie OSPAR 2012-7 [3] stanowi, że podejście do zarządzania ryzykiem opracowane na podstawie zalecenia 2012/5 jest słuszne jedynie w odniesieniu do substancji wywołujących bezpośrednie skutki i nie dotyczy przesuniętych w czasie skutków, które mogą zostać spowodowane przez substancje ulegające bioakumulacji i substancje trwałe. Co do zasady substancji tych nie należy stosować zgodnie z [10] (zmienionym przez [11]).

- PEC można prognozować za pomocą 1-, 2- lub 3-wymiarowego modelu rozcieńczenia/rozproszenia. Wykonując badania walidacyjne w terenie (poddane wzajemnej weryfikacji) należy wykazać, że rozcieńczenie nie zostało przeszacowane przez model. Ponadto wybrany model powinien być dobrze udokumentowany, a jego użytkownicy powinni być przeszkoleni i kompetentni;
 - jeżeli poziom narażenia nie przekracza wartości PNEC na zewnątrz kolumny wody otaczającej obiekt, znanej jako „strefa mieszania”, której promień określa się jako odległość od obiektu, lub poza obrębem masy wody, do której dokonano bezpośredniego zrzutu (określonej na podstawie hydrograficznego modelowania dyspersji zrzutu), należy uznać, że ryzyko jest odpowiednio kontrolowane;
 - jeżeli poziomy narażenia mogą zbliżyć się do wartości PNEC lub ją przekroczyć, należy rozważyć podjęcie kroków w celu zmniejszenia ryzyka.
- Zapewnienie, w przypadku nowych obiektów i zmian w istniejących obiektach, aby projekt techniczny dotyczący przemieszczania i składowania chemikaliów uwzględniał wysoki poziom bezpieczeństwa oraz ograniczał do minimum potencjalny wpływ na środowisko w przypadku planowanych albo niezamierzonych uwolnień (sekcja 3.5.5).
- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2). Wprowadzenie planu awaryjnego na wypadek wycieku w celu zarządzania wyciekami do środowiska morskiego, który powinien obejmować środki dotyczące chemikaliów (sekcja 3.5.13) [21].
- Wdrożenie dodatkowych podejść uznanych za niezbędne do zarządzania ryzykiem związanym z awariami barier izolujących w odniesieniu do konkretnych rodzajów działalności do możliwie najniższego poziomu, którego osiągnięcie jest w rozsądny sposób wykonalne, lub równoważnego poziomu (sekcja 3.5.10). Takie najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem powinny obejmować:
 - ▶ przerzut chemikaliów na teren obiektu:
 - zapewnienie powadzenia procedur podnoszenia lub pompowania oraz oceny ryzyka dla wszystkich przerzutów ze statków dostawczych na teren i z terenu obiektu;
 - zapewnienie wprowadzenia procedur dotyczących kompetencji personelu biorącego udział we wszystkich operacjach przerzutu, przemieszczania i składowania chemikaliów;
 - zapewnienie, aby statki dostawcze posiadały odpowiednie certyfikaty upoważniające do przewożenia i składowania chemikaliów;
 - ▶ przemieszczanie chemikaliów/odpadów chemicznych na powierzchniach nad powierzchnią wody, jak i pod powierzchnią wodą oraz ich składowanie:
 - przeprowadzenie oceny ryzyka i klasyfikacji w celu określenia klasy środków izolujących (tj. pierwszoliniowych, drugoliniowych i trzecioliniowych) wymaganych w odniesieniu do chemikaliów. Przykłady środków izolujących i technik opisano w dokumentach referencyjnych KE (2016) [22] i PGS (2016) [23];

- zagwarantowanie, że procedury składowania chemikaliów określają sposób składowania chemikaliów i odpadów chemicznych, tj. w oddzielnych, oznakowanych pojemnikach/beczkach;
- ▶ wiercenie odwiertu / zbrojenie odwiertu:
 - stosowanie chemikaliów należy monitorować i rejestrować w taki sposób, aby zawartość chemikaliów w każdym niezamierzonym uwolnieniu była znana i można ją było zgłosić organowi regulacyjnemu.

W przypadku przemieszczania chemikaliów i ich składowania należy rozważyć następujące środki zarządzania ryzykiem [24,25]:

Projektowanie

- Zainstalowanie zaworów zwrotnych w punktach wtłaczania chemikaliów do instalacji wydobywczych.
- Upewnienie się, że ciśnienie projektowe pomp tłoczących chemikalia jest takie samo jak w instalacji, do której są wtryskiwane.
- Zapewnienie odpowiedniego odwodnienia wanień wychwytowych w celu opróżnienia zbiorników transportowych. Zlokalizowanie niekompatybilnych chemikaliów w oddzielnych nieckach retencyjnych. Umożliwienie bezpiecznego zamocowania zbiorników transportowych w wannie wychwytowej.
- Rozważenie, na etapie wczesnego projektowania, niezbędnej pojemności instalacji do składowania chemikaliów na miejscu.
- Określenie barier izolujących w odniesieniu do możliwych wycieków, incydentów i wypadków.
- Upewnienie się, czy rurociągi od zbiorników transportowych lub stacji załadunku łądzi do stałych zbiorników lub innych obiektów są samoodpływowe.
- Zabezpieczenie stałych instalacji rurowych i złączy przewodów przed uszkodzeniami wynikającymi z czynności związanych z przemieszczaniem. Zapewnienie ochrony przed spadającymi przedmiotami na krytycznych konstrukcjach i urządzeniach, w tym na obszarach zbiorników na odpady i nad rurociągami.
- Wzięcie pod uwagę wymogu wykonania specjalnego odpływu do zbiornika na chemikalia z urządzeń/systemu wtłaczania chemikaliów.
- Wyposażenie wszelkich systemów cieczy kriogenicznych w izolowane wanny wychwytowe, które mają za zadanie zbierać wszelkie wycieki i zapobiegać niekorzystnemu wpływowi niskiej temperatury na konstrukcje lub inne urządzenia.
- Zaprojektowanie konstrukcji minimalizującej ryzyko wycieków (np. pęknięcia worków) i ułatwiającej zbieranie wycieków. Wycieki materiałów niebezpiecznych, których nie można poddać recyklingowi, powinny być zbierane w celu przewiezienia na ląd jako odpady niebezpieczne.
- Projektowanie systemu transferowego pomiędzy zbiornikami transportowymi i magazynowymi jako systemu zamkniętego, który umożliwia całkowite opróżnienie zbiorników transferowych. W systemach transferowych należy stosować niepowtarzalne złącza w celu zmniejszenia ryzyka niezamierzonego przeniesienia do niewłaściwego zbiornika.

Operacje

- Priorytetowe traktowanie zwrotu niewykorzystanych chemikaliów na ląd i dokonywanie zrzutu do morza jedynie w wyjątkowych przypadkach, gdy jest to zatwierdzone na podstawie odpowiedniego zezwolenia chemicznego (np. w sytuacjach awaryjnych, gdy awaria bariery izolującej na terenie obiektu stwarzałaby zagrożenie dla bezpieczeństwa).
- W przypadku każdego użytego produktu chemicznego należy zachować informacje o ilości, nazwach handlowych, głównych składnikach niebezpiecznych i toksyczności zarówno na obiekcie, jak i w innym miejscu, poprzez centralnie prowadzoną bazę danych „na żywo” (tzn. stale aktualizowaną).
- Zapewnienie, aby sprzęt do zwalczania i powstrzymywania wycieków chemicznych był rutynowo kontrolowany, konserwowany, użytkowany i testowany, a także stosowany lub dostępny w razie konieczności zareagowania.
- Zapewnienie, aby zrzuty cieczy hydraulicznej i innych chemikaliów używanych do obsługi sprzętu podwodnego były ograniczone do minimum, a ich wielkość i częstotliwość stale monitorowana.
- Dokumentowanie i zgłaszanie wszelkich wycieków, a także zdarzeń potencjalnie wypadkowych. W przypadku wycieku lub zdarzeń potencjalnie wypadkowych, które mogą mieć znaczący wpływ na środowisko, należy zbadać przyczyny w sposób dostosowany do danego incydentu i podjąć działania naprawcze, aby zapobiec ponownemu wystąpieniu.
- Konserwacja urządzeń transportowych i obiektów magazynowania zgodnie z wytycznymi producenta i wymogami regulacyjnymi (np. dotyczącymi częstotliwości konserwacji) oraz przechowywanie dokumentacji dotyczącej takiej konserwacji.
- Sprawdzenie urządzeń transportowych i obiektów magazynowania w celu wykrycia ewentualnych wad konstrukcyjnych lub wycieków, jak również zapewnienie bezpieczeństwa tych obiektów.

19.3 Dokumenty odniesienia dla sekcji 19

- [1] Gaurina-Međimurec i in., 2006. Offshore Drilling and Environmental Protection, Uniwersytet w Zagrzebiu.
- [2] OSPAR Decision 2000/2 on a Harmonised Mandatory Control System for the Use and Reduction of the Discharge of Offshore Chemicals (zmieniona decyzją OSPAR 2005/1), OSPAR Recommendation 2008/1 Amending OSPAR Recommendation 2000/4 on a Harmonised Pre-screening Scheme for Offshore Chemicals.
- [3] OSPAR Recommendation 2000/5 on a Harmonised Offshore Chemical Notification Format (HOCNF) (zmienione zaleceniami 2005/3, 2008/2, 2010/3 i 2014/17).
- [4] OSPAR Commission - Work Areas (Offshore Chemicals), <https://www.ospar.org/work-areas/oic/chemicals>
- [5] Strategia Komisji OSPAR dotycząca substancji niebezpiecznych, <https://www.ospar.org/work-areas/hasec/chemicals>
- [6] OSPAR Recommendation 2006/3 on Environmental Goals for the Discharge by the Offshore Industry of Chemicals that Are, or Which Contain Substances Identified as Candidates for Substitution.
- [7] Rozporządzenie (WE) 1907/2006 w sprawie rejestracji, oceny, udzielania zezwoleń i stosowanych ograniczeń w zakresie chemikaliów (REACH).
- [8] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1272/2008 z dnia 16 grudnia 2008 r. w sprawie klasyfikacji, oznakowania i pakowania substancji i mieszanin.

- [9] UK, CEFAS, EOSCA oraz Oil and Gas UK, 2016. REACH Guidance document for the offshore industry.
- [10] Rozporządzenie (UE) nr 528/2012 w sprawie udostępniania na rynku i stosowania produktów biobójczych (rozporządzenie UE w sprawie stosowania produktów biobójczych).
- [11] OSPAR Recommendation 2012/05 for a risk-based approach to the Management of Produced Water Discharges from Offshore Installations.
- [12] OSPAR Agreement 2012-7 „OSPAR Guidelines in support of Recommendation 2012/5 for a Risk-based Approach to the Management of Produced Water Discharges from Offshore Installations”
<http://www.ospar.org/documents?d=32930>
- [13] NORSOK S-003 Environmental Care, 2017.
- [14] DNV GL, 2015. Study of best available techniques for treating produced water discharged from offshore petroleum operations (Norwegian Environment Agency).
- [15] Rozporządzenie (WE) 1907/2006 w sprawie rejestracji, oceny, udzielania zezwoleń i stosowanych ograniczeń w zakresie chemikaliów (REACH).
- [16] CHARM Implementation Network, 2004. Chemical Hazard Assessment and Risk Management (CHARM) model.
- [17] SINTEF Norway, DREAM – Dose-related Risk and Effects Assessment Model
<https://www.sintef.no/en/software/dream/>
- [18] OSPAR Decision 2000/2 on a Harmonised Mandatory Control System for the Use and Reduction of the Discharge of Offshore Chemicals.
- [19] OSPAR, 2005, Guidelines for Toxicity Testing of Substances and Preparations Used and Discharged Offshore, Reference number: 2005-12.
- [20] OSPAR Recommendation 2006/3 on Environmental Goals for the Discharge by the Offshore Industry of Chemicals that Are, or Which Contain Substances Identified as Candidates for Substitution.
- [21] Grupa Banku Światowego/MKF, 2015. Environmental, Health and Safety Guidelines for offshore oil and gas development.
http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f3a7f38048cb251ea609b76bcf395ce1/FINAL_Jun+2015_Offshore+Oil+and+Gas_EHS+Guideline.pdf?MOD=AJPERES
- [22] Komisja Europejska, 2006. Dokument referencyjny dotyczący najlepszych dostępnych technik dla emisji z magazynowania. http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/esb_bref_0706.pdf
- [23] PGS 15, 2016. Opslag van verpakte gevaarlijke stoffen (NL).
<http://www.publicatiereeksgevaarlijkestoffen.nl/publicaties/PGS15.html>
- [24] DNV GL, 2015. Offshore Standard DNV-OS-E201 - Oil and gas processing systems.
<http://rules.dnvgl.com/docs/pdf/dnvgl/os/2015-07/DNVGL-OS-E201.pdf>
- [25] Energy Institute, 2015. Guidelines for bunding of temporarily stored liquids.

20. Działanie prowadzone na morzu 4: Efektywność energetyczna

20.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Ze względu na prowadzoną działalność sektor węglowodorów jest sektorem energochłonnym, dlatego efektywność energetyczna i oszczędność energii od dawna są niezbędnym elementem jego funkcjonowania [1]. Energochłonna działalność ma miejsce przez cały okres eksploatacji pola wydobywczego, w tym podczas wiercenia; wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego (np. pompowania, stosowania gazodźwigu, przetwarzania) oraz do zasilania mediów i systemów pomocniczych na różnych etapach.

Podejście do zarządzania energią na przestrzeni całego okresu eksploatacji pola wydobywczego może przyczynić się do znacznych oszczędności energii, a w związku z tym również do ograniczenia emisji do atmosfery; złagodzenia problemu hałasu związanego z wytwarzaniem energii (np. przez zespoły prądnicowe z silnikami wysokoprężnymi); oraz ogólnego obniżenia ogólnych kosztów eksploatacyjnych. W niniejszej sekcji skupiono się na konkretnych podejściach i technikach zarządzania energią prowadzących do poprawy efektywności energetycznej obiektu wykraczających poza te, które zwykle uwzględnia się w ramach projektu, integracji i konserwacji procesów [1–4]. Należy zauważyć, że zastosowanie podejść i technik z zakresu efektywności energetycznej w dużym stopniu zależy zarówno od etapu eksploatacji, jak i wieku określonego obiektu.

Na obszarach morskich wiele obiektów znajduje się w odległości od lądu, co sprawia, że podłączenie do sieci energetycznych na lądzie jest nierentowne lub są to obiekty ruchome, w przypadku których stałe podłączenie do sieci na brzegu byłoby nieodpowiednie. W związku z tym energia elektryczna zazwyczaj jest wytwarzana na obiekcie. Urządzenia do wytwarzania energii elektrycznej (turbiny, silniki itp.) wykorzystuje się w celu zapewnienia źródła energii dla głównego i pomocniczego układu urządzeń. Zazwyczaj odbywa się to za pośrednictwem turbin albo dużych wysokoprężnych silników tłokowych. Turbiny mogą być zasilane olejem napędowym lub gazem i można w nich wykorzystywać gaz uzyskany w procesie separacji [1,2]. W przypadku gdy ilość gazu ziemnego „mokrego” jest niewystarczająca do zasilania elektrowni, jako paliwo do wytwarzania energii elektrycznej można wykorzystać ropę naftową, o ile dostępne są odpowiednie generatory [3]. W tej sytuacji można wykorzystać również przywożony gaz lub olej napędowy.

Zapotrzebowanie na energię na obszarach morskich różni się w zależności od etapu prowadzonej konkretnej działalności. Na przykład obiekty, na których wykonuje się odwierty, wymagają zasilania w energię, aby wspomóc działalność związaną wierceniami – często przez dłuższy okres czasu. W obiektach wydobywczych o przewidywanym długim okresie eksploatacji pola wydobywczego może pojawiać się stopniowy wzrost zapotrzebowania na energię w miarę spadku poziomów wydobywania i intensyfikacji środków wprowadzonych w celu zwiększenia wydobywania, takich jak wtłaczanie wody lub gazu, sprężanie gazu oraz ponowne wtłaczanie wody wydobytej. Ponadto prawdopodobny wzrost ilości wody wydobytej może wymagać zwiększenia energii wejściowej.

Kluczową kwestią ekologiczną budzącą zaniepokojenie w odniesieniu do zarządzania energią jest efektywne wykorzystanie energii oraz zminimalizowanie emisji czynników zanieczyszczenia powietrza. Emisje do powietrza pochodzące z wytwarzania energii elektrycznej nie wchodzą w zakres niniejszych wytycznych, ale za to zostały uwzględnione w dokumencie referencyjnym dotyczącym najlepszych dostępnych technik w zakresie dużych obiektów energetycznego spalania sporządzonym na podstawie dyrektywy 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych [5]. Oprócz ograniczania ryzyka dla środowiska zarządzanie energią na obszarach morskich zapewnia ogólną efektywność operacyjną obiektu. Skrupulatne zarządzanie energią z ekonomicznego punktu widzenia leży również w interesie organizacji zaangażowanych w działania prowadzone na morzu.

Środki można zastosować na wszystkich etapach działalności prowadzonej na polu wydobywczym, aby zapewnić odpowiednie zarządzanie energią, przy czym największa możliwość wpływania na efektywność energetyczną obiektu morskiego pojawia się na etapie projektowania. Oczekuje się istnienia odpowiednio zorganizowanego systemu zarządzania energią, służącego spełnieniu minimalnych wymogów określonych w art. 8 dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej (2012/27/UE) (załącznik VI) [6]. Znaczne oszczędności zużycia energii mogą ograniczyć emisje do powietrza oraz umożliwić zmniejszenie kosztu infrastruktury i innych kosztów eksploatacyjnych. Rzeczywiście jednym z dokumentów, które zazwyczaj opracowują organizacje zajmujące się eksploatacją złóż węglowodorów na etapie projektowania, jest Przegląd najlepszych dostępnych technik w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, w którym rozpatruje się różne potencjalne rozwiązania dotyczące wytwarzania energii elektrycznej i omawia je w kontekście projektowania obiektu jako całości. Przegląd najlepszych dostępnych technik zwykle obejmuje proces wyboru wariantu prowadzący do określenia optymalnego rozwiązania. W niniejszym dokumencie brak dokładniejszego opisu tego procesu ze względu na fakt, że znajduje się on w dokumencie referencyjnym dotyczącym najlepszych dostępnych technik w zakresie dużych obiektów energetycznego spalania sporządzonym na podstawie dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych [5].

Ryzyko bezpośrednio lub pośrednio związane z efektywnością energetyczną, takie jak wpływ spalania gazu na pochodniach lub uwalniania do atmosfery, emisje do atmosfery i zmniejszanie się zasobów, zazwyczaj uwzględnia się w ramach oceny ryzyka dla środowiska, takiej jak ocena oddziaływania na środowisko / identyfikacja zagrożeń dla środowiska (sekcje 3.5.4/3.5.7), i zostało omówione w sekcji Działanie prowadzone na morzu 5 (sekcja 21).

20.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem mające na celu zwiększanie efektywności energetycznej projektów/obiektów to:

- Posiadanie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym (sekcja 3.4.2).
- Uznanie wymogów w zakresie efektywności energetycznej za część jak najwcześniejszego etapu w procesie zatwierdzania wszystkich projektów inwestycji kapitałowych.
- Zapewnienie, aby zarządzanie energią było traktowane jako część środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie zagrożeń dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcje 3.5.4/3.5.7).
- Wdrożenie systemu zarządzania efektywnością energetyczną albo jako odrębnego systemu [7], albo w ramach zintegrowanego systemu zarządzania [8] obejmującego cały cykl eksploatacji pola wydobywczego i zawierającego następujące elementy [9]:
 - ▶ definicję polityki efektywności energetycznej w odniesieniu do obiektu oraz zobowiązanie pracowników kadry wykonawczej wyższego szczebla do przestrzegania tej polityki;
 - ▶ ramy systemu uwzględniające strategię o określonych założeniach i celach oraz zbiór procedur operacyjnych służących wsparciu realizacji tej strategii;
 - ▶ podstawę przyjętej strategii efektywności energetycznej, w tym ocenę ryzyka, w ramach której dokonano przeglądu ryzyka dla zdrowia, bezpieczeństwa, społeczeństwa i środowiska związanego ze zużyciem energii, aby zrozumieć kompromisy, które można osiągnąć przy zarządzaniu ryzykiem do akceptowalnego poziomu;
 - ▶ mechanizmy i narzędzia do prognozowania zużycia energii w czasie trwania projektu, w ramach których uwzględniono przewidywane odchylenia, np. spodziewane zmiany profilu wydobywania dla instalacji wydobywczych [6];

- ▶ analizę porównawczą, uwzględniającą identyfikację i ocenę wskaźników efektywności energetycznej (np. procesy operacyjne, łańcuch dostaw itp. [10]) na przestrzeni czasu oraz systematyczne i regularne porównanie z sektorowymi, krajowymi lub regionalnymi normami efektywności energetycznej;
- ▶ funkcje przeglądu efektywności oraz działań naprawczych, w tym:
 - prowadzenie odpowiednio wdrożonego monitoringu efektywności z uwzględnieniem pomiaru energii i programów monitorujących, co ma na celu umożliwienie określenia podstawy zużycia energii;
 - przegląd względem specyfikacji producentów;
 - wykonywanie analizy zużycia energii i efektywności energetycznej oraz zidentyfikowanie praktycznych i opłacalnych sposobów zwiększenia efektywności energetycznej;
 - zapewnianie stałej i skutecznej konserwacji infrastruktury, w szczególności energochłonnego sprzętu, np. sprężarek i pomp;
 - przeprowadzanie okresowych audytów energetycznych;
- ▶ przegląd systemu zarządzania efektywnością energetyczną dokonywany przez kadrę kierowniczą wyższego szczebla w celu zapewnienia jego stałej przydatności, adekwatności i skuteczności.
- Zapewnienie w przypadku nowych obiektów i zmian w istniejących obiektach, aby w projekcie technicznym (sekcja 3.5.5) uwzględniono aspekty efektywności energetycznej, w tym:
 - ▶ w przypadku nowych obiektów zastosowanie zintegrowanych praktyk projektowania polegających na tym, że obiekt postrzegany jest jako jednolity system i celem jest zminimalizowanie ogólnego zużycia energii w całym przewidywanym zakresie warunków eksploatacji, z jednoczesną maksymalizacją wydobywania, wyborów konfiguracji oraz wariantów oczyszczania;
 - ▶ w przypadku istniejących obiektów nadal istnieje możliwość zwiększenia oszczędności wynikających z poprawy efektywności energetycznej dzięki zastosowaniu środków ukierunkowanych na energochłonne działania, chociaż dostępna liczba możliwości zwiększenia efektywności energetycznej może być mniejsza.

20.3 Najlepsze dostępne techniki

Za najlepsze dostępne techniki w zakresie zwiększania efektywności energetycznej uznaje się następujące techniki¹⁶:

- Badania dotyczące efektywności energetycznej – badania dotyczące efektywności energetycznej należy przeprowadzać jako część fazy koncepcyjnej oraz podczas procesów wyboru możliwości, w tym oznaczania ilościowego i ustalania wpływu poszczególnych możliwości na różne formy energii (wydobywaną ropę i gaz, nabywany gaz i energię

¹⁶ Należy zauważyć, że techniki te powinny zostać uwzględnione w systemie zarządzania efektywnością energetyczną przedstawionym w sekcji 10.2.

elektryczną, straty energii itp.). Później na etapie projektowania technicznego efektywność energetyczną można dalej zwiększać dzięki optymalizacji parametrów procesu oraz starannemu doborowi systemów i sprzętu [9].

- Monitorowanie zużycia energii – jeżeli jest to możliwe, systemy monitorowania należy wdrażać na szeroką skalę w celu gromadzenia danych, wzbogacania zbioru danych dzięki odpowiedniemu modelowaniu oraz wyznaczania tendencji na przestrzeni czasu, aby zwrócić uwagę na rozbieżności lub potencjalne możliwości poprawy wydajności energetycznej. W sektorze węglowodorów już powszechnie stosuje się monitoring oraz wykorzystuje nowoczesne czujniki, systemy gromadzenia danych i zarządzania informacjami, jak również zaawansowane oprogramowanie do celów kontroli i analiz.
- Zarządzanie złożem – strategię optymalnego wydobywania węglowodorów należy określić na wczesnym etapie projektowania, a następnie dzięki strategii na rzecz optymalizacji zużycia energii w połączeniu z innymi wymogami operacyjnymi można ustalić wybór powiązanych z tym planu wydobywania i potrzeb (wspomaganie wynoszenia cieczy z odwiertu, utrzymanie ciśnienia, elektryczne pompy głębinowe, sprężanie gazu oraz intensyfikacja wydobywania ropy naftowej). W trakcie działalności należy monitorować zachowanie złoża oraz porównywać dane z przewidywaniami, aby odpowiednio dostosować schemat zasilania.
- Aktywna kontrola i dokładniejsze monitorowanie odwiertów – oprócz zarządzania złożem stała kontrola i dokładniejsze monitorowanie odwiertów przyczyniają się do zwiększenia efektywności wydobywania dzięki szybszemu diagnozowaniu i kontrolowaniu wszelkich problematycznych zachowań odwiertu w miarę, jak się pojawiają, takich jak niedostateczny gazodźwig (jedno- lub dwukolumnowy), nieregularny napływ i odpływ.
- Instalacje technologiczne – w przypadku wydobywania ropy i gazu na obszarach morskich należy uwzględnić zapotrzebowanie na energię różnych instalacji w zależności od potrzeb projektu. Podsumowanie najlepszych dostępnych technik dla szeregu konkretnych instalacji przedstawiono w tabeli 20.1. Zasady projektowania i eksploatacji obejmują:
 - ▶ w odniesieniu do każdej inwestycji należy zoptymalizować rodzaj i konfigurację sprężarek (w tym liczbę zespołów, liczbę etapów sprężania, konfigurację przestrzenną i mechaniczną oraz rodzaj sprężarek). Jeżeli jest to możliwe, przy wyborze maszyn wirnikowych (tj. sprężarek, turbin, pomp) należy uwzględnić zmienne profile wydobywania;
 - ▶ należy skrupulatnie przeanalizować projekt systemu przesyłowego ropy naftowej i gazu, aby spełnić wymogi w zakresie wydajności urządzeń wydobywczych i wydajności procesów. Projektowanie w sposób zapewniający nadwyżkę mocy produkcyjnych należy przeanalizować zarówno pod względem początkowego zapotrzebowania na energię, początkowej efektywności energetycznej, jak i przyszłych potrzeb w całym okresie eksploatacji pola wydobywczego;
 - ▶ należy dokonać przeglądu potrzeb w zakresie przesyłu węglowodorów w okresie eksploatacji pola wydobywczego w celu określenia odpowiedniej konfiguracji i instalacji pomp przesyłowych zapewniającego osiągnięcie optymalnej wydajności dla różnych trybów pracy;
 - ▶ napędy bezstopniowe zapewniają elastyczność pracy w trakcie całego okresu eksploatacji pola wydobywczego, gdy występują zmiany w procesie technologicznym (natężenia przepływu, ciśnienia, składu płynów itp.) lub gdy spodziewane są zmiany wielkości produkcji lub warunków w czasie, co prowadzi do oszczędności energii i korzyści ekonomicznych;
 - ▶ układ glikolowy stosowany do dehydratacji gazu należy rozważać z punktu widzenia zapotrzebowania na energię, a jego wydajność w zakresie dehydratacji odpowiednio zoptymalizować pod względem temperatury cyrkulatora, szybkości recyrkulacji glikolu,

czystości glikolu, ciśnienia i temperatury gazu bogatego przed suszeniem glikolem, szybkości odpędzania paliwa gazowego itp.;

- ▶ aby uzyskać oszczędności energii i gazu dzięki odzyskiwaniu ciepła wytwarzanego przez inne systemy (np. oddzielania ropy naftowej od wody), na kominach odprowadzających spaliny z turbin można zamontować systemy odzysku ciepła odpadowego (WHRU);
- Systemy wtłaczania wody – w przypadku wydobywania na obszarach morskich, w zależności od konkretnych wymogów projektu, należy wziąć pod uwagę, że:
 - ▶ konfigurację pomp tłoczących (w tym liczba pomp, konfiguracja przestrzenna) należy zoptymalizować dla każdego projektu, uwzględniając efektywność energetyczną wraz z wyborem technologii, warunki eksploatacji oraz koszty inwestycyjne i operacyjne (zużycie energii);
 - ▶ napędy bezstopniowe – zob. powyżej. W przypadku kluczowych maszyn dynamicznych (np. pomp tłoczących wodę) oraz w stosownych przypadkach napęd bezstopniowy może przyczynić się do oszczędności energii i przynieść korzyści ekonomiczne dzięki uniknięciu recyrkulacji po stronie ssawnej i tłocznej pompy.
- Media i systemy pomocnicze – w przypadku wydobywania ropy naftowej i gazu na obszarach morskich, w zależności od konkretnych wymogów projektu, należy wziąć pod uwagę fakt, że:
 - ▶ systemy chłodzenia mają specjalne zapotrzebowanie na energię, a ich konfigurację i efektywność należy analizować i optymalizować zgodnie z potrzebami obiektu;
 - ▶ wymienniki ciepła to systemy zamkniętego obiegu wykorzystywane do odzyskiwania nadmiaru ciepła lub chłodzenia i ponownego wykorzystania do celów związanych z procesem (np. ogrzewanie wstępne, klimatyzacja);
 - ▶ oświetlenie energooszczędne zmniejszające zapotrzebowanie na energię oraz ocena potrzeb i priorytetów w zakresie oświetlenia; optymalizacja wykorzystania światła naturalnego; wybór odpowiednich opraw oświetleniowych i energooszczędnych lamp, (np. technologia LED).

Tabela 20.1 Przykłady systemów BAT w odniesieniu do obsługi i konserwacji, głównych udoskonaleń oraz nowych technik

System	Obsługa i konserwacja	Główne udoskonalenia *	Nowe techniki **
Pompowanie	Koncentracja na optymalizacji różnicowego ciśnienia przepływu, minimalizacja liczby równoległych pomp będących w użyciu, zapewnienie odpowiedniego luzu ścieralnego pierścienia izolacyjnego.	Napędy o zmiennej częstotliwości, wirniki o zmniejszonej średnicy lub odłączone wirniki służące ograniczeniu wysokości podnoszenia, jeśli jest nadmierna, modernizacja wirników w celu umożliwienia pracy mniejszej liczby pomp, zmiany rurociągów i zaworów, aby ograniczyć spadek ciśnienia, dodanie turbiny rozprężnej z generatorem wspomagania pompy w celu odzyskania strat mocy; wzięcie pod uwagę zastosowania elektrycznych pomp głębinowych, powłok wirnika oraz półprzewodnikowych modułów napędowych o zmiennej częstotliwości i wyższym napięciu.	

System	Obsługa i konserwacja	Główne udoskonalenia *	Nowe techniki **
Wytwarzanie energii elektrycznej i napędy turbin gazowych	Wybieranie bardziej wydajnych turbin gazowych lub energii sieciowej (jeżeli warunki na to pozwalają), gospodarowanie obciążeniem turbiny gazowej na poziomie do ~N+1 lub w miarę możliwości niższym, zarządzanie ciśnieniem różnicowym w filtrze wlotowym powietrza i konserwacją filtra, rozwiązywanie problemu nieszczelnych przepustnic w otoczeniu systemów odzysku ciepła odpadowego, śledzenie wydajności i degradacji, optymalizacja układów przekształcania energii dostosowana do zapotrzebowania na energię.	Instalacja filtrów, dodanie wiatrochronów mających na celu odchylenia strumienia ciepłego powietrza od wlotów, dodanie chłodzenia powietrza wlotowego do celów zaspokojenia zapotrzebowania w lecie, dodanie lub wymiana turbin na zmodyfikowane turbiny lotnicze lub silniki gazowe (np. o sprawności >40%) lub systemu, podłączenie do sieci energetycznej, modernizacja urządzeń wewnętrznych, aby osiągnąć wyższą moc i wydajność, tj. dodanie kompaktowych systemów odzysku ciepła odpadowego do ogrzewania gorącej ropy, uzyskanie większej mocy z gorących spalin z turbiny gazowej (turbiny gazowej o obiegu zamkniętym) dzięki parze z parowego kotła odzysknicowego oraz z turbiny kondensacyjnej, za pośrednictwem gorącej ropy i wspomnianych poniżej nowych technik Integracja energii ze źródeł odnawialnych. Korzystanie z odnawialnych źródeł energii, o ile to możliwe, w zależności od zapotrzebowania na energię elektryczną, ekonomiki i lokalnego środowiska.	Rozważenie stosowania nowych technik, na przykład zainstalowania przyczepy z akumulatorami zapewniających rezerwę na ~30 minut, aby umożliwić pracę w trybie N+0, zamontowania instalacji odnawialnych źródeł energii i akumulatora z turbinami gazowymi lub bez nich, zamontowania instalacji do wytwarzania energii elektrycznej z CO ₂ w stanie nadkrytycznym pochodzącego z wylotu turbiny gazowej z kompaktowym systemem odzysku ciepła odpadowego z komina i płozami, membranowych systemów kondycjonowania gazu umożliwiających działanie palników o niskiej emisji NO _x lub bardziej niezawodną pracę turbin gazowych.
Odzysk ciepła i gorąca ropa	Analizowanie współczynników ogólnego przenikania ciepła z procesu do procesu oraz zarządzanie zanieczyszczeniami i ich usuwaniem; maksymalne zwiększenie ilości ciepła odzyskanego przed wykorzystaniem ciepła pochodzącego ze spalania; obniżenie temperatury dostaw gorącej ropy, aby zwiększyć przepływ do użytkowników i zminimalizować obejście; optymalizacja pomp będących w eksploatacji lub ciśnienia zasilania napędów bezstopniowych; zapewnienie, aby systemy odzysku ciepła odpadowego ze spalin turbin gazowych były maksymalnie wykorzystywane, a obejścia były zamknięte, jeżeli pojawi się potrzeba ciepła z gorącej ropy spalanej w piecu.	Zwiększenie integracji ciepła poprzez zwiększenie powierzchni lub wymiana spawanych płytowych wymienników ciepła; rozbudowanie systemów odzysku ciepła odpadowego w celu minimalizacji zużycia energii w całej instalacji.	Rozważenie zastosowania nowych technik, na przykład wykorzystania nadwyżki ciepła z gorącej ropy do zasilania lub chłodzenia.
Chłodnice powietrzna	Udoskonalenie monitorowania (temperatura podejścia, pulpitów nawigacyjnych), czyszczenia, optymalizacji wentylatora z napędem bezstopniowym o zmiennej częstotliwości, konserwacji kąta natarcia łopat, pasów,	Udoskonalenie wiązek rur, modernizacja łopat wentylatorów, przejście na łopaty z tworzywa sztucznego wzmacnianego włóknami, wiatrochrony odchylające gorące powietrze.	Rozważenie zastosowania nowych technik, np. wiązek rur żebrowanych, aby zwiększyć powierzchnię wewnątrz rur chłodnic powietrznych i wodnych, modernizacja chłodnicy powietrza przez

System	Obsługa i konserwacja	Główne udoskonalenia *	Nowe techniki **
	uszczelnień końcówki i piasty.		zastosowanie „Whizz wheel”.
Chłodzenie wodą	Optymalizacja cykli jakościowych wody, zarządzanie zanieczyszczeniami, pompami wody obiegowej i wentylatorami.	Przegląd uszczelnienia i wentylatorów systemu zimnej wody; dodanie pomp z napędem bezstopniowym, aby wyrównywać ciśnienie, obniżać ciśnienie oraz dodanie małych pomp wspomagających na potrzeby wyżej położonych użytkowników; wymiana rur u dużych użytkowników o krytycznym znaczeniu podłączonych szeregowo z jednoczesnym odciążeniem głównego kolektora dla dalszych użytkowników, przekierowanie wody morskiej do chłodniejszego wlotu.	Wzięcie pod uwagę zastosowania nowych technik, np. nowatorskich konstrukcji wentylatorów, systemów zapobiegających porastaniu glonami morskimi w przypadku zanieczyszczenia wody morskiej.
Oziębianie i schładzanie	Zapewnienie optymalnego zarządzania agregatem chłodniczym w drodze oceny zarządzania porastaniem glonami na wysokich poziomach ustawienia agregatu chłodniczego najlepsze praktyki dotyczące kondensatorów; pozwolenie, aby ciśnienie międzystopniowe unosiło się, i stosowanie łopatki kierującej lub bezstopniowych napędów w sprężarce w celu zminimalizowania recyklingu; zarządzanie jakością czynnika chłodniczego, usuwanie lekkich frakcji; zmiana składu czynnika chłodniczego zimą i latem (głównie w przypadku cyklu skroplonego gazu ziemnego poddanego regazyfikacji).	Zwiększenie chłodzenia powietrza/wody w górnej części instalacji i w kondensatorach; wymiana rur u użytkowników na cieplejszy poziom czynnika chłodniczego; dodanie użytkowników przed ekonomizerami w systemach z dwoma i większą liczbą stopni; przejście w sprężarkach na uszczelnienia gazem suchym w celu ograniczenia zanieczyszczenia czynnika chłodniczego olejem.	Rozważenie zastosowania nowych technik, np. wiązek rur żebrowanych, aby zwiększyć powierzchnię rur kondensatora chłodziarki, nowatorskich czynników chłodniczych na potrzeby optymalizacji zimą i latem.

* Możliwość wprowadzenia opisanych głównych udoskonalień będzie zależać od wyników oceny BAT (zob. załącznik C).

** Ponieważ techniki te są „nowe”, podano je w celu przedstawienia kontekstu w odniesieniu do potencjalnych przyszłych innowacji i nie należy traktować ich jako reprezentatywnych dla aktualnych BAT.

20.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 20

- [1] Statoil, 2012. Mariner Area Development Environmental Statement, opracowanie Statoil.
- [2] Antrim Energy, 2014. Ffyne Field Development Environmental Statement, opracowanie Antrim Energy.
- [3] Siemens, 2012. Power Generation for Heavy Oil Applications, broszura Siemens na temat zastosowań technicznych. http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/gas-turbines/power-generation-for-heavy-oil-applications_brochure_en.pdf
- [4] PSI, 2005. Energy Use in Offshore Oil and Gas Production. Trends and Drivers for Efficiency from 1975 to 2025. Dokument roboczy PSI, wrzesień 2005. <http://psi.org.uk/pdf/Energy%20Working%20Paper%20-%20June%202005.pdf>
- [5] Komisja Europejska, 2017. Best Available Techniques (BAT) Reference Document on Large Combustion Plants. http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/LCP/JRC107769_LCP_bref2017.pdf.
- [6] Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej (2012/27/UE) (załącznik VI).

- [7] Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna (ISO), ISO 50001 – Systemy zarządzania energią. <https://www.iso.org/iso-50001-energy-management.html>
- [8] Unijny system ek zarządzania i audytu (EMAS). http://ec.europa.eu/environment/emas/index_en.htm
- [9] IPIECA, 2014. Energy Efficient Design. <http://www.ipieca.org/resources/energy-efficiency-solutions/general/energy-efficient-design/>
- [10] NOGEPA, 2013. Meerjarenplan (MJP) 2011–2016 Energie-Efficiency. Nederlandse olie- en gasproducerende industrie. <https://www.rvo.nl/teren/default/files/2013/10/Olie-%20en%20Gasproducerende%20industrie%20MJP%202011–2016%20.pdf> (część długoterminowych niderlandzkich umów dotyczących efektywności energetycznej – MJA3 2011–2020).

21. Działanie prowadzone na morzu 5: Spalanie gazu na pochodniach i uwalnianie do atmosfery

21.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Działalność związana z eksploatacją złóż węglowodorów obejmuje oddzielanie i przetwarzanie mieszanin płynu złożowego składających się z gazu, ropy naftowej i wody i różnych innych składników. Stosowane w tym celu systemy dają możliwość odprowadzenia gazów do atmosfery w postaci spalania gazu na pochodniach i uwalnianie go do atmosfery w zależności od potrzeb. Spalanie gazu w pochodniach i uwalnianie do atmosfery mogą być stosowane w ramach [1,2]:

- etap poszukiwań: podczas działalności związanej z wykonywaniem odwiertów naftowych i gazowych, ich zbrojeniem i testowaniem;
- etap wydobywania: w sytuacjach obejmujących:
 - ▶ rutynową działalność związaną z wydobywaniem węglowodorów;
 - ▶ planowane nierutynowe obniżanie ciśnienia w urządzeniach technologicznych i rurociągach w celu przeprowadzenia konserwacji; oraz
 - ▶ niezamierzone i nierutynowe obniżenie ciśnienia w urządzeniach technologicznych i rurociągach z powodu zakłóceń w procesie/samoczynnego wyłączenia lub w sytuacjach awaryjnych (tj. jako środek bezpieczeństwa).

Spalanie gazu na pochodniach to oznacza konkretnie sytuację, w której po doprowadzeniu gazu z instalacji technologicznej kolektorem do pochodni jest on spalany. Pochodnie umieszcza się zwykle w bezpiecznej odległości od eksploatowanego obiektu i personelu, aby kontrolować wszelkie ryzyko związane z promieniowaniem cieplnym i zapewnić bezpieczne rozproszenie produktów spalania. Uwalnianie do atmosfery odnosi się do uwalniania niespalonego gazu z instalacji technologicznej i strefy magazynowej do atmosfery. Na morzu głównym źródłem uwolnionych emisji są zbiorniki ładunkowe surowej ropy, zbiorniki ścieków, czynności związane z rozładunkiem, odgazowywanie kolektorów pochodni i odpowietrzników, pompy i urządzenia regulujące ciśnienie (jeżeli gaz nie jest spalany na pochodniach).

Spalanie gazu na pochodniach i uwalnianie go do atmosfery na etapie rozpoznawania zwykle trwają krótko i służą zebraniu danych przydatnych w projektowaniu instalacji wydobywczych na późniejszym etapie zagospodarowywania pola wydobywczego. Na tym etapie właściwości złoża mogą jeszcze nie być dobrze znane, co wymaga uwolnienia węglowodorów gazowych do atmosfery, jeżeli napotka się je podczas wiercenia, zbrojenia lub testowania odwiertu.

Działalność związaną z wydobywaniem prowadzi się przez dłuższy czas i wiąże się ona z zainstalowaniem bardziej trwałych obiektów i urządzeń do wydobywania węglowodorów, które w ramach projektowania procesu obejmują infrastrukturę do spalania gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery. Funkcje takiej infrastruktury polegają na możliwości obniżenia ciśnienia w instalacjach technologicznych w sytuacjach takich, jak opisano powyżej. Projektowanie instalacji wydobywczych powinno zatem przebiegać zgodnie z „hierarchią obniżania ciśnienia”, dzięki której gaz powstający podczas przetwarzania węglowodorów (w kolejności preferencji) jest:

1. doprowadzany z powrotem do procesu (np. aby wykorzystać go jako gaz opałowy lub na wywóz), dzięki czemu nie ma konieczności bezpośredniej emisji dwutlenku węgla (w wyniku spalania gazu na pochodniach) lub metanu (w wyniku uwalniania do atmosfery); albo
2. kierowany do zamkniętego systemu pochodni do spalania, w wyniku czego do atmosfery emitowany jest dwutlenek węgla, co jest metodą preferowaną w stosunku do uwalniania do atmosfery powodującego emisję metanu; albo
3. odprowadzany do atmosfery przez odpowietrznik – najmniej preferowany z punktu widzenia środowiska wariant powodujący emisję niespalonego metanu do atmosfery.

Decyzję o tym, który z tych trzech sposobów odprowadzania gazu należy wybrać, podejmuje się na podstawie ograniczeń technicznych, związanych z bezpieczeństwem, regulacyjnych i ekonomicznych [3]. Zważywszy na długoterminowy charakter działalności związanej z wydobywaniem, zmiany stosowanych praktyk i modyfikacje obiektu mogą mieć długoterminowy, trwały i istotny wpływ na emisje z pochodni i wylotów, dlatego też należy je dokładnie rozważyć na wczesnym etapie. Nowe instalacje wydobywcze należy projektować zgodnie z zasadą „braku konieczności rutynowego spalania gazu na pochodniach ani uwalniania do atmosfery”.

Przykłady działań, które mogą skutkować uwolnieniem gazu do atmosfery (i potencjalnie spalaniem na pochodniach) to m.in. wszelkie uwalnianie gazu z urządzeń ciśnieniowych (np. remonty odwiertów, zbrojenie odwiertów, opróżnianie rurociągów (pigowanie) itp.), a także przetwarzanie węglowodorów (np. proces dehydratacji gazu, procesy przetwarzania gazu zakwaszonego itp.). W wyniku uwalniania do atmosfery emitowane są w większości węglowodory, głównie metan i NMLZO. W wyniku spalania gazu na pochodniach emitowany jest głównie dwutlenek węgla, a także tlenek węgla, metan, LZO, tlenki azotu i siarki oraz inne zanieczyszczenia [1].

Spalanie gazu na pochodniach i uwalnianie do atmosfery są powszechnie uznawane za istotne źródło emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczenia powietrza, w przypadku których można odpowiednio zarządzać ryzykiem. Jak wskazano powyżej, spalanie gazu na pochodniach jest preferowaną alternatywą dla uwalniania do atmosfery, ponieważ jest bezpieczniejsze (eliminuje możliwość nieplanowanego zapalenia się gazu), a także ogranicza emisję metanu, którego współczynnik ocieplenia globalnego jest większy niż dwutlenku węgla [4]. Spalanie gazu na pochodniach może mieć również potencjalne oddziaływanie w postaci światła lub hałasu, co może wymagać rozważenia w zależności od czynników wrażliwości środowiskowej w danym miejscu. Zarządzanie emisjami jako podejście do zarządzania ryzykiem omówiono szerzej w sekcji 3.5.14.

Zakres niniejszej sekcji nie obejmuje szczegółowego omówienia stosowania spalania gazu na pochodniach oraz uwalniania do atmosfery jako środków bezpieczeństwa. Funkcja taka jest jednak uznawana i wiele podejść do zarządzania ryzykiem i najlepszych dostępnych technik uwzględniających spalanie gazu na pochodniach i uwalnianie do atmosfery ma również zastosowanie związane z bezpieczeństwem. Należy zauważyć, że w wielu jurysdykcjach spalanie gazu na pochodniach i uwalnianie do atmosfery są dozwolonymi działaniami, nad którymi nadzór sprawuje organ regulacyjny.

Niniejsze prace nie obejmują emisji niezorganizowanych; uwzględniono je w sekcji Działanie prowadzone na morzu 6 (sekcja 22).

21.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w przypadku spalania gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery to:

- Wprowadzenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który uwzględnia procesy i procedury zarządzania spalaniem gazu w pochodniach i uwalnianiem do atmosfery (sekcja 3.4.2).

- Wdrożenie planu zarządzania emisjami uwzględniającego zarządzanie gazami cieplarnianymi w obiekcie, w tym metanem i dwutlenkiem węgla pochodzącymi ze spalania gazu na pochodniach, uwalniania do atmosfery i emisji niezorganizowanych. Plan ten powinien zapewnić techniczne, komercyjne i środowiskowe uzasadnienie zarządzania emisjami oraz uwzględniać właściwości złoża, w tym skład cieczy i zmiany w czasie (np. pod względem wody, H_2S oraz współczynników rozpuszczalności gazu w ropie). Poziom szczegółowości planu powinien odpowiadać złożoności obiektu (sekcja 3.5.14).
- Uwzględnienie zarządzania spalaniem gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery w ramach środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie zagrożeń dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcje 3.5.4/3.5.7). Mogą one zawierać odniesienia do opisanego powyżej planu zarządzania emisjami.
- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2).
- Rozważenie efektywności operacyjnej na wszystkich etapach zagospodarowywania, począwszy od projektowania, poprzez poszukiwanie, wydobywanie i likwidację. Maksymalizacja efektywności operacyjnej minimalizuje prawdopodobieństwo wystąpienia nieplanowanych przypadków spalania w pochodni.
- Zastosowanie przy projektowaniu nowych obiektów lub dokonywaniu zmian w istniejących obiektach procesu wyboru wariantu w celu ustalenia potencjału w zakresie ograniczenia spalania gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery oraz w zakresie odzyskiwania gazu. Może obejmować on (sekcje 3.5.5 i 3.5.14) [5]:
 - ▶ zapewnienie, aby gazy były wychwytywane do późniejszego wykorzystania, oraz minimalizowanie spalania gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery w fazach poszukiwania i wydobywania;
 - ▶ projektowanie nowych instalacji wydobywczych zgodnie z zasadą braku konieczności rutynowego spalania gazu na pochodniach ani uwalniania do atmosfery;
 - ▶ projektowanie systemów pochodni w taki sposób, aby uwzględnić zakres natężeń przepływu gazu i jego składu zgodnie z przewidywaniami dla etapu rozpoznawania/rozruchu, a także, na podstawie faktycznych danych, na etapie wydobywania i ostatecznie likwidacji;
 - ▶ projektowanie odzyskiwania gazu w drodze jego recyklingu w instalacji do przetwarzania. W przypadku nowych obiektów odzyskiwanie gazów jest sprawdzonym rozwiązaniem dla większych źródeł emisji/procesów generujących więcej emisji [6]. W przypadku istniejących obiektów dodatkowe odzyskiwanie gazów odlotowych może wymagać modyfikacji technicznych obiektów przetwarzania, np. instalacji sprężarek niskociśnieniowych. W związku z tym istotne jest, aby uwzględnić ograniczenia wynikające z konkretnych cech obiektu (ograniczenia związane z rodzajem, wiekiem, przestrzenią) oraz właściwości złoża. Kwestie dotyczące możliwości zastosowania omówiono na końcu niniejszej sekcji;
 - ▶ w przypadku nowych obiektów projektowanie systemów pochodni obsługujących wysokociśnieniowe źródła, aby odzyskiwać gaz podczas normalnej eksploatacji. Należy również rozważyć odzyskiwanie gazu z systemów pochodni obsługujących niskociśnieniowe systemy podczas normalnej pracy;
 - ▶ ograniczenie do minimum uwalniania do atmosfery przez zawory odgazowujące, bez uszczerbku dla bezpieczeństwa, poprzez zastosowanie środków obejmujących instalację

urządzeń do ograniczenia ilości gazu upuszczanego, urządzeń do odzyskiwania gazu spalanego w pochodni oraz zastosowanie obojętnego gazu odlotowego;

- ▶ ograniczenie do minimum przenoszenia i porywania cieczy w strumieniu pochodni gazowej za pomocą odpowiedniego systemu oddzielania cieczy;
 - ▶ zapewnienie, aby gazy niebędące węglowodorami, takie jak siarkowodór czy amoniak, które mogą być kierowane to pochodni, były wymieszane z wystarczającą ilością węglowodorów gazowych, aby zapewnić całkowite spalanie obu rodzajów gazów na końcówce pochodni;
 - ▶ projektowanie odpowietrzników odprowadzających gaz w taki sposób, aby kierowały go do pochodni, o ile jest to możliwe;
 - ▶ zapewnienie możliwości pomiaru/oszacowania gazu spalanego w pochodni, zgodnie z wymogami unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS) [7].
- Przykłady konkretnych podejść, które można wdrożyć, to m.in.:
 - ▶ poszukiwanie (np. testowanie odwiertów):
 - możliwości ograniczenia spalania gazu na pochodniach należy rozważyć na jak najwcześniejszym etapie planowania w odniesieniu do testowania odwiertów, w szczególności gdy określa się czas trwania i intensywność testów.
 - przeglądy należy przeprowadzać z udziałem przedstawicieli różnych funkcji, aby zoptymalizować planowanie testów odwiertu. Możliwości zminimalizowania spalania gazu na pochodniach po rozpoczęciu programu testowania odwiertów będą prawdopodobnie znacznie bardziej ograniczone;
 - o ile jest to możliwe i wykonalne, spalanie ropy naftowej na pochodniach należy ograniczyć poprzez zastosowanie tymczasowego składowania. Należy zdawać sobie sprawę, że oddzielanie ropy naftowej, gazu i wody może być trudne w przypadku niektórych testów odwiertów poszukiwawczych oraz że trudności takie mogą nie być znane do czasu przetestowania odwiertu;
 - o ile jest to możliwe, należy wyeliminować spalanie gazu na pochodniach podczas testowania odwiertów. Nie zawsze będzie to możliwe, dlatego też czas trwania i intensywność badania otworu należy uzasadnić w oparciu o podstawy techniczne, finansowe i środowiskowe;
 - w przypadku budowy nowych obiektów należy zachęcać operatorów do rozważenia na etapie projektu przedsięwzięcia koncepcji, dzięki którym można całkowicie uniknąć konwencjonalnego testowania odwiertów;
 - ▶ działalność wydobywcza:
 - o ile jest to możliwe, należy wyeliminować spalanie gazu na pochodniach w trakcie działalności wydobywczej. Nie zawsze będzie to możliwe, dlatego też czas trwania i intensywność testowania odwiertu należy uzasadnić w oparciu o podstawy techniczne, finansowe i środowiskowe;
 - ograniczenie spalania gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery zarówno ze względów związanych z ochroną środowiska, jak i w celu zoptymalizowania efektywności gospodarowania zasobami (unikanie marnowania ograniczonych zasobów i związanych z nimi przychodów);
 - w ramach dopuszczalnych poziomów spalania gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery należy uwzględnić czynniki takie jak dostępność infrastruktury

eksportowej, warianty projektowe i technologiczne. Potencjał wykorzystania strumieni gazów może mieć znaczący wpływ na możliwości zarządzania spalaniem gazu na pochodniach i uwalnianiem do atmosfery. Obejmują one przepustowość rurociągów, przepustowość terminali naftowych i gazowych, magazynowanie oraz konsumentów końcowych, w tym rafinerie i innych użytkowników strumieni gazu;

- w odniesieniu do założonych docelowych ilości spalanego gazu na pochodniach (np. do celów rozruchu i eksploatacji/wydobycia) należy dążyć do ciągłej poprawy wyników i należy określić warunki/ustalenia dotyczące wszelkich odchyłeń (np. uzasadniony może być ewentualny wzrost założonej wartości, na przykład w celu przeprowadzenia konserwacji, która w sposób zrównoważony ogranicza spalanie gazu w pochodniach).
- Możliwość zastosowania odzyskiwania gazu do instalacji wiertniczych i wydobywczych może być na morzu ograniczona, ponieważ konstrukcja może nie być przystosowana do obsługi odzyskanego gazu, a ograniczenia przestrzenne mogą uniemożliwiać modernizację systemów. Istnieje również szereg innych ograniczeń, które należy uwzględnić, w tym:
 - ▶ w przypadku systemów przedmuchiwanym azotem recykling mieszanek gazu i azotu zanieczyszczonych tlenem może być niemożliwy;
 - ▶ charakter gazu/cieczy, które dotrą do obiektu w trakcie testu odwiertu lub czyszczenia odwiertu jest często niepewny;
 - ▶ odzyskiwanie gazu może wymagać więcej energii i powodować więcej emisji, niż się oszczędza dzięki spalaniu gazu na pochodniach i uwalnianiu do atmosfery, należy zatem dogłębnie rozważyć korzyści płynące z wdrożenia takich technik.

21.3 Najlepsze dostępne techniki

Za najlepsze dostępne techniki w zakresie spalania gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery uznaje się następujące techniki [5,6,8,9,10,11]:

21.3.1 Spalanie gazu na pochodniach

- Wdrożenie w maksymalnym możliwym stopniu środków mających na celu redukcję gazu źródłowego, w tym zapewnienie, aby zakłady przetwarzające węglowodory lub urządzenia do tego służące były zaprojektowane w sposób zapewniający optymalną wydajność i niezawodność.
- Ograniczenie do minimum uwalniania węglowodorów do atmosfery w wyniku odgazowywania oraz z płomieni pilotowych, bez uszczerbku dla bezpieczeństwa, poprzez zastosowanie środków obejmujących instalację urządzeń do ograniczenia ilości gazu upuszczanego, urządzeń do odzyskiwania gazu spalanego w pochodni oraz obojętny gaz odlotowy.
- Zapewnianie zasilania pomocniczego, aby zapobiec samoczynnemu włączeniu pochodni.
- Rozważenie zastosowania „stałe palących się płomieni pilotowych” i „zapłonu na żądanie” jako głównego układu zapłonowego. Mogą one wyeliminować albo przynajmniej ograniczyć opóźnienie zapłonu pochodni; oraz niezawodność układu zapłonowego [12].
- W przypadku nowych obiektów lub podczas modyfikacji istniejących obiektów określenie wydajnych końcówek pochodni z uwzględnieniem: sprawności spalania, optymalizacji rozmiarów i liczby dyszy zapłonowych oraz zmienności szybkości spalania i składu gazu [12];

oraz optymalizacji konstrukcji pochodni w zależności od warunków procesu w przewidywanym okresie eksploatacji pola wydobywczego.

- Określenie niezawodnego układu zapłonowego płomienia pilotowego, obejmującego odpowiedni dopływ gazu pilotowego o odpowiednio wysokiej wartości opałowej, system wykrywania płomienia pilotowego i osłony przeciwwiatrowe.
- Zastosowanie pochodni z osłonami przeciwwietrznymi na palnikach pilotowych oraz na palniku głównym, aby poprawić sprawność spalania w wyniku ochrony przed oddziaływaniem wiatru bocznego oraz ograniczyć zakłócenia powodowane światłem z pochodni.
- Monitorowanie pochodni, aby wykrywać sytuacje wskazujące na nieefektywne spalanie, takie jak odrywanie płomienia, pełzanie płomienia czy widoczny czarny dym, i reagować na nie.
- Regularne badanie gazu przesyłanego do pochodni i związane z tym parametry spalania (np. mieszanina przepływających gazów i zawartość ciepła, współczynnik wspomagania, szybkość, natężenie przepływu gazu upuszczanego, emisje zanieczyszczeń).
- Przeprowadzanie programów obejmujących inspekcje, konserwację i wymianę pochodni, aby zapewnić ich stałą efektywność.
- Ponadto należy rozważyć zastosowanie środków umożliwiających uniknięcie hałasu powodowanego przez pochodnie, takich jak:
 - ▶ zainstalowanie wtryskiwaczy w taki sposób, aby umożliwić interakcję strumieni i ograniczyć hałas związany z mieszaniami;
 - ▶ zwiększenie skuteczności tłumienia dzięki lepszym i skuteczniejszym formom kontroli;

21.3.2 Uwalnianie do atmosfery

- Projektowanie w taki sposób, aby kierować niskociśnieniowe odpowietrzniki (np. z glikolowych instalacji osuszania gazu) do odzyskiwania gazu spalanego w pochodni lub, jeżeli nie jest to możliwe, do pochodni.
- Stosowanie gazu obojętnego (np. azotu): jako gazu strippingowego i gazu flotacyjnego stosowanego w układach flotacji gazowej wykorzystywanych do oczyszczania ścieków; jako wtórnego gazu uszczelniającego w mechanicznych uszczelnieniach sprężarek; oraz jako gazu odlotowego lub gazu obojętnego w zbiornikach (np. ropy naftowej lub w zbiornikach wyrównawczych nośnika).
- Stosowanie w odniesieniu do zbiorników/wytwarzania poduszki gazowej w pływającej jednostce do wydobywania, magazynowania i przeładunku węglowodorów gazowych, które można odzyskać zamiast uwalniania.

Dodatkowe wytyczne w tym obszarze obejmują [14–22].

21.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 21

[1] Information Resources Management Association (USA), 2016. Natural Resources Management: Concepts, Methodologies, Tools, and Applications, wydanie pierwsze.

[2] IPIECA i OGP, 2011. Preparing effective flare management plans: Guidance document for the oil and gas industry. Sprawozdanie 467.

[3] Międzynarodowe partnerstwo na rzecz ograniczenia spalania gazu w pochodni (GGFR) pod patronatem Banku Światowego. <http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>

- [4] IPCC, 2007. AR4 Climate Change 2007: Working Group I: The Physical Science Basis <https://www.ipcc.ch/report/ar4/wg1/>
- [5] Bank Światowy / MKF, 2017. Environmental, Health, and Safety Guidelines for Onshore Oil and Gas Development, Draft Revised Version. http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/policies-standards/ehs-guidelines/onshoreoilandgas_phase1_secondconsultation
- [6] Norwegian Environment Agency (NEA, Norweska Agencja Środowiska), 2016. Cold venting and Fugitive Emissions from Norwegian Offshore Oil and Gas Activities - Module 3A report - Best available technique (BAT) assessments, <http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M665/M665.pdf>
- [7] Unijny system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_pl
- [8] IPIECA, 2013. Energy and greenhouse gas efficiency compendium. <http://www.ipieca.org/resources/good-practice/energy-and-greenhouse-gas-efficiency-compendium/>
- [9] Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna (ISO), ISO 25457 (Dane szczegółowe dotyczące pochodni używanych w przemyśle rafineryjnym i petrochemicznym).
- [10] Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna (ISO), ISO 28300 (Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy – Odpowietrzanie zbiorników magazynowych będących pod ciśnieniem atmosferycznym lub niskociśnieniowym).
- [11] API, 2014. Norma API 521– Systemy uwalniania ciśnienia i dekompresji par.
- [12] NORSOK S-003, 2017. Environmental Care. <https://www.standard.no/en/sectors/energi-og-klima/petroleum/norsok-standard-categories/s-safety-she/s-0031/>.
- [13] IPIECA, 2013. Compendium of energy and GHG efficient technologies and practices, <http://www.ipieca.org/resources/energy-efficiency-solutions/flaring-and-venting/flaring-classification/>.
- [14] Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna (ISO), ISO 23252 (Systemy upustu ciśnienia i ochrony przed jego nadmiernym wzrostem) and ISO 25457:2008 (Dane szczegółowe dotyczące pochodni stosowanych w przemyśle rafineryjnym i petrochemicznym), <https://www.iso.org/standard/42929.html>.
- [15] Bank Światowy/IFC, 2015. EHS Guidelines for offshore oil and gas development. http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f3a7f38048cb251ea609b76bcf395ce1/FINAL_Jun+2015_Offshore+Oil+and+Gas_EHS+Guideline.pdf?MOD=AJPERES.
- [16] UK Oil and Gas Authority, 2016. Flaring and venting during commissioning. <https://www.ogauthority.co.uk/media/2468/flaring-and-venting-during-commissioning-1016.pdf>.
- [17] UK Oil and Gas Authority, 2016. Flaring and venting during the production phase. <https://www.ogauthority.co.uk/media/2467/flaring-and-venting-during-the-production-phase-1016.pdf>.
- [18] Norwegian Environment Agency (NEA, Norweska Agencja Środowiska), 2015. Assessment of flare strategies, techniques for reduction of flaring and associated emissions, emission factors and methods for determination of emissions from flaring, sprawozdanie Carbon Limits dla Norweskiej Agencji Środowiska. <http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M312/M312.pdf>.
- [19] Norwegian Environment Agency (NEA, Norweska Agencja Środowiska), 2016. Cold venting and fugitive emissions from Norwegian offshore oil and gas activities, sprawozdanie podsumowujące. <http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M515/M515.pdf>.
- [20] Norwegian Environment Agency (NEA, Norweska Agencja Środowiska), 2016. Cold Venting and Fugitive Emissions from Norwegian Offshore Oil and Gas Activities, Module 1 Surveying installations to identify potential emission sources. <http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M664/M664.pdf>.

[21] Norwegian Environment Agency (NEA, Norweska Agencja Środowiska), 2016. Cold venting and Fugitive Emissions from Norwegian Offshore Oil and Gas Activities - Module 3A report – oceny najlepszych dostępnych technik (BAT). <http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M665/M665.pdf>.

22. Działanie prowadzone na morzu 6: Zarządzanie emisjami niezorganizowanymi

22.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Emisje niezorganizowane to emisje, które powstają w zakładach i urządzeniach wykorzystywanych podczas poszukiwania i wydobywania węglowodorów [1]. Należą do nich emisje pochodzące z nieszczelnych urządzeń; rur i przewodów rurowych; zaworów; kołnierzy i innych połączeń; szczeliw; otwartych ciągów; uszczelnień pomp; uszczelnień sprężarek; zaworów bezpieczeństwa; oraz z operacji związanych z załadunkiem i rozładunkiem węglowodorów [2]. Emisje niezorganizowane można uznać za podzbiór emisji rozproszonych – kategorii, która obejmuje również emisje ze źródeł punktowych i uwalnianie do atmosfery.

W skład emisji niezorganizowanych wchodzi zazwyczaj uwalniane węglowodory gazowe, takie jak metan i niemetanowe lotne związki organiczne (NMLZO). Nie obejmują one węglowodorów uwalnianych w procesach spalania lub przez wyloty technologiczne. Emisje niezorganizowane są powszechnie uznawane za źródło emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczenia powietrza, w przypadku których trzeba odpowiednio zarządzać ryzykiem. Metan stanowi główny składnik uzyskanego gazu i zarazem gaz cieplarniany o współczynniku ocieplenia globalnego ponad 20-krotnie większym niż dwutlenek węgla [3]. Zarządzanie emisjami jako podejście do zarządzania ryzykiem omówiono szerzej w sekcji 3.5.14. Chociaż pod względem gazów cieplarnianych emisje NMLZO mają mniejsze znaczenie, ich ograniczenie ma istotne znaczenie w kontekście poprawy jakości powietrza w obiekcie ze względu na zdrowie personelu.

Przyczyny emisji niezorganizowanych obejmują nieodpowiednio dopasowane połączenia lub zużywające się uszczelnienia oraz zmiany ciśnienia, temperatury lub naprężenia mechaniczne, które prowadzą do pogorszenia stanu takiego elementu składowego lub urządzenia. Należy rozważyć metody kontroli i zmniejszania emisji niezorganizowanych i wdrażać je w projekcie i eksploatacji obiektów. Emisje niezorganizowane powinny być również przedmiotem szczególnej uwagi z punktu widzenia konserwacji i integralności, ponieważ są one głównym wskaźnikiem bezpieczeństwa procesów [2]. Proponowane środki mające na celu uniknięcie i ograniczenie emisji niezorganizowanych należy rozważać w kontekście rodzaju operacji, obiektu i lokalizacji, których to dotyczy. Na morzu unikanie emisji gazów ma nadrzędne znaczenie z punktu widzenia bezpieczeństwa ze względu na bliskie położenie potencjalnych źródeł zapłonu.

Do spalania gazu na pochodniach i uwalniania do atmosfery w obiektach morskich odniesiono się w sekcji Działanie prowadzone na morzu 5: (sekcja 21).

22.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w przypadku emisji niezorganizowanych obejmują:

- Wprowadzenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który uwzględnia procesy i procedury zarządzania emisjami niezorganizowanymi (sekcja 3.4.2).
- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2).

- Wdrożenie planu zarządzania emisjami uwzględniającego zarządzanie gazami cieplarnianymi w obiekcie, w tym metanem i dwutlenkiem węgla pochodzącymi ze spalania gazu na pochodniach, uwalniania do atmosfery i emisji niezorganizowanych (sekcja 3.5.14). Plan ten powinien zapewnić techniczne, komercyjne i środowiskowe uzasadnienie zarządzania emisjami oraz uwzględniać właściwości złoża, w tym składu cieczy i zmiany w czasie. Poziom szczegółowości planu powinien odpowiadać złożoności obiektu. Plan zarządzania emisjami może obejmować procedurę lub procedury zarządzania uwalnianiem węglowodorów (lub równoważne procedury) [4-13].
- Prowadzenie wykazu istniejących i potencjalnych źródeł emisji niezorganizowanych oraz szacowanie emisji niezorganizowanych pochodzących z tych źródeł na podstawie spójnych metod teoretycznych (tj. metody powtarzalnych obliczeń, techniki szacowania i współczynniki emisji). Obliczanie emisji niezorganizowanych w przypadku gdy niedostępne są bezpośrednie wyniki monitorowania obejmuje wykorzystanie współczynnika rodzaju działalności (np. zużycie paliwa lub przepływ do pochodni/upustu), liczby części składowych w eksploatacji węglowodorów oraz współczynnika emisji w odniesieniu do każdego źródła i emitowanego gazu. Jeżeli obliczenia są wykonywane na etapie projektowania, po uruchomieniu należy je zweryfikować i zamiast domyślnych współczynników projektowych zastosować czynniki specyficzne dla danego obiektu. Wytyczne w tym obszarze obejmują [14,15,16,17,18].
- Kwestię emisji niezorganizowanych należy rozwiązywać w ramach środków zarządzania, które zostały opisano szczegółowo w ocenie ryzyka dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcje 3.5.4/3.5.7), które mogą być powiązane z przedstawionym powyżej planem zarządzania emisjami.
- W przypadku projektowania nowych obiektów i dokonywania zmian w istniejących obiektach zapewnienie, aby projekt techniczny uwzględniał nieodłączne bezpieczeństwo oraz zminimalizowanie potencjalnego wpływu na środowisko emisji niezorganizowanych (sekcja 3.5.5) [19] (zob. BAT poniżej).
- Wdrożenie LDAR w celu monitorowania emisji niezorganizowanych w trakcie prowadzonej działalności, wraz z technikami kontroli szczelności i bezpośrednimi pomiarami, które mogą obejmować okresowe inspekcje w obiektach z wykorzystaniem sprzętu do wykrywania, zarządzanie kołnierzami itp. [11,20–24] (zob. BAT poniżej). Wymaga to aktualnego rejestru sprzętu, aby można było rejestrować i naprawiać przecieki.
- W przypadku jednostek pływających transportujących ropę naftową sporządzenie zatwierdzonego i skutecznie wdrażanego planu zarządzania LZO dla konkretnego statku, obejmującego co najmniej punkty podane w [26–28], w celu zapewnienia, aby w trakcie operacji w miarę możliwości zapobiegać emisjom LZO lub je minimalizować.

22.3 Najlepsze dostępne techniki

Za najlepsze dostępne techniki w zakresie zarządzania emisjami niezorganizowanymi uznaje się następujące techniki:

22.3.1 Projektowanie

- Ograniczenie liczby potencjalnych źródeł emisji.
- Maksymalizacja cech nieodłącznie związanych z izolowaniem procesu technologicznego.
- Ograniczenie do minimum stosowania kołnierzy i innych potencjalnych ścieżek przecieków.

- Wybór sprzętu o wysokim stopniu integralności, w tym zaworów, kołnierzy, szczeliw, uszczelnień i równoważnych źródeł emisji niezorganizowanych w celu zminimalizowania wycieków do środowiska zewnętrznego.
- Rozważenie zastosowania spawanych rurociągów w przypadku ciągów wysokiego i niskiego ciśnienia napełnionych węglowodorami.
- Szczegółowe określenie zaworów z podwójnym uszczelnieniem.
- Preferowanie regulatorów pneumatycznych z zerowym wyciekem w stosunku do regulatorów napędzanych gazem węglowodorowym.
- Wykorzystanie pomp/sprężarek/mieszalników z napędem magnetycznym, jeżeli jest to możliwe.
- Wykorzystanie pomp/sprężarek/mieszalników wyposażonych w uszczelnienia mechaniczne zamiast uszczelnienia dławicowego.
- Szczegółowe określenie uszczelnień o wysokim poziomie integralności (takich jak uszczelki spiralnie zwijane, uszczelki pierścieniowe) w przypadku zastosowań o krytycznym znaczeniu.
- Jeżeli jest to możliwe, ułatwianie działań w zakresie monitorowania i konserwacji poprzez zapewnianie łatwego dostępu do potencjalnie przeciekających elementów.
- Wybór odpowiednich uszczelnień sprężarek odśrodkowych – uszczelnienia na wałach sprężarek odśrodkowych mające na celu zapobieganie wydostawaniu się gazu z obudowy sprężarki. Mogą być w nich stosowane jako uszczelnienia cieczowe (uszczelnienia mechaniczne) lub uszczelnienia mechaniczne (uszczelnienia suche). W przypadku uszczelnień cieczowych gaz zostaje uwięziony w ropie, a następnie uwolniony, gdy ropa wydostaje się ze sprężarki, co skutkuje stałą emisją niezorganizowaną w czasie działania sprężarki. Chociaż w uszczelnieniach suchych nie wykorzystuje się ropy, pewne emisje niezorganizowane nadal są związane z wydostawaniem się gazu wokół obracającego się wału sprężarki, co uznaje się za nieuniknione i ma również miejsce w przypadku uszczelnień cieczowych.
- Zapewnienie, aby określono odpowiednie stałe systemy wykrywania ognia i gazu (F&G) w celu wykrywania emisji o większej objętości.

22.3.2 Operacje

- Metoda detekcji LZO – wykrywanie wycieków za pomocą indywidualnych ręcznych analizatorów w celu ustalenia lokalizacji nieszczelnych elementów w drodze pomiaru stężenia oparów węglowodorów w bezpośrednim sąsiedztwie nieszczelności za pomocą detektora płomieniowo-jonizacyjnego (FID), detektora półprzewodnikowego lub PID (detektora fotojonizacyjnego). Wybór najodpowiedniejszego rodzaju detektora zależy od rodzaju substancji, która ma być wykrywana (np. [23–28]).
- Metoda optycznego obrazowania gazów (OGI) – wykrywanie wycieków za pomocą ręcznych kamer, które mogą wizualizować wydostawanie się gazu w oparciu o techniki spektroskopowe (np. [29]). Ciągły rozwój tej dziedziny może ostatecznie sprawić, że dzięki OGI będzie można dokonywać ilościowych pomiarów emisji. Kamery OGI wykorzystuje się w ramach rutynowych procesów i stanowią one przydatny środek do ustalenia występowania niewielkich wycieków i przecieków, szczególnie na obszarach obiektu, które nie są dostępne w inny sposób. Decydujące znaczenie ma szkolenie użytkowników i utrzymywanie kompetencji.
- Zabezpieczenie i weryfikacja – zapewnienie, aby rozłączanie i ponowne wykonywanie połączeń kołnierzowych, w tym próby szczelności, było odpowiednio objęte procedurami konserwacji jako część systemu planowej konserwacji obiektu (sekcja 3.5.11).

- Wykrywanie metanu w czasie rzeczywistym – obecnie pojawia się szereg technik kwantyfikacji, które w przyszłości mogą oferować możliwość kwantyfikacji emisji z danego obiektu na szeroką skalę. Obejmują one kampanie dotyczące przepuszczalności promieniowania słonecznego (SOF) lub lidar absorpcji różnicowej (DIAL) Podano je w celu przedstawienia kontekstu jedynie w odniesieniu do przyszłych zmian i nie należy traktować ich jako reprezentatywnych w odniesieniu do aktualnych BAT.

22.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 22

- [1] Komisja Europejska, 2018. Raport referencyjny na temat monitorowania emisji do powietrza i wody z instalacji IED. <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/mon.html>
- [2] Grupa Banku Światowego, 2015. Environmental, health and safety guidelines for offshore oil and gas development. http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f3a7f38048cb251ea609b76bcf395ce1/FINAL_Jun+2015_Offshore+Oil+and+Gas_EHS+Guideline.pdf?MOD=AJPERES
- [3] Bylin i in., 2010. Designing the Ideal Offshore Platform Methane Mitigation Strategy, sprawozdanie SPE nr 126964.
- [4] Energy Institute, 2007. Guidelines for the management of the integrity of bolted joints for pressurised systems – wyd. drugie – czerwiec 2007. <https://publishing.energyinst.org/topics/asset-integrity/guidelines-for-the-management-of-the-integrity-of-bolted-joints-in-pressurised-systems>
- [5] Step Change in Safety. Mechanical Joint Integrity: Competence Guidance. <https://www.stepchangeinsafety.net/safety-resources/publications/mechanical-joint-integrity-competence-guidance>
- [6] Step Change in Safety, 2012. Guidance on hydrocarbon release reduction plans. <https://www.stepchangeinsafety.net/safety-resources/publications/guidance-hydrocarbon-release-reduction-plans>
- [7] Step Change in Safety. Hydrocarbon Release Reduction Toolkit. <https://www.stepchangeinsafety.net/safety-resources/publications/guidance-hydrocarbon-release-reduction-plans>
- [8] Step Change in Safety. Asset Integrity Toolkit. <https://www.stepchangeinsafety.net/safety-resources/publications/asset-integrity-toolkit>
- [9] Health and Safety Executive, 2006. The safe isolation of plant and equipment HSG253 – wyd. drugie, 2006 r. – HSE. <http://www.hse.gov.uk/pubns/books/hsg253.htm>
- [10] Health and Safety Executive, 2005. Guidance on permit-to-work systems: A guide for the petroleum, chemical and allied industries, HSG250 – 2005 –HSE. <http://www.hse.gov.uk/pubns/books/hsg250.htm>
- [11] US EPA, 2007. Leak Detection and Repair – A Best Practices Guide. <https://www.epa.gov/sites/production/files/2014-02/documents/ldarguide.pdf>
- [12] Health and Safety Executive, HID Inspection Guide Offshore - Inspection of Loss of Containment (LOC).
- [13] Oil & Gas UK, 2012. Guidance on the Management of Ageing and Life Extension for UKCS Oil and Gas Installations – wyd. 1 – kwiecień 2012. <https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2015/05/HS073-Asset-Ageing-and-Life-Extension.pdf>
- [14] UK DECC/OGUK, 2008. EEMS Guidance: EEMS Atmospheric Emissions Calculations. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/136461/atmos-calcs.pdf

- [15] API, 2009. Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry. http://www.api.org/~media/files/ehs/climate-change/2009_ghg_compendium.pdf
- [16] Picard, 2000. Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories: Fugitive Emissions from Oil and Natural Gas Activities. https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/bgp/2_6_Fugitive_Emissions_from_Oil_and_Natural_Gas.pdf
- [17] IPCC, 1996. Revised Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (IPCC Guidelines).
- [18] UKOOA, 2004. Environmental Emissions Monitoring System. Atmospheric Emissions Calculations.
- [19] NORSOK S-003, 2017. Environmental Care. <https://www.standard.no/en/sectors/energi-og-klima/petroleum/norsok-standard-categories/s-safety-she/s-0031/>
- [20] CONCAWE, 2015. Techniques for detecting and quantifying fugitive emissions – results of comparative field studies. Sprawozdanie nr 6/15. https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/2017/01/rpt_15-6.pdf
- [21] Komisja Europejska, 2015. Best Available Techniques (BAT) Reference Document (BREF) for the Refining of Mineral Oil and Gas. http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/REF_BREF_2015.pdf
- [22] EN 15446 Fugitive and diffuse emissions of common concern to industry sectors – measurement of fugitive emission of vapours generating from equipment and piping leaks.
- [23] EPA, 2017. Metoda 21 „Determination of Volatile Organic Compound Leaks”.
- [24] EPA, 2014. LDAR Best Practices. Leak Detection and Repair – A Best Practices Guide.
- [25] Międzynarodowa Organizacja Morska (IMO), Regulamin 15 (lotny związek organiczny, LZO).
- [26] Rezolucja IMO MEPC.185(59), 2009. Guidelines for the Development of a VOC Management Plan.
- [27] IMO MEPC.1/Circ.680, 2009. Technical information on systems and operation to assist development of VOC management plans.
- [28] BS EN 15446:2008 Fugitive and diffuse emissions of common concern to industry sectors. Measurement of fugitive emission of vapours generating from equipment and piping leaks.
- [29] NL Technical Agreement NTA 8399:2013, Air quality - Guidelines for detection of diffuse VOC emissions with optical gas imaging.

23. Działanie prowadzone na morzu 7: Postępowanie z wodą wydobytą i jej zagospodarowanie

23.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Woda wydobywana pojawia się wraz z wydobywanymi węglowodorami i składa się na nią woda porowa zawarta w złożach węglowodorów, a także woda z kondensacji i ponownie odzyskana woda wtłaczana. Składniki wody wydobytej pochodzą głównie z dwóch źródeł: samego złoża węglowodorów; i chemikaliów stosowanych w instalacji wydobywczej. Łącznie mogą one zawierać [1]:

- Węglowodory płynne lub gazowe oraz inne substancje organiczne – pochodzące ze złoża i występujące w ropie naftowej i kondensacie gazu ziemnego (np. BTEX (benzen, toluen, etylobenzen i ksylen), fenantren, naftalen, etylobenzen i fenol) lub wykorzystywane w działalności poszukiwawczej (np. wierceń, zbrojenia) i procesach wydobywczych. Mogą występować w postaci zdyspergowanej lub rozpuszczonej w wodzie lub unosić się swobodnie na powierzchni wody.
- Chemikalia stosowane w procesach wydobywczych, w tym np. inhibitory korozji, inhibitory osadów, demulgatory, produkty biobójcze i chemiczne środki odwadniające – dalsze informacje na temat chemikaliów stosowanych w pracach na obszarach morskich można znaleźć w sekcji 19.1.
- Metale ciężkie, NORM i inne substancje nieorganiczne – naturalnie występujący materiał promieniotwórczy i metale ciężkie, które w małych ilościach mogą występować w strumieniu wody wydobytej, np. uran, tor, rad, gaz radon, ołów, arsen, kadm, chrom, miedź, cyjanek, rtęć, nikiel, srebro, cynk, wanad, antymon i bar [2]. Występować mogą również siarczki.
- Sole – mierzone jako zasolenie, substancje rozpuszczone (TDS) lub przewodność elektryczna.
- Woda wydobyta może mieć również wysoką temperaturę ze względu na długi czas przebywania w podpowierzchniowych formacjach geologicznych, w zależności od cech złoża, m.in. głębokości jego położenia.

Woda wydobyta stanowi zwykle największy pod względem objętościowym produkt uboczny uwolniony w trakcie działalności związanej z eksploatacją złóż węglowodorów, który może oddziaływać na środowisko, jeżeli zostanie do niego odprowadzony. Rodzaj i położenie złóż ma istotny wpływ na ilość i skład wody wydobytej, a także na stosowane – i w związku z tym obecne w niej – chemikalia [3].

Ilości wody wydobytej zazwyczaj zwiększają się na przestrzeni czasu w miarę ubożenia złoża podczas wydobywania. Jeżeli chodzi o gospodarowanie wodą wydobytą, to zazwyczaj jest ona ponownie wtłaczana do formacji do celów wydobywania albo wtłaczana do specjalnego odwiertu zrzutowego, albo uzdatniana i odprowadzana do środowiska. Przy wyborze jednej z tych alternatyw należy wziąć pod uwagę zużycie energii, wymagane chemikalia, objętość wody wydobytej oraz koszty. Chociaż w stosunku do jej uzdatniania i odprowadzania wtłaczanie wody wydobytej jest rozwiązaniem preferowanym, takie trwałe składowanie wymaga dostępności odpowiednich odwiertów do zatłaczania i formacji, co często nie ma miejsca. Organ regulacyjny powinien jednak uwzględnić te informacje przed przystąpieniem do etapu zatwierdzania inwestycji.

Uzdatnianie i odprowadzanie wody wydobytej do środowiska morskiego stanowi najmniej preferowany wariant z perspektywy ochrony środowiska i należy go stosować wyłącznie wówczas, gdy brak jest innych

skutecznych alternatyw oraz jeżeli odprowadzanie wody spełnia środowiskowe normy regulacyjne i normy jakości. Aby spełnić takie normy, w procesie uzdatniania należy wykorzystać szereg technologii zapewniających ograniczenie zawartości zdyspergowanego w wodzie oleju. Skuteczność tych technologii zależy od właściwości ropy, takich jak wielkość kropli [1].

W ramach utrwalonego otoczenia sektora węglowodorów na północno-wschodnim Atlantyku OSPAR [4] stawia za cel, że w przypadku wody wydobytej organizacje „powinny zapewnić, aby w planach dotyczących budowy nowych instalacji przybrzeżnych lub znacznej modyfikacji tych już istniejących za punkt wyjścia przyjmować minimalizację odprowadzania, a w stosownych przypadkach dążyć do uwalniania do morza zerowej ilości ropy znajdujące się w wodzie wydobytej”.

W niniejszej sekcji omówiono sposób postępowania z wodą wydobytą oraz jej planowane zrzuty. Przypadkowe wycieki wody wydobytej, np. z powodu awarii sprzętu lub błędu ludzkiego, mogą obejmować utratę szczelności zbiorników lub przypadkowy wyciek nieuzdatnionej wody wydobytej ze zbiorników lub rurociągów. Mówiąc dokładniej, awaria bariery izolującej wodę wydobytą jest równoważna wyciekowi chemikaliów i węglowodorów i w związku z tym została uwzględniona – odpowiednio – w sekcjach Działania prowadzone na morzu 2 (sekcja 18) i 3 (sekcja 19).

23.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w kontekście postępowania z wodą wydobytą i jej zagospodarowania to:

- Wprowadzenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który uwzględnia procesy i procedury zagospodarowania wody wydobytej (sekcja 3.4.2).
- Zapewnienie, aby gospodarka wodą wydobytą podczas działalności związanej z wydobywaniem ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż podmorskich była traktowana jako część środków zarządzania, które zostały opisano szczegółowo w ocenie ryzyka dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcja 3.5.4/3.5.7).
- Zapewnienie, w przypadku nowych obiektów oraz modyfikacji obiektów istniejących, aby projekt techniczny (sekcja 3.5.5) obejmował proces wyboru opcji w celu określenia możliwości ograniczenia ilości, ponownego wykorzystania, ponownego wtłaczania lub uzdatniania i odprowadzania wody wydobytej (zob. opis BAT poniżej).
- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2). Wdrożenie planu zarządzania wodą wydobytą obejmującego następujące elementy [2]:
 - ▶ identyfikacja, analiza, regularny pomiar i rejestrowanie przepływu wody wydobytej;
 - ▶ zdefiniowanie i regularny przegląd parametrów docelowych, które koryguje się w celu uwzględnienia zmian najważniejszych czynników mających wpływ na wodę wydobytą (np. wskaźnik produkcji);
 - ▶ dobór chemikaliów stosowanych w operacjach wydobywania, z uwzględnieniem ich ilości, toksyczności, trwałości, biodegradacji, biodostępności i zdolności do bioakumulacji (zob. informacje na temat zharmonizowanego obowiązkowego systemu kontroli (HMCS) poniżej);

- ▶ analizę i badania ekotoksyczności służące aktualizacji obliczeń dotyczących ryzyka środowiskowego (charakterystyka ryzyka PEC/PNEC);
 - ▶ regularne porównywanie przepływów wody wydobytej i stężeń węglowodorów z parametrami docelowymi, aby określić, w którym przypadku należy podjąć działania ograniczające ilość wody wydobytej i związany z tym wpływ na środowisko;
 - ▶ strategia zapewniająca maksymalizację możliwości ponownego wtłaczania wody wydobytej lub jej trwałe składowanie przez wtłoczenie;
 - ▶ unikanie nadmiernych ilości wody wydobytej dzięki optymalizacji produkcji zgodnie z parametrami docelowymi oraz BAT;
 - ▶ planowanie zrzutów z uwzględnieniem punktów i tempa zrzutów, stosowanych chemikaliów i ich rozproszenia, a także ryzyka środowiskowego.
- W przypadku gdy wybraną opcją jest odprowadzenie wydobytej wody do środowiska morskiego – zapewnienie przyjęcia podejścia opartego na analizie ryzyka i wdrożeniu zarządzania chemikaliami, na przykład w ramach HMCS¹⁷. Podejście to powinno umożliwiać identyfikację głównych rodzajów ryzyka i składników w wodzie wydobytej, które budząc obawy, oraz opracowania odpowiednich środków łagodzących, które przedstawiono w sekcji Działanie prowadzone na morzu 3 (sekcja 19). Jednym z przykładów narzędzia zarządzania do przeprowadzania takich ocen ryzyka jest zastosowanie modeli, np. współczynnika wpływu na środowisko (EIF) [8], w przypadku którego dodatkowo można wykorzystać oryginalne oprogramowanie, aby dokonać obliczeń dotyczących ryzyka. Wybierając techniki służące ograniczeniu zawartości węglowodorów w wodzie wydobytej, która ma zostać odprowadzona, w celu zachowania zgodności z poziomami efektywności środowiskowej (zob. BAT poniżej), analizę kompromisu między pożądaną zawartością ropy w wodzie i wartościami wejściowymi (np. energii, chemikaliów przeznaczonych do przetworzenia), potencjalnymi skutkami (np. emisjami do powietrza, zrzutem chemikaliów) i powiązаныmi kosztami niezbędnymi do osiągnięcia takiego poziomu stężenia należy przeprowadzić w oparciu o analizę ryzyka.
 - Monitorowanie służące weryfikacji skuteczności środków zarządzania ryzykiem, które zostały przyjęte w odniesieniu do zagospodarowania wody wydobytej – również przy użyciu systemu monitorowania, monitorowania odpływów i monitorowania terenowego. Monitorowanie należy prowadzić regularnie lub w przypadku wystąpienia istotnych zmian dotyczących obiektu. Powinno również obejmować definiowanie i systematyczny przegląd parametrów docelowych, z uwzględnieniem zmian najważniejszych czynników, które mają wpływ na wodę wydobytą (np. wskaźnik wydajności).
 - Wdrażanie strategii zarządzania przypadkami niezamierzonej awarii bariery izolującej wodę wydobytą, którą należy uznać za wyciek węglowodorów i chemikaliów – jak opisano szczegółowo w sekcjach Działania prowadzone na morzu 2 (sekcja 18) i 3 (sekcja 19).

¹⁷Zgodnie z Porozumieniem OSPAR 2012-7 [6] podejście do zarządzania ryzykiem opracowane na podstawie zalecenia 2012/5 jest słuszne jedynie w odniesieniu do substancji wywołujących bezpośrednie skutki i nie dotyczy przesuniętych w czasie skutków, które mogą zostać spowodowane przez substancje ulegające bioakumulacji i substancje trwałe. Co do zasady substancji tych nie należy stosować zgodnie z [10] (zmienionym przez [11]).

- Zagospodarowanie wody wydobytej w trakcie działalności związanej z eksploatacją złóż węglowodorów, stosując jedno z przedstawionych niżej podejść, które mogą być rozpatrywane hierarchicznie (zob. BAT poniżej) [9–17]:
 1. jeżeli jest to możliwe do wykonania w trakcie działalności związanej z eksploatacją złóż węglowodorów, ograniczenie do minimum i wykorzystanie/ponowne wykorzystanie wody wydobytej (np. ponowne wtłaczanie podczas wydobywania, aby zapewnić wspomaganie ciśnienia);
 2. w stosownych przypadkach ponowne wtłaczanie wody wydobytej podczas wydobywania węglowodorów lub jej wtłaczanie do specjalnego odwiertu zrzutowego;
 3. jeżeli jest to możliwe, odprowadzenie wody wydobytej z powrotem na ląd w celu jej ponownego wykorzystania lub trwałego składowania po jej uzdatnieniu;
 4. uzdatnianie wody wydobytej przed jej zrzutem w celu ograniczenia ilości składników, które mogą mieć wpływ na środowisko, poniżej dopuszczalnych poziomów efektywności środowiskowej.

23.3 Najlepsze dostępne techniki

Zgodnie z hierarchią możliwości omówioną w sekcji 21.2 powyżej za najlepsze dostępne techniki w zakresie postępowania z wodą wydobytą i zagospodarowania jej uznaje się:

- Jeżeli jest to możliwe do wykonania w trakcie działalności związanej z eksploatacją złóż węglowodorów, ograniczenie do minimum ilości i wykorzystanie/ponowne wykorzystanie wody wydobytej:
 - ▶ optymalizacja zarządzania odwiertami podczas ich zbrojenia, a następnie podczas wydobywania węglowodorów w celu ograniczenia do minimum ilości wody wydobytej;
 - ▶ rozważenie ponownego zbrojenia odwiertów charakteryzujących się wysoką produkcją wody do eksploatacji w celu ograniczenia do minimum ilości wody wydobytej;
 - ▶ jeżeli jest to możliwe, stosowanie technik głębokiej separacji płynów oraz – jeżeli jest to wykonalne z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia – technik zamykania dopływu wody;
 - ▶ gdy jest to możliwe, wykorzystanie/ponowne wykorzystanie wody wydobytej – zazwyczaj poddanej w pewnym stopniu uzdatnieniu – np. w celu utrzymania ciśnienia w złożu (intensyfikacji wydobywania ropy naftowej) lub do użytku / ponownego użytku przez osoby trzecie. Wymaga to zapewnienia, aby potencjalnie szkodliwe składniki (np. naturalnie występujący materiał promieniotwórczy) nie były odprowadzane do przyjmującego środowiska [5,6,7,18].
- W stosownych przypadkach ponowne wtłaczanie wody wydobytej podczas wydobywania lub jej wtłaczanie do specjalnego odwiertu zrzutowego [19,20]:
 - ▶ wtłaczanie wody wydobytej do formacji wydobywczej, na przykład aby zwiększyć wydobywanie węglowodorów. W pierwszej kolejności konieczne może być uzdatnianie w celu ograniczenia zanieczyszczeń. Zastosowanie może zostać ograniczone w przypadkach, w których integralność złoża zostałaby naruszona przez ponowne wtłoczenie wody wydobytej (np. ze względu na obniżenie wydajności złoża lub zakwaszenie płynu złożowego);
 - ▶ w przypadku trwałego składowania, rozważenie w pierwszej kolejności przekształcenia odwiertów wydobywczych w odwierty do zatłaczania, aby zminimalizować zarówno ryzyko

geologiczne związane z trwałym składowaniem w innej formacji (np. wyciek składowanej wody na dno morskie lub do powierzchniowych zamkniętych warstw wodonośnych), jak i koszty budowy specjalnych odwiertów zrzutowych;

- ▶ w przypadku trwałego składowania, wtłoczenie wody wydobytej do innej formacji. Może się to wiązać z transportem wody wydobytej do odwiertu do zatłaczania. Zapewnienie, aby odwiert znajdował się w odpowiedniej formacji oraz aby odwiert do zatłaczania został uszczelniony, co ma zapobiec skażeniu środowiska.
- Uzdatanianie wody wydobytej w celu ograniczenia zawartości składników, które mogą mieć wpływ na środowisko, poniżej dopuszczalnych poziomów efektywności środowiskowej:
 - ▶ zapobieganie wcześniejszemu utworzeniu się ustabilizowanych emulsji w wodzie wydobytej, które zwykle najtrudniej usunąć za pomocą technologii przewidzianych dla wody wydobytej. Tworzenie się emulsji można ograniczyć dzięki odpowiedniej selekcji chemikaliów oraz optymalizacji ich ilości;
 - ▶ rozważenie zastosowania technologii zapobiegających ścinaniu kropli ropy podczas przetwarzania, np. zawory i pompy o niskich siłach ścinających, ponieważ separacja większych kropli ropy jest łatwiejsza;
 - ▶ uzdatnianie przy użyciu technik uzdatniania pierwotnego lub wtórnego, których zastosowanie będzie zależeć od właściwości mieszaniny ropy/wody oraz od czynników charakterystycznych dla danej lokalizacji. Należy zauważyć, że technologie mogą nie być odpowiednie dla wszystkich zastosowań na morzu ze względu na wymogi dotyczące masy i na organiczną przestrzeń. Do dostępnych technik uzdatniania zalicza się na przykład [12,21,22]¹⁸:
 - separatory grawitacyjne – urządzenia te usuwają składniki zdyspergowane dzięki wykorzystaniu w nich różnicy gęstości między fazą wody i fazą węglowodorów. Wśród separatorów grawitacyjnych wyróżnia się: separatory trójfazowe oraz separatory płytowe (np. o płytach nachylonych, równoległych, falistych). Separatory grawitacyjne wykorzystuje się zwykle na pierwszym etapie uzdatniania, po czym następuje zgarnianie ropy, oddzielanie na kolektorach oraz odgazowywanie (zgarnianie), co ma umożliwić usunięcie ropy zdyspergowanej w wodzie;
 - hydrocyklony – hydrocyklony są co do zasady bardziej skuteczne niż separacja grawitacyjna pod względem oddzielania kropli ropy od wody i usuwania dyspergowanej ropy, ale nie usuwają składników rozpuszczonych. W hydrocyklonach mieszanina wody i ropy jest doprowadzana do rury, w której wymuszony zostaje przepływ wirowy kierujący wodę o większej gęstości na ścianę zewnętrzną i umożliwiającą utworzenie niskociśnieniowej fazy w centralnej części rury, wypływającej z hydrocyklonu w odwrotnym kierunku. Działanie hydrocyklonów wymaga podniesienia ciśnienia, co może wiązać się z koniecznością instalowania pomp. Za hydrocyklonami może znajdować się komora odgazowywania lub jednostka flotacji gazowej. Multicyklony są to jednostki składające się z szeregu pojedynczych cyklonów; Uważa się, że hydrocyklony są w stanie zmniejszyć ilość zdyspergowanej ropy nawet o 98% w przypadku kropli ropy wielkości > 15–30 µm i do 40–60 mg/l [21];

¹⁸ Typowe etapy separacji grawitacyjnej, hydrocyklony i odgazowywanie nie wystarczą, aby osiągnąć poziomy efektywności środowiskowej określone w tabeli, co będzie wiązało się z koniecznością zastosowania dodatkowych etapów uzdatniania przed zrzutem.

- degazer (zgarniacz) – większą skuteczność separacji ropy można osiągnąć, stosując dodatkowo urządzenia do zgarniania oleju. Degazery (zgarniacze) można czasami spotkać na drugim etapie systemu uzdatniania wody wydobytej. Jest to separator grawitacyjny, którego zadaniem jest ograniczenie ilości rozpuszczonego gazu oraz zawartości wolnego oleju w strumieniu wody wydobytej przez jej ponownym wtłoczeniem lub zrzutem. Tworzy się cienka warstwa oleju, która następnie zostaje zgarnięta. Usunięcie wolnego gazu w warunkach atmosferycznych jest istotne w odniesieniu do odprowadzanej wody, aby zapewnić kontrolowane uwalnianie rozpuszczonych węglowodorów gazowych;
- wirówki – wirówki w sposób mechaniczny oddzielają wyraźne fazy o różnej gęstości w wyniku przyspieszenia ruchu materiału w polu grawitacyjnym wirówki. Podobnie jak w przypadku hydrocyklonów cięższa faza wody przemieszcza się w kierunku zewnętrznej krawędzi wirówki, pozostawiając węglowodory o mniejszej gęstości w środkowej części. W przeciwieństwie do hydrocyklonów, które nie mają części ruchomych, wirówki wymagają urządzeń wirujących, co zwiększa ich złożoność. Wirówki umożliwiają oddzielenie mniejszych kropli oleju niż hydrocyklony, zużywają jednak więcej energii;
- flotacja gazowa – w procesie flotacji wymuszonej gazem z wody usuwane są krople ropy dzięki przyczepianiu się ich do unoszących się pęcherzyków gazu. Pęcherzyki te unoszą się ku powierzchni wody i można je usunąć poprzez zgarnianie. Flotacja gazem jest zazwyczaj etapem dopracowywania w wieloetapowej procedurze mającej na celu usunięcie zdyspergowanej ropy dzięki uzdatnianiu przed tym etapem, aby ograniczyć stężenie ropy w wodzie. Jednostki flotacji gazowej można podzielić na:
 - jednostki flotacji wymuszonej gazem – pęcherzyki gazu flotacyjnego są wytwarzane w sposób hydrauliczny lub mechaniczny. Poziome jednostki flotacyjne wielostopniowej flotacji wymuszonej gazem zwykle składają się z czterech aktywnych komór flotacji. Działanie komory flotacji wymuszonej gazem z dyspersją hydrauliczną jest podobne do działania komory flotacji wymuszonej gazem z dyspersją mechaniczną. Zamiast jednak wykorzystywać mechanicznie napędzany wirnik do wytworzenia pęcherzyków, recykulowany strumień czystej wody mieszany jest z gazem i mieszaninę tę wtłacza się do jednostki flotacji;
 - jednostki flotacji drobnopęcherzykowej – rozpuszczony gaz w strumieniu procesowym stosuje się do wytwarzania pęcherzyków gazu wykorzystywanych w procesie flotacji;
 - jednostki pionowej flotacji wymuszonej gazem – w swojej najprostszej formie flotacja wymuszona gazem przebiega w pojedynczej komorze o konfiguracji stosowanej w poziomej wielostopniowej flotacji wymuszonej gazem. Technologia pionowej flotacji wymuszonej gazem wymaga od 30 sekund do 4 minut czasu zatrzymania. Jednostopniowe jednostki flotacji pionowej być może nie są tak skuteczne w usuwaniu ropy z wody wydobytej jak jednostki flotacji poziomej posiadające wiele komór, ale flotacja pionowa sprawdza się dobrze w zastosowaniach, w przypadku których flotacja pozioma jest niemożliwa ze względu na ograniczenia przestrzeni i masy. W sektorze jednostki pionowej flotacji wymuszonej gazem nazywa się również jednostkami kompaktowymi, co odzwierciedlają nazwy produktów technologii wprowadzanych do obrotu przez różnych dostawców. Jest to typowa konfiguracja, w której woda jest najpierw

uzdatniana w hydrocyklonach, przy czym flotator kompaktowy znajduje się albo za nimi, albo za zbiornikiem odgazowywania – flotator kompaktowy jest znany z tego, że redukuje zawartość zdyspergowanej ropy do 10–15 mg/l (wielkość kropli ropy wynosi $<5\ \mu\text{m}$), a w niektórych przypadkach do poniżej 5 mg/l;

- technologia membranowa – taką technologię nazywa się również mikro-, ultra- lub nanofiltracją lub osmozą odwróconą w zależności od wielkości zanieczyszczeń wymagających usunięcia (odpowiednio większych lub mniejszych). Za pomocą ultrafiltracji możliwe jest usunięcie zdyspergowanych węglowodorów (w tym emulsji), natomiast dzięki nanofiltracji można dodatkowo usunąć niektóre węglowodory rozpuszczone o większych cząsteczkach; Ponieważ w przypadku tej techniki ma miejsce wysokie zużycie energii, fakt ten należy wziąć pod uwagę podczas podejmowania decyzji o jej zastosowaniu;
- system ekstrakcji na złożu makroporowatych polimerów (MPPE) jest technologią umożliwiającą usuwanie rozpuszczonych substancji organicznych z wody wydobytej. Woda wydobyta przepływa przez kolumnę wypełnioną cząsteczkami porowatych polimerów zawierającą ciecz ekstrakcyjną, która usuwa rozpuszczone ropę i substancje organiczne. Następnie z cieczy ekstrakcyjnej okresowo odpędzane są węglowodory. Technologia MPPE przynosi dobre wyniki w zakresie ograniczania składników organicznych do niskiego poziomu, w tym umożliwia usuwanie $>99\%$ węglowodorów z grupy BTEX i WWA oraz $>95\%$ związków alifatycznych o długości łańcuchów $<C_{20}$. Mniej skuteczna była w przypadku usuwania węglowodorów o długości łańcuchów $>C_{20}$.
- Odprowadzenie wody wydobytej po uzdatnieniu, ale tylko w sposób zgodny z przepisami krajowymi lub warunkami pozwolenia [1,2,9–12,22]:
 - ▶ należy określić, jakie chemikalia i w jakich ilościach mają być zastosowane do uzdatniania wraz z przewidywanymi ilościami odprowadzanymi i osiągniętymi poziomami efektywności środowiskowej (zob. tabela 23.1). Należy przeprowadzić ocenę ryzyka dotyczącą wpływu na środowisko, jaki ma odprowadzanie chemikaliów do morza (zob. sekcja 23.2);
 - ▶ należy zapewnić punkty pobierania próbek za ostatnim urządzeniem do uzdatniania wody wydobytej w obszarze turbulentnego przepływu lub za tym obszarem przed punktem kolejnego rozcieńczania. Zaleca się stosowanie programu monitorującego, najlepiej za pomocą analizatorów mierzących na bieżąco zawartość oleju w wodzie lub drogą ręcznego pobierania próbek, jako najlepszą dostępną technikę do celów monitorowania efektywności technologii uzdatniania wody wydobytej i monitorowania jakości wody wydobytej przeznaczonej do odprowadzenia;
 - ▶ odprowadzanie wody wydobytej na ląd w celu uzdatnienia [10] może być realnym wariantem tylko w przypadku niewielkich ilości wody wydobytej i istnieje małe prawdopodobieństwo, że będzie wykonalne w dłuższej perspektywie w przypadku rosnącej ilości wody wydobytej. W przypadku takiej sytuacji zob. wytyczne w sekcji Działanie prowadzone na lądzie 12 (sekcja 15).

Tabela 23.1 Poziomy efektywności środowiskowej związane ze stosowaniem najlepszych dostępnych technik na potrzeby gospodarowania zrzutami wody wydobytej zawierającej węglowodory [3,23,24]

Poziomy efektywności środowiskowej dla nowych obiektów	Poziomy efektywności środowiskowej dla istniejących obiektów (średnia miesięczna)
Zerowy wpływ* ropy naftowej w wodzie wydobytej lub w przypadkach, gdy nie ma to zastosowania**, ograniczenie wpływu, jak określono dla istniejących obiektów	Ograniczenie wpływu zdyspergowanego oleju do < 15 mg/L lub w przypadkach, gdy nie ma to zastosowania**, < 30 mg/L (według metody analitycznej określonej w [25].

* Cel, jakim jest zero wpływu, jest osiągalny w przypadkach, gdy w celu zagospodarowania wody wydobytej zastosuje się powtórne wtłaczanie/wtłaczanie.

**Zasadność ograniczenia/zaprzestania zrzutów ma być określona w ramach oceny najlepszych dostępnych technik dla danego pola wydobywczego, która jest oceną istniejących technologii i zasadności ich zastosowania na określonej platformie (aktualizacja co 5 lat). Będzie ona obejmowała aspekty dotyczące wagi i przestrzeni, bezpieczeństwa, kosztu, użycia chemicznego, pozostałych emisji (np. do atmosfery) oraz oceny ryzyka środowiskowego wpływu oraz głównych elementów przyczyniających się do tego ryzyka. Ustalenie wymagań pod kątem dokumentowania tego procesu gwarantuje łatwy dostęp do danych potrzebnych do oceny zasadności ograniczenia/zaprzestania zrzutów (wymienionych powyżej). Przegląd oceny najlepszych dostępnych technik przedstawiono w załączniku C.

23.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 23

- [1] DNV GL, 2015 r. Produced water management – experience from the NCS (Norwegian Oil and Gas Association).
- [2] Grupa Banku Światowego, 2015. Environmental, Health and Safety Guidelines for offshore oil and gas development.
http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f3a7f38048cb251ea609b76bcf395ce1/FINAL_Jun+2015_Offshore+Oil+and+Gas_EHS+Guideline.pdf?MOD=AJPERES
- [3] Meijer, D.T. i Madin, C., 2010. Removal of dissolved and dispersed hydrocarbons from oil and gas produced water with MPPE technology to reduce toxicity and allow water reuse, APPEA Journal, 50(1): 1–11.
- [4] OSPAR Recommendation 2001/1 for the management of Produced Water on Offshore Installations and 2006/4 and 2011/8 amendments.
- [5] IOGP, 2008. Guidelines for the management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil & gas industry. Sprawozdanie nr 412.
- [6] IAEA, 2003. Extent of Environmental Contamination by Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) and Technological Options for Mitigation, seria sprawozdań technicznych nr 419.
- [7] Hylland, K. i Øistein Eriksen, D. 2013. Naturally occurring radioactive material (NORM) in North Sea Produced Water: Environmental Consequences: Environmental Consequences.
- [8] Smit, G.D.M., T.K. Frost i S. Johnsen, 2011. Achievements of Risk-Based Produced Water Management on the Norwegian Continental Shelf (2002–2008). Integrated Environmental Assessment and Management. – tom 7, nr 4, s. 668–677.
- [9] OSPAR Recommendation 2012/05 for a risk-based approach to the Management of Produced Water Discharges from Offshore Installations.

[10] OSPAR Agreement 2012-7 "OSPAR Guidelines in support of Recommendation 2012/5 for a Risk-based Approach to the Management of Produced Water Discharges from Offshore Installations"
<http://www.ospar.org/documents?d=32930>

[11] NORSOK S-003 Environmental Care, 2017.

[12] DNV GL, 2015, Study of best available techniques for treating produced water discharged from offshore petroleum operations (Norwegian Environment Agency).

[13] Rozporządzenie (WE) 1907/2006 w sprawie rejestracji, oceny, udzielania zezwoleń i stosowanych ograniczeń w zakresie chemikaliów (REACH).

[14] CHARM Implementation Network, 2004. Chemical Hazard Assessment and Risk Management (CHARM) model.

[15] SINTEF Norway, DREAM – Dose-related Risk and Effects Assessment Model.
<https://www.sintef.no/en/software/dream/>

[16] OSPAR Decision 2000/2 on a Harmonised Mandatory Control System for the Use and Reduction of the Discharge of Offshore Chemicals.

[17] OSPAR Recommendation 2006/3 on Environmental Goals for the Discharge by the Offshore Industry of Chemicals that Are, or Which Contain Substances Identified as Candidates for Substitution.

[18] IPIECA, 2014. Efficiency in water use – Guidance document for the upstream onshore oil and gas industry. <http://www.ipieca.org/resources/good-practice/efficiency-in-water-use-guidance-document-for-the-upstream-onshore-oil-and-gas-industry/>

[19] Komisja OSPAR 2002, Background Document concerning Techniques for the Management of PW from Offshore Installations. Publikacja nr 162.

[20] Komisja OSPAR, 2006, Addendum to the OSPAR Background Document Concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations (publikacja nr 162/2002). Publikacja nr 295.

[21] Komisja OSPAR 2013, Background Document concerning Techniques for the Management of PW from Offshore Installations. Publikacja nr 602.

[22] NEL, Krajowy system pomiarowy, 2018. Good Practice Guide – An Introduction to produced water management.

[23] OSPAR Decision 2005/1 amending OSPAR Decision 2000/2 on a harmonised mandatory control system for the use and reduction of the discharge of offshore chemicals.
<http://www.ospar.org/convention/agreements?q=decision+2000%2F2&t=&a=&s>

[24] Offshore Petroleum Activities (Oil Pollution Prevention and Control) (OPPC) Regulations 2005 and Amendment (2011).

[25] OSPAR Reference Method of Analysis for the Determination of the Dispersed Oil Content in Produced Water, umowa, 2005-1.

24. Działanie prowadzone na morzu 8: Gospodarowanie wodą ściekową

24.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Zrzut wody ściekowej do morza może mieć wpływ na środowisko morskie ze względu na potencjalne zanieczyszczenie węglowodorami i chemikaliami stosowanymi w obiekcie. Izolacja cieczy jest kontrolowana dzięki systemowi kanalizacyjnemu, który odbiera płyny z systemów technologicznych, wycieki oraz przekierowuje przepływy różnych rodzajów wody. Instalacje te wymagane są zarówno do obsługi planowanych zrzutów, które mają miejsce w ramach bieżącej działalności, jak też przypadków niezamierzonego uwolnienia, które mogą mieć miejsce wskutek wypadku czy incydentu.

Działalność to obejmuje w szczególności planowane zrzuty węglowodorów z systemów kanalizacyjnych, jak też przypadki niezamierzonego uwolnienia podczas korzystania z systemów kanalizacyjnych. W niniejszej części nie poruszono szerzej kwestii przypadków niezamierzonego uwolnienia węglowodorów i chemikaliów, natomiast szczegółowo omówiono je w sekcjach Działania prowadzone na morzu 2 i 3. Podczas takich uwolnień system kanalizacyjny może być lub może nie być wykorzystywany w zależności od charakteru uwolnionej substancji. Należy zauważyć, że działanie to nie obejmuje ścieków bytowo-gospodarczych z obiektu, w tym ścieków bytowych i nieczystości.

Na morzu wykorzystywane są różne rodzaje systemów kanalizacyjnych w zależności od ich lokalizacji, wymogów związanych z serwisem oraz innych aspektów związanych z eksploatacją. Systemy kanalizacyjne należy zaprojektować w taki sposób, aby zapewnić oddzielenie uwolnionych substancji i zrzutów z obszarów obiektu stanowiących zagrożenie i obszarów, które nie stanowią zagrożenia. Aby spełnić ten wymóg systemy kanalizacyjne dzieli się zwykle co najmniej na następujące instalacje:

- Zamknięty system kanalizacyjny – w pełni zamknięta sieć rurociągową przyjmująca kontrolowany transfer węglowodorów z urządzeń technologicznych, np. opróżnienie sprzętu przed jego konserwacją.
- Otwarty system kanalizacyjny – otwarty wentylowany system kanalizacyjny odbierający wody deszczowe, wodę morską oraz wodę z instalacji przeciwpożarowych (zraszaczy itp.), wycieki, wodę do mycia i spłukiwania, w tym cieczy rozwarstwione/substancje stałe z pokładu, wycieki do wanien wychwytowych oraz do mis ociekowych wokół sprzętu. Instalację tę można podzielić na:
 - ▶ instalację do płynów niebezpiecznych – służy do gromadzenia płynów z obszarów zaliczonych w obiekcie do niebezpiecznych, np. instalacji i urządzeń, w których znajdują się węglowodory lub chemikalia; oraz
 - ▶ instalację do płynów niestanowiących niebezpieczeństwa – służy do gromadzenia płynów z obszarów obiektu, które nie są określane jako niebezpieczne, np. obszarów innych niż niebezpieczne, takich jak warsztaty, magazyny czy miejsca składowania.

We wszystkich wyżej wymienionych instalacjach ich konstrukcja wymusza kierowanie płynów do oddzielnych, przeznaczonych dla nich zbiorników, z których odzyskuje się węglowodory w wyniku oddzielania oleju z wody do celów transportu na ląd, podobnie jak to ma miejsce w przypadku innych rodzajów wód zanieczyszczonych węglowodorami (np. wody wydobytej) przed odprowadzeniem uzdatnionej wody do morza. Tego rodzaju zbiorniki przeznacza się również do celów zarządzania gazem porywanym przez ropę, zapewniając bezpieczne usunięcie go z instalacji.

Odpływy z obszarów, które nie ulegają znaczącemu zanieczyszczeniu chemikaliami i węglowodorami (np. dach części mieszkalnej obiektu) są zwykle kierowane bezpośrednio do morza, ponieważ nie zawierają wycieków węglowodorów lub chemikaliów. W razie sytuacji awaryjnej wymagającej uruchomienia instalacji przeciwpożarowej (zraszaczy) większe niż zazwyczaj ilości wody mogą również spowodować konieczność odprowadzenia nadmiaru wody z instalacji kanalizacyjnej bezpośrednio do morza. Powinno mieć to miejsce tylko w sytuacjach, w których stwierdzono wyraźne zagrożenie dla bezpieczeństwa.

Odprowadzanie wód z maszynowni określa się jako odprowadzanie niezwiązane z procesem wydobywania ropy naftowej i gazu, które jest objęte przepisami konwencji MARPOL [1]. Na ogół ma to istotne znaczenie w przypadku jednostek pływających, a do przykładów odprowadzania wód z maszynowni można zaliczyć odprowadzanie z zęz jednostek pływających do wydobywania, magazynowania i przeładunku i statków/morskich ruchomych platform wiertniczych itp. [2].

Ponadto mogą zdarzać się instalacje do rozwiązywania sytuacji specyficznych pod względem eksploatacyjnym, gdy na obiekcie występują inne płyny wymagające zagospodarowania, w tym:

- wysoce lotne chemikalia wymagające oddzielnych instalacji, takich jak specjalne wanny wychwytowe i zbiorniki, np. metanol i inne chemikalia, które są niekiedy przechowywane w obiektach morskich w przenośnych pojemnikach;
- związki znajdujące się w ropie naftowej, np. gazy takie jak H_2S , NH_3 wymagają dodatkowej instalacji i dodatkowych urządzeń umożliwiających usunięcie tych gazów ze strumienia procesowego i oczyszczenie płynów przed wprowadzeniem ich do zamkniętego systemu kanalizacyjnego;
- chemikalia laboratoryjne wykorzystywane na morzu do celów analizy chemicznej, zwykle w stosunkowo niewielkich ilościach. Są one zwykle stosowane w ramach czynności laboratoryjnych, przy czym materiały odpadowe są gromadzone i transportowane na ląd; oraz
- chemikalia wykorzystywane do czyszczenia wewnętrznych i zewnętrznych powierzchni obiektu, splukiwane do systemu kanalizacyjnego.

W przeciwieństwie do usuwania węglowodorów nie istnieje żaden mechanizm usuwania zanieczyszczeń chemicznych z odprowadzanych płynów przed ich zrzutem. Za to planowane zrzuty chemikaliów są zwykle dozwolonymi czynnościami i w ramach procesu należy przeprowadzić ocenę ryzyka określonego przewidywanego zrzutu i przekazać z wnioskiem o udzielenie zezwolenia organowi regulacyjnemu.

Większość podejść i technik, które mogą być zastosowane, aby zapewnić skuteczne funkcjonowanie systemów kanalizacyjnych, ma przede wszystkim znaczenie na etapie projektowania obiektu. Po rozpoczęciu eksploatacji obiektu techniki mają przede wszystkim na celu zapewnienie integralności aktywów.

24.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem związanym z gospodarowaniem zanieczyszczoną wodą ściekową to:

- Wdrożenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który uwzględnia procesy i procedury w odniesieniu do gospodarowania ściekami (sekcja 3.4.2).
- Zapewnienie, w przypadku nowych obiektów i zmian w istniejących obiektach, aby projekt techniczny gospodarowania wodą ściekową uwzględniał wysoki poziom bezpieczeństwa oraz ograniczał do minimum potencjalny wpływ na środowisko w przypadku planowanych albo niezamierzonych uwolnień (zob. BAT poniżej) (sekcja 3.5.5).

- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2). Należy zapewnić, aby planowane zrzuty ścieków były traktowane jako część środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie ryzyka dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcje 3.5.4/3.5.7).
- Zapewnienie istnienia planu awaryjnego na wypadek wycieku w celu kontrolowania wycieków do środowiska morskiego z obiektu, w tym reakcji na wyciek oraz zastosowania środków zaradczych po jego wystąpieniu (sekcja 3.5.13).

24.3 Najlepsze dostępne techniki

Za najlepsze dostępne techniki w zakresie gospodarowania wodą ściekową uznaje się następujące techniki:

24.3.1 Projektowanie

- Należy zapewnić funkcjonowanie kanalizacji w ramach projektowych rozwiązań środowiskowych, bezpieczeństwa technicznego i integralności w obrębie obiektu (np. [1,3-6]).
- Należy zapewnić oddzielenie zamkniętych i otwartych kanałów oraz otwartych kanałów, którymi odprowadzane są substancje niebezpieczne i substancje inne niż niebezpieczne.
- Należy zapobiec wyciekom węglowodorów/wyciekom chemikaliów poza obręb obiektu i poza wyznaczone obszary oraz poza misy ściekowe/zrębnice/wanny wychwytowe.
- Należy rozważyć umiejscowienie zbiorników na ścieki i zbiorników resztkowych w stosunku do technologicznych obszarów obiektu zgodnie z parametrami środowiskowymi, przy zapewnieniu ich odpowiednich spadków powierzchni.
- Należy wyposażyć instalacje wydobywcze i instalacje użytkowe w wystarczającą liczbę punktów spustowych, aby umożliwić kontrolowane opróżnianie wszystkich segmentów w optymalny sposób.
- Należy zapobiegać nagromadzeniu niebezpiecznych płynów na pomostach obiektu.
- Należy uwzględnić większe średnice rur kanalizacyjnych, w tym na łukach rurowych, aby umożliwić czyszczenie w sytuacjach, gdy przewidywane jest występowanie piasku i substancji stałych.
- Należy przewidzieć misy ściekowe/zrębnice/wanny wychwytowe pod urządzeniami i rurociągami, w których mogłoby dojść do wycieku, na przykład:
 - ▶ urządzeniami technologicznymi;
 - ▶ przenośnymi pojemnikami (na olej napędowy, chemikalia, itp.);
 - ▶ stacjami bunkrowymi;
 - ▶ urządzeniami do rozładowywania ropy naftowej;
 - ▶ w warsztatach i na obszarach prac konserwacyjnych.
- Należy uniemożliwić migrację płynów, gazów (i ognia) przez system kanalizacyjny między poszczególnymi obszarami obiektu.

- Należy umożliwić odzyskiwanie węglowodorów z odprowadzanych płynów oraz bezpieczne odprowadzanie czystej/uzdatnionej wody, np. z deszczówki, z zalaną przez instalację przeciwpożarową oraz ze ścieków z instalacji ściekowych.
- W stosownych przypadkach należy zapewnić punkty pobierania próbek z dogodnym dostępem, umożliwiające monitorowanie i rejestrowanie jakości wody odprowadzanej do morza ze zbiorników systemu kanalizacyjnego.

24.3.2 Operacje

- Należy uwzględnić czynniki charakterystyczne dla danej operacji, które mogą powodować pogorszenie parametrów stanowiących podstawę projektu systemu kanalizacyjnego, i w stosownych przypadkach przeprowadzić analizę ryzyka (np. HAZID/ENVID/ HAZOP) (sekcja 3.5.6).
- Należy prowadzić wykaz chemikaliów, ograniczając liczbę i rodzaje chemikaliów znajdujących się na terenie obiektu do niezbędnych do prowadzenia bieżącej działalności i dokonując uprzednio oceny ryzyka/narażenia w odniesieniu do nowych chemikaliów zgodnie z wymaganiami organu regulacyjnego dotyczącymi zezwolenia [7]. Szczegółowo omówiono to zagadnienie w sekcji 23.
- Podczas wykonywania prac konserwacyjnych i innych należy w miarę możliwości unikać odprowadzania chemikaliów do systemu kanalizacyjnego, zbierając je w specjalnie przeznaczonych do tego pojemnikach w celu przetransportowania na ląd.
- Należy zapewnić kontrolę, naprawę i konserwację w zakresie integralności systemu kanalizacyjnego (tj. zapobieganie nieszczelnościom) w ramach systemu planowej konserwacji (zob. także sekcja 3.5.11).
- W zależności od oceny ryzyka należy zapewnić w obiektach instalacje do przechowywania i transportu na ląd nieodpowiadającej wymaganiom zawartości zbiorników wchodzących w skład systemu kanalizacyjnego, w tym materiałów niebezpiecznych i zanieczyszczeń.
- Należy dokonać przeglądu kompatybilności poszczególnych płynów stosowanych do zapobiegania reakcjom chemicznym/zestaleniu odpadów w otwartym systemie kanalizacyjnym.
- Należy zapewnić, aby podmioty prowadzące eksploatację złóż podziemnych miały wiedzę o różnych rodzajach systemów kanalizacyjnych dostępnych w obiekcie i ich prawidłowym działaniu.
- Jeżeli jest to możliwe, należy zastosować procedury lub sprzęt do obliczania/monitorowania chemikaliów w strumieniu ścieków odprowadzanych do morza.
- Należy zapewnić, aby automatyczne urządzenia do zmiany kierunku przepływu raczej kierowały zanieczyszczone odpływy do instalacji odwadniającej zanim zostaną odprowadzone poza obiekt¹⁹.
- W przypadku gdy dotychczasowe instalacje w istniejących obiektach nie umożliwiają dokładnego pobierania próbek z odprowadzanych ścieków, należy wyznaczyć rygorystyczne

¹⁹ W przypadku niezamierzonego uwolnienia wysoce lotnych lub łatwopalnych materiałów preferuje się ich bezpieczne przekierowanie w inne miejsce.

cele wewnętrzne i monitorować substancje odprowadzane do kanalizacji w celu zminimalizowania narażenia środowiskowego.

- Należy zapewnić procedury usuwania wycieków chemikaliów z wykorzystaniem zestawów do usuwania wycieków i usuwać je jako odpady niebezpieczne zamiast spłukiwać do instalacji odprowadzających ścieki niebezpieczne, chyba że istnieją nadrzędne względy bezpieczeństwa.

Poziomy efektywności środowiskowej związane ze stosowaniem najlepszych dostępnych technik w odniesieniu do zrzutów do morza pochodzących z odprowadzania wody i innych cieczy przedstawiono w tabeli 24.1. Ewentualnie mogą zostać zastosowane inne techniki umożliwiające osiągnięcie równoważnych poziomów efektywności.

Tabela 24.1 Poziomy efektywności środowiskowej dla zrzutów węglowodorów do morza

Parametr	EPL
Olej w odprowadzanej wodzie (średnia miesięczna) [8]	30 mg/L *
Olej w odprowadzanej wodzie (średnia miesięczna) [1]	15 mg/L

*Aby zapoznać się z poziomami ochrony środowiska w odniesieniu do wody wydobytej przy zrzucie oleju w wodzie, zob. Działanie prowadzone na morzu 7.

Próbki do badań na zawartość węglowodorów w odprowadzanych płynach niebezpiecznych i innych niż niebezpieczne mogą być pobierane i poddawane analizie metodami BEIS IR, FT-IR lub GC/MS lub innych układów rozpuszczalników [9]. Zastosowanie ma również referencyjna metoda analizy OSPAR [10]. W tym sektorze wszyscy zdają sobie sprawę, że w praktyce zmierzenie „średniej miesięcznej” w przypadku wody ściekowej może stanowić poważne wyzwanie, a wymogi w zakresie monitorowania pozostają w gestii organu regulacyjnego.

24.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 24

[1] IMO MARPOL– Międzynarodowa konwencja o zapobieganiu zanieczyszczaniu morza przez statki. Załącznik I – Przepisy o zapobieganiu zanieczyszczaniu olejami.

[2] Oil & Gas UK. Drainage – Machinery Space,
https://oilandgasukenvironmentallegislation.co.uk/contents/topic_files/offshore/oily_water.htm

[3] API RP 14 C, 2017. Recommended Practice for Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety systems.

[4] API RP 14J, 2001. Recommended Practice for the design and hazards analysis for Offshore Production facilities.

[5] Energy Institute, 2015. EI 15 – Model code of safe practice Part 15 – Area classification for installations handling flammable fluids.

[6] UK Offshore Petroleum Activities (Oil Pollution Prevention and Control) Regulations 2005 (as amended) Guidance Notes.

[7] OSPAR Decision 2000/2 on a Harmonised Mandatory Control System for the Use and Reduction of the Discharge of Offshore Chemicals (as amended by OSPAR Decision 2005/1).

- [8] Bank Światowy/MKF, 2015, EHS Guidelines for offshore oil and gas development, http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f3a7f38048cb251ea609b76bcf395ce1/FINAL_Jun+2015_Offshore+Oil+and+Gas_EHS+Guideline.pdf?MOD=AJPERES.
- [9] UK (BEIS), 2018. Metodyka pobierania próbek i analizy wody wydobytej i innych zrzutów ścieków zawierających węglowodory, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/716538/Methodology_for_the_Sampling_and_Analysis_of_Produced_Water_and_Other_Hydrocarbon_Discharges_version_3.pdf
- [10] OSPAR, 2005. Reference Method of Analysis for the Determination of the Dispersed Oil Content in Produced Water, Agreement 2005-15.

25. Działanie prowadzone na morzu 9: Zarządzanie ryzykiem w przypadku likwidacji obiektu

25.1 Opis działania i potencjalnego wpływu na środowisko

Likwidacja oznacza działania podejmowane w związku z trwałym zaprzestaniem eksploatacji obiektu. Chociaż w ścisłym tego słowa znaczeniu „likwidacja” oznacza działania prowadzące do zakończenia aktywnej eksploatacji obiektu, w sektorze węglowodorów obejmuje również w szerokim zakresie późniejsze zarządzanie infrastrukturą obiektu, odwiertami i rurociągami w kontekście ich ponownego wykorzystania, demontażu czy też (w wyjątkowych sytuacjach) pozostawienia na miejscu. Likwidację można podzielić na następujące etapy:

- likwidacja odwiertów i zaprzestanie ich eksploatacji;
- przygotowanie nadwodnych części konstrukcji do usunięcia, a następnie ich usunięcie;
- w przypadku obiektów nieruchomych, rozbiórka i usunięcie elementów konstrukcji, takich jak konstrukcja nośna i elementy mocujące konstrukcję do dna morskiego;
- w przypadku jednostek pływających, np. jednostek pływających do wydobywania, magazynowania i przeładunku, usunięcie statku z pozycji;
- zarządzanie infrastrukturą podmorską, w tym zespołami rurociągów i wiązek rur, przewody zasilające itp., jeżeli występują oraz
- transport zużytej infrastruktury (może mieć miejsce na wszystkich etapach).

Trwałe uszczelnienie i zaprzestanie eksploatacji odwiertów (P&A) jest zazwyczaj realizowane w pierwszej kolejności i obejmuje zaprzestanie produkcji i przygotowanie uszczelnienia, faktyczne uszczelnienie i sprawdzenie odwiertu, a na koniec demontaż i odzyskanie głowicy odwiertu/ konduktora [1,2]. Utrzymanie pełnej integralności odwiertu w trakcie tego procesu i po jego zakończeniu ma ogromne znaczenie. Uszczelnianie odwiertów obejmuje zwykle wykorzystanie korków cementowych, co ma zapobiec wyciekowi węglowodorów na powierzchnię lub do innych formacji umożliwiających przepływ. Jakość istniejącego płaszczu cementowego na głębokościach, na których mają być osadzone korki, ma bardzo duże znaczenie. Należy dokonać oceny jakości takiego uformowanego płaszczu cementowego i w razie potrzeby dokonać napraw przed osadzeniem głównych uszczelniaczy odwiertu. Po uszczelnieniu i zaprzestaniu eksploatacji odwiertów rejestruje się stan i lokalizację opuszczonych odwiertów i przekazuje dane organowi regulacyjnemu.

Elementy nadwodne usuwa się zwykle z pola wydobywczego w ramach likwidacji. Przed usunięciem elementy nadwodne są przygotowywane w oparciu o wymogi środowiskowe i bezpieczeństwa poprzez zapewnienie zabezpieczenia obiektów i rurociągu (np. poprzez oczyszczenie, odwodnienie) i właściwego zagospodarowania zużytych materiałów w celu zapewnienia bezpiecznego wykonania kolejnych czynności. Wszelkie materiały niebezpieczne, które mogą wydostać się do środowiska należy usunąć lub odpowiednio zabezpieczyć. W celu potwierdzenia poszczególnych metod usuwania wykorzystuje się zwykle badania techniczne. W celu usunięcia elementów nadwodnych może okazać się konieczne odcięcie modułów znajdujących się nad powierzchnią wody. Mniejsze elementy konstrukcji mogą zostać usunięte przez podniesienie i przetransportowane na ląd, natomiast w przypadku większych elementów konstrukcji może być konieczne pocięcie ich na mniejsze części przed transportem. Ograniczenie liczby operacji przenoszenia jest korzystne, ponieważ pozwala ograniczyć czas spędzony na morzu i wymagany ruch morski.

W przypadku obiektów stałych likwidacja konstrukcji nośnej platformy polega na demontażu ramy, która łączy elementy nadwodne z dnem morskim i która jest mocowana za pomocą elementów stali i betonu. Istnieje możliwość usunięcia nadwodnej części platformy z konstrukcji nośnej, a następnie usunięcie konstrukcji nośnej z dna morskiego z pozostawieniem fundamentu i pozostałych konstrukcji. Usunięcie elementów wchodzących w skład konstrukcji nośnej może obejmować na przykład:

- demontaż struktury nośnej za pomocą narzędzi tnących;
- oczyszczenie konstrukcji nośnej z warstwy glonów morskich, na przykład w celu przygotowania stref, w których wykonywane będą cięcia, a w przypadkach przemieszczania infrastruktury, w celu uniknięcia przeniesienia gatunków organizmów morskich;
- zagospodarowanie samej konstrukcji nośnej, które może obejmować usunięcie jej w jednym kawałku, pocięcie na części lub pocięcie na jeszcze mniejsze kawałki w celu ułatwienia usunięcia i transportu; oraz
- usunięcie fundamentów, co wymaga ich odkrycia i pocięcia (np. z wykorzystaniem ściernych lin diamentowych) w celu usunięcia większej części konstrukcji²⁰.

W przypadku fundamentów, które można pozostawić na miejscu, w ramach oceny oddziaływania na środowisko należy brać pod uwagę potencjalne ryzyko, jakie stanowią pionowe konstrukcje dla pozostałych użytkowników obszarów morskich, np. statków rybackich (sekcja 3.5.4). O tym, czy dopuszczalne będzie pozostawienie fundament na miejscu, również decyduje organ regulacyjny.

Należy uwzględnić możliwości dotyczące konstrukcji znajdujących się na dnie morskim, w tym rurociągów, wiązek rur, płyt fundamentowych, rur rozgałęźnych, stacji zaworów, elementów trójkątów rurowych 45°, w tym [3]:

- pozostawienie na miejscu – przy założeniu, że rurociągi nie stanowią zagrożenia dla pozostałych użytkowników morza;
- częściowe usunięcie – usunięcie niektórych konstrukcji pomocniczych, takich jak materace betonowe, kolektory zainstalowane na dnie morskim; oraz
- całkowite usunięcie – demontaż rurociągu(-ów) polegający na procesie odwrotnym do układania rur, który może wiązać się z wykorzystaniem statku do układania rurociągów do celów wydobycia rurociągu z dna morskiego.

Przed demontażem należy również wziąć uwzględnić odpowiednie oczyszczenie rurociągu(-ów).

Zdemontowane urządzenia i materiały pochodzące z poszczególnych wyżej opisanych procesów są transportowane statkiem, przy czym rozmiar statku, rodzaj planowanych rejsów i ich częstotliwość zależą od obiektu i procesów likwidacji.

W trakcie likwidacji należy również zapewnić przeprowadzenie następujących działań:

- bezpieczne usunięcie na lądzie lub na morzu materiałów niebezpiecznych, takich jak azbest, polichlorowane bifenyle (PCB), węglowodory czy H₂S [4]; oraz

²⁰ Należy zauważyć, że konstrukcje fundamentów znajdujące się poniżej poziomu dna morskiego (np. pale) są zwykle pozostawiane na miejscu.

- remediacja terenu obiektu, w tym działania mające na celu usunięcie śmieci, ograniczenie lub wyeliminowanie potencjalnego wpływu oraz w razie potrzeby przywrócenie dopuszczalnych poziomów warunków środowiskowych w odniesieniu do norm regulacyjnych lub firmowych²¹.

Hałdy zwiercin mogą oddziaływać na środowisko z powodu przemieszczania wcześniej składowanych zwiercin zanieczyszczonych płuczką olejową (choć w wielu regionach, w tym na podstawie OSPAR, składowanie zwiercin z BFROC (ilość płynu bazowego zatrzymanego w odkładanych zwiercinach > 1% nie jest już dozwolone [5]) w celu uzyskania dostępu do infrastruktury morskiej. Z tego względu należy wziąć pod uwagę szereg ewentualnych możliwości zagospodarowania takich odkładów zwiercin [6]. Naruszone odkłady zwiercin uzyskanych w trakcie stosowania płuczki wodnej nie mają większego oddziaływania na środowisko morskie i z tego względu w celu zarządzania nimi nie wymaga się zwykle stosowania żadnych konkretnych środków [5].

Preferowane jest całkowite usunięcie obiektu z obszaru morskiego w celu jego ponownego użycia, recyklingu lub trwałego składowania na lądzie [7], z wyjątkiem przypadków, gdy organizacja jasno sformułuje alternatywną możliwość trwałego usunięcia. Ostateczna decyzja leży w gestii organu regulacyjnego, z uwzględnieniem wszystkich istotnych okoliczności. Ocena porównawcza możliwości alternatywnego unieszkodliwiania powinna uwzględniać rodzaj obiektu, metody unieszkodliwiania, miejsca trwałego składowania oraz wpływ na środowisko i społeczeństwo, w tym zakłócenia dla pozostałych użytkowników obszarów morskich, wpływ na bezpieczeństwo, zużycie energii i surowców oraz emisje. Ponadto w przypadku gdy ocena wskazuje, że likwidacja i pozostawienie na miejscu jest mniej szkodliwe dla środowiska niż usunięcie na ląd, można wciąż to pod uwagę [8]. Ponowne wykorzystanie i likwidacja na miejscu są uznanymi przez społeczność międzynarodową metodami likwidacji, które można zastosować, gdy określa się je jako możliwości alternatywne mające najmniejszy wpływ na środowisko.

Jeżeli likwidacja przebiega zgodnie z najlepszym podejściem do zarządzania ryzykiem, wpływ na środowisko tej operacji powinien być względnie ograniczony. Może on wiązać się z emisjami/zrzutami związanymi z działalnością związaną z usuwaniem, np. odpływ chemicznie uzdatnionej wody używanej do celów budowlanych oraz materiałów pozostałych po cięciu (ścierniwo zawierające ciężkie metale), odpływy z rurociągów podczas czyszczenia oraz usunięta zwietrzała farba podczas usuwania farby w stosownych przypadkach.

25.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem w przypadku likwidacji obejmują:

- Wprowadzenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który uwzględnia procesy i procedury likwidacji obiektu. BHPiOŚ powinien obejmować uwzględnienie wpływu ostatecznej likwidacji obiektu na środowisko na etapie projektowania i w trakcie użytkowania (sekcja 3.4.23).
- Przeprowadzenie „oceny porównawczej” dotyczącej likwidacji, obejmującej potencjalny wpływ na bezpieczeństwo, środowisko, zainteresowane strony, wykonalność pod względem technicznym oraz koszt, co pozwoliłoby na wybranie właściwego wariantu likwidacji oraz zapewniło zarządzanie ryzykiem dla ludzi (np. personelu i innych użytkowników morza) i środowiska, zgodnie z OSPAR 98/3 [7,8]. Gdy ocena wskazuje, że likwidacja i pozostawienie na miejscu jest mniej szkodliwe dla środowiska niż usunięcie na ląd, można rozważyć taką

²¹ Zob. również OSPAR Recommendation 2006/5 on a Management Regime for Offshore Cuttings Piles.

możliwość w uzgodnieniu z organem regulacyjnym [7]. Może zostać przeprowadzona ocena z wykorzystaniem narzędzi wspierających podejmowanie decyzji (np. analiza wielokryteriowa), które są racjonalne, przejrzyste i które można odtworzyć; i umożliwiają zarządzanie sprzecznymi celami.

- Opracowanie planu likwidacji uzgodnionego z organem regulacyjnym i zawierającego opis środków, jakie podmiot proponuje podjąć w związku z likwidacją obiektu, odwiertów i rurociągów (sekcja 3.5.15).
- Zapewnienie, aby likwidacja odwiertu była traktowana jako część środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie ryzyka dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcje 3.5.4/3.5.7), w tym:
 - ▶ działania prowadzone na morzu związane z likwidacją infrastruktury, towarzyszący im wpływ na środowisko oraz środki zarządzania, jak opisano szczegółowo w planie likwidacji;
 - ▶ działania prowadzone na lądzie związane z ponownym wykorzystaniem, recyklingiem, odzyskaniem i trwałym składowaniem nieużywanej infrastruktury i powiązanych z nią zużytych materiałów; Chociaż zwykle działalność ta jest prowadzona przez osoby trzecie, środki zarządzania tą działalnością należy przedstawić w ramach przeglądu;
 - ▶ komponent dotyczący zaangażowania zainteresowanych stron, który uwzględnia interesy pozostałych użytkowników morza. Przykładowe wytyczne w tym obszarze obejmują: [9].
- Rozważenie wykorzystania oceny porównawczej w projekcie technicznym podczas oceny wariantów na etapie likwidacji/wykonania oraz obowiązujących procedur w odniesieniu do następujących rodzajów działalności (sekcja 3.5.5):
 - ▶ uszczelnianie odwiertów i zaprzestanie ich eksploatacji;
 - ▶ działalność związana z likwidacją obiektów;
 - ▶ zarządzanie odkładami zwiercin;
 - ▶ zarządzanie infrastrukturą obiektu, która została przetransportowana na ląd.
- Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2). Wdrożenie opartego na analizie ryzyka programu w zakresie monitoringu środowiska po likwidacji i podejmowania czynności poeksploatacyjnych.

25.3 Dokumenty odniesienia dla sekcji 25

[1] Oil & Gas UK, 2015. Guidelines for the abandonment of wells – wyd. 5.

<http://oilandgasuk.co.uk/product/op105/>

[2] Oil & Gas UK, 2015. Guidelines on qualification of materials for the abandonment of wells – wyd. 2.

<http://oilandgasuk.co.uk/product/op109/>

[3] OGP, 2014. Options for decommissioning subsea bundles, sprawozdanie OGP Nr 469.

[4] Climate and Pollution Agency Norway, 2011. Decommissioning of Offshore Installations, Sprawozdanie TA2761.

[5] Komisja OSPAR 2009, Assessment of the possible effects of releases of oil and chemicals from any disturbance of cuttings piles (aktualizacja z 2009 r.).

[6] DNV GL, 2017. Drill cuttings piles management and environmental experiences, sprawozdanie nr: 2017-4056, Rev. 01.

[7] OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations.

<https://www.ospar.org/convention/agreements?q=98%2F3&t=32282&a=&s>.

[8] Protokół z 1996 r. do Konwencji o zapobieganiu zanieczyszczeniu mórz przez zatapianie odpadów i innych substancji, 1972 (zmieniony w 2006 r.) ("protokół londyński").

[9] Norsk Olje og Gass by DNV, 2001. Handbook for consequence evaluation in offshore decommissioning. Sprawozdanie 00-4041.

<https://www.norskoljeoggass.no/contentassets/d7bfa8b2f6874235a1e0dc0719b7250a/handbok-i-ku-ved-offshore-avvikling-dnv-2001.pdf>

26. Działanie prowadzone na morzu 10: Monitoring środowiska

26.1 Opis działania

Monitoring może być prowadzony w odniesieniu do związanych z wydobywaniem węglowodorów na morzu działań, w przypadku których ustalono, że mają potencjalny wpływ na środowisko. Monitoring środowiska może obejmować bezpośrednie lub pośrednie pomiary emisji, zrzutów i wykorzystania zasobów mające zastosowanie w odniesieniu do parametrów działalności i procesów technologicznych, a także pomiary wpływu na odbiorniki środowiskowe.

Działania monitorujące podejmowane są w trakcie eksploatacji obiektu lub realizacji projektu, tj. przed rozpoczęciem działań, aby ustalić poziomy odniesienia, a także podczas budowy, wydobywania i likwidacji. Monitoring zapewnia orientację, co stanowi wsparcie w zakresie zarządzania i w rezultacie ogranicza oddziaływanie. Właściwy monitoring środowiska i urządzenia kontrolne mogą w niektórych przypadkach umożliwić usprawnienie funkcjonowania i wspomóc sprawdzanie zgodności z warunkami pozwolenia w momencie prowadzenia działalności.

Monitoring może obejmować na przykład:

- gromadzenie informacji i danych na potrzeby oceny podstawowych warunków (np. na etapie zatwierdzania przedsięwzięcia) oraz dokonywania ocen środowiskowych (np. podczas projektowania i eksploatacji);
- pomiar lub oszacowanie parametrów środowiskowych i potencjalnego wpływu na środowisko (np. w trakcie eksploatacji), takich jak:
 - ▶ emisje do powietrza (np. CO, CO₂, NO_x, SO_x, CH₄, NMLZO, cząstki stałe, ozon, cząstki stałe, odory) na podstawie obliczeń lub bezpośredniego pomiaru – emisje związane z wytwarzaniem energii elektrycznej, korzystanie z pochodni i urządzeń technologicznych (ze spalarni, jednostki usuwania gazów kwaśnych, z pieców na olej opałowy, kotłów parowych itp.); emisje niezorganizowane (np. z uszczelnień sprężarek, zaworów, kołnierzy i pomp); uwolnione emisje (np. z instalacji magazynowych i załadunkowych); oraz inne emisje procesowe.
 - ▶ zrzuty do środowiska morskiego (np. chemikaliów, oleju w wodzie itp.) – ilość i skład zrzutów powstających w trakcie prac wiertniczych; zrzuty z płynów stosowanych do zbrojeni odwiertu oraz z układów sterowania; woda do testów hydrostatycznych; woda wydobyta; woda chłodząca; nieczystości i ścieki bytowe; woda odpadowa z odsalania; odwodnienie pokładu; woda balastowa;

Monitoring służy również wykrywaniu niezamierzonych uwolnień (np. systemy wykrywania przecieków oraz monitoring bierny). Przykłady niezamierzonych zrzutów obejmują przypadkowe wycieki ropy naftowej lub chemikaliów do morza, a przykłady niezamierzonych uwolnień obejmują wyciek gazu z urządzeń technologicznych lub awarię bariery izolującej podczas wydobywania lub przechowywania gazu. Wdrożone środki mające na celu zapobieganie skutkom takich zdarzeń, ich wykrywanie, kontrolowanie, łagodzenie oraz usuwanie omówiono bardziej szczegółowo w ramach innych działań opisanych w wytycznych.

Działanie to obejmuje zarówno monitoring źródeł emisji do atmosfery oraz zrzutów morskich (na przykład pod względem objętości, składu, lokalizacji i czasu uwolnienia) i monitorowanie wpływu na środowisko, jaki mają emisje i zrzuty (np. monitorowanie przyjmującego środowiska), przy czym obie te czynności powinny być zintegrowane i powinny wzajemnie się wzmacniać.

Parametry monitoringu wybrane w odniesieniu do poszczególnych etapów cyklu życia instalacji powinny odzwierciedlać rodzaje zanieczyszczeń i działalności, z którymi wiąże się obawy dotyczące proponowanej i bieżącej działalności, i powinny odnosić się zarówno do monitoringu emisji i zrzutów, jak też wpływu na przyjmujące środowisko. Monitoring powinien być prowadzony w oparciu o jasno wytyczony cel ogólny oraz strategię, która uwzględnia parametry obejmujące ujęcie ekosystemowe, lokalizację, właściwości zanieczyszczeń oraz poziomy wykrywalnej zmiany w przyjmującym środowisku.

26.2 Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem

Najlepsze podejścia do zarządzania ryzykiem podczas monitoringu środowiska to:

- Wdrożenie organizacyjnego systemu zarządzania BHPiOŚ (lub równoważnego), który stymuluje zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy oraz środowiskiem na szczeblu korporacyjnym i operacyjnym i który uwzględnia procesy i procedury monitoringu środowiska (sekcja 3.4.2).
- Zapewnienie, aby monitoring środowiska pod kątem emisji i zrzutów było traktowane jako część środków zarządzania, które opisano szczegółowo w ocenie ryzyka dla środowiska, np. OOS/ENVID (sekcje 3.5.43.5.7).
- Opracowanie i wdrożenie opartego na analizie ryzyka programu monitoringu środowiska, obejmującego wszystkie działania i aspekty, które mają potencjalny wpływ na środowisko i obejmują elementy określone w ocenie ryzyka dla środowiska (zob. powyżej). O różnych strategiach badań i częstotliwości monitoringu decydować będą różne etapy przedsięwzięcia morskiego i działania z nim związane, a także lokalne warunki środowiskowe. Ogólnie stosowane mogą być dwa różne podejścia: monitoring specyficzny dla danego pola wydobywczego oraz monitoring szerszego (regionalnego) obszaru [1]. Program monitoringu środowiska musi orientacyjnie obejmować następujące elementy:
 - ▶ w odniesieniu do każdego etapu projektu:
 - wczesna faza przedsięwzięcia – prowadzenie podstawowego monitoringu na terenie obiektu i w jego sąsiedztwie w ramach środowiskowego badania podstawowego w celu wprowadzenia rozróżnienia między istniejącymi otaczającymi warunkami a wpływem związanym z projektem (sekcja 3.5.3);
 - projekt/opracowanie – zgromadzenie dodatkowych informacji i danych w ramach oceny oddziaływania na środowisko (sekcja 3.5.4). Rodzaj, częstotliwość i czas trwania monitoringu środowiska wymagają podejścia specyficznego dla terenu obiektu, które zwykle określone zostanie w ocenie oddziaływania na środowisko i za którego podstawę można przyjąć środowiskowe badanie podstawowe;
 - wydobywanie – zapewnienie, aby monitorowanie uwzględniono na etapie wydobywania, w trakcie którego musi ono przyjąć formę rutynowej czynności zazwyczaj wchodzącej w skład systemu zarządzania środowiskiem/systemu zarządzania BHPiOŚ (zob. powyżej) [2,3];
 - likwidacja – gromadzenie danych środowiskowych w celu ustalenia poziomu bazowego przed likwidacją w podobny sposób, jak w środowiskowym badaniu podstawowym określonym powyżej (sekcja 3.5.3), i prowadzenie opartego na analizie ryzyka monitorowania poprzedzającego likwidację.
 - ▶ nadrzędne cele [4,5,6,7]:
 - określenie rodzajów i ilości substancji, które mają być emitowane lub odprowadzane z obiektu;

- określenie rozmieszczenia przestrzennego i zakresu spodziewanych emisji i zrzutów oraz ich wpływu na środowisko przy odpowiednim wsparciu modelowania środowiskowego (sekcja 3.5.6);
 - określenie bazowego poziomu stanu środowiska w drodze wstępnego badania (w tym analizy danych historycznych dotyczących istniejących zasobów);
 - ustalenie tendencji na przestrzeni czasu w celu określenia wielkości zmian środowiskowych w czasie w odniesieniu do tego poziomu bazowego. Może zająć konieczność częstszego pobierania próbek z emisji pochodzących z wysoce zmiennych procesów lub pobierania ich z wykorzystaniem złożonych metod. Częstotliwość i czas monitorowania emisji również mogą być zróżnicowane – monitoring może być prowadzony w sposób ciągły w przypadku niektórych parametrów technologicznych procesu spalania lub wsadów stosowanych w tym procesie (np. jakość paliwa), albo rzadziej w formie testów wykonywanych raz w miesiącu, kwartale lub roku;
 - ustalenie i wdrożenie wymaganych środków na potrzeby monitorowania określonych emisji i zrzutów oraz związanych z nimi oddziaływań na środowisko;
 - prowadzenie nieustannego przeglądu w celu określenia nieprzewidzianych skutków i nowych kwestii, w tym badań uzupełniających w celu monitorowania zmian środowiskowych;
 - dobranie parametrów monitoringu w oparciu o podejście do oceny ryzyka [6] uwzględniające o najmniej następujące czynniki ryzyka [8]:
 - wielkość i rodzaj instalacji, co może decydować o jej wpływie na środowisko;
 - złożoność źródeł (tj. liczba i zróżnicowanie, cechy charakterystyczne źródeł emisji, np. źródła obszarowe, emisje zorganizowane, emisje szczytowe);
 - złożoność procesu, co może powodować zwiększenie liczby potencjalnych uszkodzeń;
 - możliwe oddziaływanie na środowisko i zdrowie ludzi wynikające z zagrożeń, z uwzględnieniem związanego z nim poziomu ryzyka;
 - występowanie zagrożeń w bliskim sąsiedztwie środowiskowych obiektów wrażliwych;
 - obecność zagrożeń naturalnych, takich jak geologiczne, hydrologiczne, meteorologiczne czy morskie;
 - efektywność instalacji w przeszłości i zarządzanie nią;
- kluczowe kwestie dotyczące monitoringu emisji i zrzutów z obiektu:
- stosowanie standardowych technik pomiarowych według CEN/ISO uznawanych za najlepsze praktyki i zalecanych dla zapewnienia wysokiej jakości wyników;
 - w przypadku emisji do powietrza rozważenie na etapach planowania, w jaki sposób dane dotyczące przepływu paliwa, parametry obciążenia turbiny gazowej, dane dotyczące składu gazu oraz prędkość przepływu w pochodni mają być monitorowane i rejestrowane równoległe z monitoringiem (bezpośrednim lub pośrednim) stężeń emisji;

- określenie głównych źródeł emisji i zrzutów, które uzasadniają ich monitorowanie oraz mniejszych źródeł, które mogą wymagać monitorowania albo nie, albo mogą być monitorowane rzadziej lub przy użyciu urządzeń przenośnych;
 - scharakteryzowanie profili emisji w zakresie reprezentatywnych warunków eksploatacji i dla odpowiednich rodzajów paliwa (tj. gaz lub olej napędowy) zgodnie z odpowiednimi przepisami krajowymi i lokalnymi;
 - posiadanie wiedzy na temat poziomu niepewności wskazań wszystkich urządzeń monitorujących i metod monitorowania w ujęciu procentowym (np. +/-10%). Będzie się on różnił w zależności od rodzaju monitorowania i powinien być uwzględniany podczas przekazywania sprawozdań na temat emisji i zrzutów;
- kluczowe kwestie dotyczące monitoringu wpływu na środowisko (tj. na przyjmujące środowisko) [9]:
- zapewnienie, aby dane generowane poprzez program monitorowania były odpowiednio reprezentatywne dla procesów i działań, realizowanych na przestrzeni czasu;
 - uwzględnienie wrażliwości przyjmującego środowiska;
 - ustalenie punktów monitorowania w oparciu o interpretację wyników metod naukowych i modeli matematycznych w stosownych przypadkach w celu dokonywania oceny warunków panujących na terenie obiektu w regularnych odstępach, porównanie wyników z badaniem bazowego poziomu stanu środowiska i pomiar wpływu działalności oraz ocena skuteczności środka zmniejszającego ryzyko;
 - stosowanie krajowych lub międzynarodowych metod do pobierania próbek i analizy, takich jak te opublikowane przez CEN/ISO lub w stosownych przypadkach przez inne podmioty (np. OSPAR). Pobieranie próbek powinno być prowadzone przez osoby posiadające odpowiednie doświadczenie lub pod ich nadzorem;
 - stosowanie planów zapewnienia jakości/kontroli jakości w zakresie pobierania próbek i ich analizy oraz sporządzanie dokumentacji w celu zapewnienia, aby jakość danych była odpowiednia do zamierzonego wykorzystania danych (np. granice wykrywalności stosowanych metody są poniżej poziomów zagrożenia). W stosownych przypadkach do sprawozdań z monitorowania powinna zostać dołączona dokumentacja dotycząca zapewnienia jakości i kontroli jakości.
- W przypadku nowych obiektów i zmian w istniejących obiektach zapewnienie, aby projekt techniczny uwzględniał nieodłączne bezpieczeństwo oraz zminimalizowanie potencjalnego wpływu na środowisko poprzez uwzględnienie urządzeń do monitorowania oraz procedur w zakresie emisji i zrzutów (zob. BAT poniżej) (sekcja 3.5.5).
 - Zapewnienie wdrożenia na potrzeby wszystkich obiektów odpowiedniej „dokumentacji dotyczącej BHPiOŚ”, której najważniejszą funkcją jest: przedstawienie i uzasadnienie proponowanych środków technicznych oraz środków zarządzania i środków operacyjnych służących identyfikacji i ograniczeniu zagrożeń, również tych, które mogą stać się przyczyną wypadków i incydentów środowiskowych (sekcja 3.5.2).

26.3 Najlepsze dostępne techniki

Za najlepsze dostępne techniki w zakresie monitoringu środowiska uznaje się następujące techniki:

26.3.1 Projektowanie

- Zapewnienie przyłączy do pobierania próbek w urządzeniach do spalania, o ile takie pobieranie będzie bezpieczne, w tym w turbinach gazowych, generatorach itp. do pobierania próbek gazu spalinowego i badania stężeń CO, SO_x, NO_x. Przyłącza do pobierania próbek stanowią miejsca, w których wprowadza się przenośne detektory gazów w celu monitorowania emisji.
- Określenie ilościowe emisji niezorganizowanych w projekcie na podstawie liczby części składowych w eksploatacji węglowodorów i ogólnych współczynników emisji, np. opracowanych przez UKOOA [10]. Po rozpoczęciu eksploatacji należy je zweryfikować, a zamiast domyślnych współczynników projektowych należy zastosować współczynniki charakterystyczne dla danego obiektu. Zob. również: Działanie prowadzone na morzu 6 (sekcja 22).
- Zapewnienie sprzętu do pomiaru objętości wody wydobytej, zarówno przed ponownym wtłoczeniem, jak i przed zrzutem w różnych warunkach eksploatacji.
- Wykonanie analizy zawartości oleju w wodzie (np. za pomocą analizatora mierzącego zawartość oleju w wodzie lub analizy laboratoryjnej), a także zapewnienie punktów ręcznego pobierania próbek w punkcie zrzutu w celu analizy stężenia oleju w wodzie wydobytej i innych zrzutach. Analizatory należy zamontować po zakończeniu ostatniego etapu przetwarzania przed każdym zrzutem oraz przed każdym przemieszczaniem lub zawróceniem do obiegu zamkniętego. Punkty ręcznego pobierania próbek oleju w wodzie należy zamontować na rurociągu odprowadzającym wodę przed jej zrzutem. Na tym rurociągu powinny być również zainstalowane przepływomierze ścieków. Zob. również sekcja 23.3.

26.3.2 Operacje

- Monitorowanie emisji gazów spalanych w pochodni za pomocą obliczeń lub, w stosownych przypadkach, w drodze bezpośrednich pomiarów. Alternatywą dla bezpośredniego pomiaru przepływu gazów spalanych w pochodni jest pomiar lub inny sposób ustalenia wszystkich strumieni gazów zasilających układ gazów spalanych w pochodni. W celu określenia składu gazów spalanych w pochodni można przeprowadzić analizę. Zob. również: Działanie prowadzone na morzu 5 (sekcja 21).
- Monitorowanie emisji do powietrza za pomocą obliczeń lub bezpośrednich pomiarów, w tym np. H₂S, BTEX, NO_x, SO₂, cząstek stałych, VOC, CO, CO₂, CH₄ z:
 - ▶ emisji ze źródeł punktowych do powietrza w postaci spalin i z pochodni gazowych.
 - ▶ emisji niezorganizowanych. Zob. również: Działanie prowadzone na morzu 6 (sekcja 22).
- Monitorowanie zużycia oleju napędowego i paliwa gazowego (w stosownych przypadkach). Zgłaszanie organowi regulacyjnemu zużycia oleju napędowego i paliwa gazowego oraz emisji po uruchomieniu zakładu.
- Monitorowanie zrzutów do środowiska, np. z wykorzystaniem analizatora mierzącego zawartość oleju w wodzie.
- Monitorowanie osadów, np. pobieranie próbek w celu zbadania akumulacji WWA, ich identyfikacji i oznaczenia z pomocą systemów wysokosprawnej chromatografii cieczowej [11–13].
- Monitorowanie dna morskiego i słupa wody [14], na przykład pod względem:
 - ▶ parametrów fizycznych – np. techniki wykrywania przedmiotów i wycieków za pomocą sonaru; automatyczne techniki analityczne w celu przetwarzania danych i wykrywania obszarów dna morskiego, na które został wywarty wpływ;

- ▶ parametrów geochemicznych – np. monitorowanie przestrzenno-czasowego rozkładu naturalnych i spowodowanych wyciekami morskimi anomalii geochemicznych z użyciem sprzętu do pobierania próbek, które pozwalają ustalić stężenie gazu, temperaturę, zasolenie oraz ciśnienie wody.
- Monitorowanie odpadów, w tym ilości, rodzaju/kategorii odpadów, składu chemicznego strumienia odpadów oraz monitorowanie substancji promieniotwórczych (wodnych i stałych odpadów promieniotwórczych) [4].

26.4 Dokumenty odniesienia dla sekcji 26

[1] Norwegian Environment Agency (NEA), 2015. Environmental monitoring of petroleum activities on the Norwegian continental shelf: <http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M408/M408.pdf>

[2] Zjednoczone Królestwo (DECC), 2012. EU Emissions Trading Scheme, Guidance to Operators on the requirements for installations to achieve the highest applicable monitoring tiers.

[3] OSPAR 2013. Implementation of OSPAR Recommendation 2006/3 on environmental goals for the discharge by the offshore industry of chemicals that are, or which contain substances identified as candidates for substitution. <https://www.ospar.org/documents?d=7336>.

[4] England Environment Agency, 2016. Onshore Oil & Gas Sector Guidance. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/545924/LIT_10495.pdf

[5] Bank Światowy / MKF, 2017. Environmental, Health, and Safety Guidelines for Onshore Oil and Gas Development, Draft Revised Version. http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/policies-standards/ehs-guidelines/onshoreoilandgas_phase1_secondconsultation

[6] Zjednoczone Królestwo (DECC), 2009. Offshore PPC (Combustion Plant) Emissions Monitoring Guide.

[7] MKF, 2007. Environmental, Health and Safety General Guidelines. <http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/554e8d80488658e4b76af76a6515bb18/Final%2B-%2BGeneral%2BEHS%2BGuidelines.pdf?MOD=AJPERES>.

[8] Komisja Europejska, 2018. Raport referencyjny na temat monitorowania emisji do powietrza i wody z instalacji IED. <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/mon.html>

[9] Porozumienie OSPAR 2017-02. OSPAR Guidelines for Monitoring the Environmental Impact of Offshore Oil and Gas Activities. <https://www.ospar.org/about/publications>.

[10] UKOOA, 2004 r. Environmental Emissions Monitoring System. Atmospheric Emissions Calculations.

[11] Norwegian Environment Agency (NEA), Sedimentovervåking. <http://www.miljodirektoratet.no/no/Tema/Miljoovervakning/Miljoovervaking-pa-norsk-sokkel/Bunnhabitatsundersokelser/>

[12] Norwegian Environment Agency (NEA, Norweska Agencja Środowiska), Region 3 Statfjord: http://www.miljodirektoratet.no/no/Tema/Miljoovervakning/Miljoovervaking-pa-norsk-sokkel/Bunnhabitatsundersokelser/Rapporter_3/Environmental_Monitoring_Region_III_2010_English_summary_report/

[13] Norwegian Environment Agency (NEA, Norweska Agencja Środowiska), Region 1 Ekofisk; http://www.miljodirektoratet.no/no/Tema/Miljoovervakning/Miljoovervaking-pa-norsk-sokkel/Bunnhabitatsundersokelser/Rapporter_1/Miljoovervaking-Region-1-2014-Sammendragrapport--Summary-Report/

[14] Norwegian Environment Agency (NEA, Norweska Agencja Środowiska), Vannsoyleovervåking og tilstandsovervåking; <http://www.miljodirektoratet.no/no/Tema/Miljoovervakning/Miljoovervaking-pa-norsk-sokkel/Vannsoyleovervaking/>

Załącznik A Przegląd wymiany informacji

Wytyczne sporządzono między innymi na podstawie informacji przekazanych przez techniczną grupę roboczą w ramach procesu wymiany informacji.

Informacje dotyczące poszczególnych działań oparte są na szeroko zakrojonym przeglądzie, w tym istniejących wytycznych, normach, regulacjach i innych źródłach, głównie tych wskazanych przez członków technicznej grupy roboczej w ramach procesu wymiany informacji.

Proces ten obejmował następujące działania:

- posiedzenia technicznej grupy roboczej: pierwsze posiedzenie miało miejsce jesienią 2015 r. na początku projektu, drugie posiedzenie, w trakcie którego dopracowano zakres projektu, odbyło się jesienią 2016 r., a ostatnie posiedzenie – w listopadzie 2018 r.;
- posiedzenie podgrupy technicznej grupy roboczej w styczniu 2016 r.: zadaniem tej podgrupy było przeprowadzenie analizy luk w celu ustalenia, w których obszarach istnieją/nie istnieją wytyczne mające pomóc w rozwiązywaniu kluczowych kwestii środowiskowych obejmujących działania prowadzone na morzu i niektóre działania prowadzone na lądzie, a ostatecznie ustalenia priorytetów w zakresie kwestii środowiskowych, które powinny zostać uwzględnione w wytycznych. Członkowie posiedzenia otrzymali wsparcie w formie przedłożonej wcześniej wstępnej oceny danych dokonanej przez podgrupę (złożonej w grudniu 2015 r.), w której przedstawiono przegląd luk w odniesieniu do każdej potencjalnej kwestii ekologicznej;
- konsultacje dotyczące projektu dokumentacji na potrzeby rozpowszechniania/wymiany informacji (latem 2017 r.);
- wkład członków technicznej grupy roboczej w wymianę informacji pod koniec 2017 r.;
- uwagi członków technicznej grupy roboczej dotyczące pierwszego i drugiego projektu wytycznych (złożone odpowiednio wiosną i jesienią 2018 r.); oraz
- różnego rodzaju posiedzenia, dyskusje i wymiana innych informacji z członkami technicznej grupy roboczej.

Do sporządzenia wytycznych wykorzystano także wiedzę własną zespołu uczestniczącego w projekcie i przegląd odpowiedniej literatury. W odniesieniu do poszczególnych działań dostarczono niektóre z najbardziej istotnych dokumentów odniesienia, szczególnie te zawierające istniejące wytyczne i normy określone jako najbardziej istotne w trakcie wyżej wymienionej wymiany informacji. Wykazy dokumentów odniesienia nie są jednak wyczerpujące.

Załącznik B Skróty i glosariusz

Skróty

Skrót	Definicja	Skrót	Definicja
ALARP	tak niskie, jak to praktycznie możliwe	DGF	flotacja z rozpuszczonym gazem
ANSI	Amerykański Narodowy Instytut Normalizacyjny (American National Standards Institute)	DIAL	lidar absorpcji różnicowej
API	Amerykański Instytut Naftowy	EFS	emisje ze składowania
BAT	najlepsze dostępne techniki	CDU	ocena oddziaływania na środowisko:
BATNEEC	najlepsze dostępne techniki niepociągające za sobą nadmiernych kosztów	EIF	współczynnik wpływu na środowisko
BES	badanie dotyczące różnorodności biologicznej i ekosystemu	EMS	system zarządzania środowiskiem
BZT	biochemiczne zapotrzebowanie tlenu	EMSA	Europejska Agencja Bezpieczeństwa Morskiego
BREF	dokument referencyjny BAT	ENE	efektywność energetyczna
BFROC	płyn bazowy pozostały na zwiercinach	ENVID	identyfikacja zagrożeń dla środowiska
BTEX	benzen, toluen, etylen, ksylen	EPL	poziom efektywności środowiskowej
POM	analiza kosztów i korzyści	EOR	intensyfikacja wydobycia ropy naftowej
CCAC	Koalicja na rzecz klimatu i czystego powietrza w celu redukcji krótkotrwałych zanieczyszczeń	ESD	odcięcie awaryjne
CCS	wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla	ETS	system handlu emisjami
CEN	Europejski Komitet Normalizacyjny	EU	Unia Europejska
CFU	kompaktowa jednostka flotacyjna	EUOAG	unijna grupa organów ds. wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż podziemnych
Rozporządzenie CLP	Rozporządzenie w sprawie klasyfikacji, oznakowania i pakowania (1272/2008)	MES	Metoda Elementów Skończonych
ChZT	Chemiczne zapotrzebowanie tlenu	FID	detektor płomieniowo-jonizacyjny
COMAH	kontrola zagrożeń poważnymi awariami	FPSO	jednostka pływająca do wydobycia, magazynowania i przeładunku
CSBI	Międzysektorowa inicjatywa w zakresie różnorodności biologicznej	GEMIR	Inicjatywa Globalnego Zarządzania Środowiskowego
CSM	konceptyjny model terenu	GHG	gaz cieplarniany

CWW	wspólne oczyszczanie ścieków	HAN	benzyna ciężka o dużej zawartości węglowodorów aromatycznych
DEG	glikol dietylenowy	HEMP	proces zarządzania zagrożeniami i skutkami
HF	szczelinowanie hydrauliczne	NORM	naturalnie występujące materiały promieniotwórcze
HMCS	zharmonizowany obowiązkowy system kontroli	Wartość bieżąca netto	wartość zaktualizowana netto
HNS	substancje niebezpieczne i szkodliwe	OAG	grupa organów ds. wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż podziemnych
HOCNF	Harmonised Offshore Chemical Notification Format [Zharmonizowany format powiadomienia o chemikaliach na morzu]	OBM	płuczka olejowa
HPLC.	wysokosprawna chromatografia cieczowa	OGI	optyczne obrazowanie gazów
HQ	współczynnik zagrożenia	OGMP	Partnerstwo na rzecz metanu z ropy naftowej i gazu
HSE	bezpieczeństwo, higiena pracy i ochrona środowiska	OIW	olej w wodzie
HVHF	intensywne szczelinowanie hydrauliczne	OPEP	plan gotowości na wypadek wycieku ropy naftowej
IGF	flotacja wymuszonym gazem	OSPAR	konwencje OSPAR
IRPA	ryzyko indywidualne w stosunku rocznym	P&A	uszczelnienie i zaprzestanie eksploatacji
ISSoW	zintegrowany bezpieczny system pracy	WWA	wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne
MAE	Międzynarodowa Agencja Energetyczna	PCB	polichlorowany bifenyl
IED	Dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych	PEC	przewidywane stężenie w środowisku
IMO	Międzynarodowa Organizacja Morska	PID	detektor fotojonizacyjny
IRMS	izotopowa spektrometria masowa	PLONOR	niestwarzające ryzyka dla środowiska
ISD	bezpieczeństwo pasywne w projektowaniu	PNEC	przewidywane stężenie niepowodujące zmian w środowisku
ISO	Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna	PLL	ewentualna utrata życia
KPI	kluczowy wskaźnik skuteczności działania	ŚOI	środki ochrony indywidualnej
MCP	średnie obiekty energetycznego spalania	PTW	zezwolenie na wykonanie prac

MEG	glikol etylenowy	QRA	ilościowa ocena ryzyka
MoC	zarządzanie zmianą	Rozporządzenie REACH	Rozporządzenie w sprawie rejestracji, oceny, udzielania zezwoleń i stosowanych ograniczeń w zakresie chemikaliów (rozporządzenie nr 1907/2006)
MPPE	ekstrakcja makroporowatych polimerów	SDS	karta charakterystyki (eSDS = rozszerzona karta charakterystyki)
MWEI	odpady pochodzące z przemysłu wydobywczego i przemysł wydobywczy	SOOŚ	strategiczna ocena oddziaływania na środowisko
NADF	bezwodne płuczki wiertnicze	SECE	element kluczowy dla bezpieczeństwa i środowiska
NMLZO	niemetanowe lotne związki organiczne	SIT	test integralności systemu
SOF	przepuszczalność promieniowania słonecznego		
SVHC	substancje stanowiące bardzo duże zagrożenie		
TCC	termomechaniczny oczyszczacz urobku odwiertowego		
TDS	substancje rozpuszczone		
TEG	glikol trietylenowy		
TLS	system światła drogowych		
TMAC	chlorek tetrametyloamoniowy		
TSS	zawiesina ogólna		
TWG	techniczna grupa robocza		
UKOOG	UK Onshore Oil and Gas		
LZO	lotny związek organiczny		
VSD	układ bezstopniowej regulacji prędkości obrotowej		
WBDF	wodne płuczki wiertnicze		
WFD	ramowa dyrektywa wodna (2000/60/WE)		
WHRU	system odzysku ciepła odpadowego		
WRI	Światowy Instytut Zasobów		
WT	unieszkodliwianie odpadów		

Definicje powszechnie stosowanych terminów²²

- **Najlepsze dostępne techniki** (BAT): BAT oznacza najbardziej efektywny i zaawansowany etap rozwoju działalności i metod, który wskazuje na praktyczną przydatność poszczególnych technik mających zapewnić podstawę na potrzeby ustalania dopuszczalnych wielkości emisji i innych warunków pozwolenia mających na celu zapobieganie powstawaniu emisji, a jeżeli nie jest to możliwe, oddziaływaniu i ograniczeniu emisji na środowisko jako całość:
 - (a) „techniki” obejmują zarówno stosowane technologie, jak i sposób, w jaki dana instalacja jest projektowana, budowana i utrzymywana, eksploatowana i wycofywana z eksploatacji;
 - (b) „dostępne techniki” oznaczają techniki o takim stopniu rozwoju, który pozwala na ich wdrożenie w danym sektorze przemysłu, zgodnie z istniejącymi warunkami ekonomicznymi i technicznymi, z uwzględnieniem kosztów i korzyści, nawet jeżeli techniki te nie są wykorzystywane lub nie zostały opracowane w danym państwie członkowskim, o ile operator może uzyskać do nich w miarę łatwy dostęp; oraz
 - (c) „najlepsze” oznaczają najbardziej efektywne techniki w osiągnięciu wysokiego ogólnego poziomu ochrony środowiska jako całości.Dla jasności obejmuje to techniki, które mogą być wykorzystywane do celów rozwiązywania problemów związanych zarówno z rutynowymi (przewidywanymi), jak i niezamierzonymi (przypadkowymi) emisjami i z wpływem na środowisko.
- **Zrzut**: planowe uwolnienie cieczy z obiektu zajmującego się węglowodorami do środowiska lądowego lub morskiego.
- **Emisja**: uwolnienie gazu lub innego zanieczyszczenia z instalacji obiektu zajmującego się węglowodorami do atmosfery. Emisje mogą obejmować cząstki stałe, opary itp.

²² <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/flowback.aspx>

- **Poziom efektywności środowiskowej:** ujęta ilościowo wartość, co do której oczekuje się, że zostanie osiągnięta poprzez zastosowanie BAT. Może być to na przykład pomiar emisji lub zrzutów pod względem objętości lub częstotliwości.
- **Płyn zwrotny:** płyn, który tworzy się podczas cofki, przez co może wypłynąć z odwiertu po przetworzeniu, albo podczas przygotowywania do kolejnej fazy przetwarzania lub podczas przygotowywania do oczyszczania i powrotu do wydobywania.
- **Emisje niezorganizowane:** rodzaj emisji do atmosfery obejmujących stopniową utratę gazu z uszczelnień i w miejscach złączy na urządzeniach technologicznych i orurowaniu.
- **Materiał niebezpieczny:** materiał zawierający substancje niebezpieczne i gwarantujący klasyfikację jako mieszanina substancji niebezpiecznych na mocy rozporządzenia (WE) nr 1272/2008 lub odpady na mocy dyrektywy 2008/98/WE.
- **„Nowe” i „istniejące” obiekty/instalacje:** terminy te celowo nie zostały zdefiniowane w wytycznych, nie określono tu również, co stanowi „modyfikację” obiektu, która zagwarantowałaby wdrożenie nowych technik. Jest to kwestia, którą powinny określić organ regulacyjny i organizacje zajmujące się węglowodorami.
- **Bezwodne płuczki wiertnicze (NADF):** płuczka wiertnicza (płuczka), która zawiera bezwodny organiczny płyn bazowy (olejowy lub syntetyczny) jako główny składnik cieczy.
- **Norma efektywności:** obiektywnie ustalona norma lub limit, zgodnie z którymi obiekt, określony rodzaj działalności, czynności lub części składowe tego obiektu mają być realizowane w określonych warunkach.
- **Planowany wpływ na środowisko:** wpływ, o którym organizacja prowadząca działalność w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego lub organ regulacyjny tego sektora wiedziały wcześniej, i który może mieć miejsce w trakcie rutynowej działalności. Planowany wpływ na środowisko jest monitorowany i często podlega zezwoleniu regulacyjnemu.
- **Woda wydobyta:** woda pochodząca z odwiertów wykorzystywanych podczas wydobywania ropy i gazu, która zawiera wodę porową zawartą w złożach, wodę z kondensacji i odzyskaną wodę wtłaczaną.
- **Organ regulacyjny:** organy regulacyjne/udzielające zezwolenia na prowadzenie działań związanych z węglowodorami, w tym w przypadku jurysdykcji, w której istnieje jeden organ lub wiele organów.
- **Ryzyko:** skutek niepewności w zakresie celów. Skutek jest odstępstwem, od tego, czego się oczekuje – pozytywny lub negatywny. Cele mogą mieć różne aspekty (takie jak cele finansowe, zdrowotne i bezpieczeństwa oraz środowiskowe) i mogą mieć zastosowania na różnych poziomach (takich jak strategiczny, całej organizacji, projektu, produktu i procesu). Ryzyko często charakteryzowane jest przez odniesienie do potencjalnych zdarzeń i konsekwencji lub połączenie obu tych sytuacji. Ryzyko często wyraża się w postaci kombinacji skutków zdarzenia (w tym zmian uwarunkowań) i związanego z tym prawdopodobieństwa jego wystąpienia (Przewodnik ISO 73:2009). W kontekście wytycznych główny nacisk kładzie się na ryzyko dla środowiska.
- **Zarządzanie ryzykiem:** skoordynowane działania w celu kierowania organizacją i kontrolowania organizacji w odniesieniu do ryzyka (Przewodnik ISO 73:2009).
- **Ramy zarządzania ryzykiem:** zestawienie elementów, które zapewniają podstawy i ustalenia organizacyjne na potrzeby projektowania, wdrażania, monitorowania, dokonywania przeglądów i ciągłej poprawy w zakresie zarządzania ryzykiem w całej organizacji. Podstawy te obejmują politykę, cele, uprawnienia i zaangażowanie w zakresie zarządzania ryzykiem. Ustalenia

organizacyjne obejmują plany, relacje, obowiązki, zasoby, procesy i działania. Ramy zarządzania ryzykiem są osadzone w ogólnych strategicznych i operacyjnych politykach i praktykach organizacji (Przewodnik ISO 73:2009).

- **Niezamierzony wpływ na środowisko:** wpływ, którego wystąpienie nie jest spodziewane w trakcie rutynowej działalności, ale którego ewentualne wystąpienie jest przewidywane i zarządzane poprzez stosowanie podejść do zarządzania ryzykiem. Obejmuje wypadki i incydenty środowiskowe.
- **Uwalnianie gazu:** rodzaj emisji do atmosfery obejmujący uwolnienie niespalonego gazu z systemów przetwarzania i przechowywania.
- **Wodne płuczki wiertnicze (WBDF):** płuczka wiertnicza (płuczka) zawierająca wodę jako główny składnik cieczy.

Załącznik C Przeprowadzanie oceny BAT

Przeprowadzanie oceny BAT w celu stosowania tych wytycznych jest skutecznym sposobem oceny operacji – na poziomie projektu, procesu lub obiektu – w celu osiągnięcia odpowiedniego rozwiązania skutkującego najmniejszym oddziaływaniem na środowisko przy uwzględnieniu szeregu ograniczeń związanych z kosztami i korzyściami. Pojęcie BAT zakłada, że przy opracowywaniu obiektów i metod ich działania powinno się oceniać różne techniki lub warianty projektu, aby zapobiec lub ograniczyć wpływ na środowisko.

Największa możliwość ograniczenia wpływu dzięki BAT występuje na najwcześniejszym etapie operacyjnym i stąd też pożądane jest zainicjowanie na tym etapie oceny BAT jako procesu oceny na wysokim szczeblu. Ocena ta może być następnie przedmiotem aktualizacji i może być rozwinięta bardziej szczegółowo w momencie uzyskania większej liczby informacji. W rzeczywistości BAT powinno się określać w następujących po sobie etapach, a oceny powinno się przeprowadzać, aby zapewnić, by wykorzystane zostały możliwości ograniczenia wpływu na środowisko.

W ogólnym zarysie ocenę BAT można uznawać za następujący wieloetapowy proces:

1. określenie opcji/technik;
2. określenie aspektów środowiskowych i skutków dla środowiska pod względem ilościowym;
3. dokonanie szczegółowego wyboru opcji;
4. przeprowadzenie przeglądu kosztów i korzyści; oraz
5. wybranie opcji będącej BAT.

Dalszy szczegółowy opis każdego z tych etapów przedstawiono w poniższych sekcjach.

Określenie opcji/technik

Należy określić zakres operacyjny (tj. projekt, proces, obiekt) oraz zidentyfikować istotne opcje i techniki. Należy również zidentyfikować właściwe fazy cyklu życia (np. poszukiwania, wydobywania, likwidacji) oraz scharakteryzować ograniczenia dotyczące procesu, materiałów i energii. W przypadku zmian wprowadzanych w istniejącym obiekcie należy dokonać wyraźnego rozróżnienia na istniejącą i nową infrastrukturę. Jeżeli odpowiednie techniki opisano w odnośnych dokumentach referencyjnych BAT lub innych wytycznych regulacyjnych, należy je uwzględnić. Etap ten powinien zapewnić, aby opcje/techniki wybrane na potrzeby bardziej szczegółowego przeglądu opierały się na stosownych kryteriach z zakresu ochrony środowiska, bezpieczeństwa i wykonalności technicznej. Jeżeli na tym etapie przeprowadza się kontrolę wysokiego szczebla dotyczącą opcji/technik, należy wyraźnie udokumentować uzasadnienie wyeliminowania jednych możliwości i przyjęcia innych w celu przedstawienia ścieżki audytu.

Określenie aspektów środowiskowych i wpływu na środowisko pod względem ilościowym

Należy zidentyfikować i scharakteryzować aspekty środowiskowe (np. emisje, zrzuty, surowce i zużycie energii) dla każdej opcji. Podejścia, które można zastosować w tym celu, obejmują identyfikację zagrożeń dla środowiska (ENVID) oraz rejestr aspektów środowiskowych i wpływu na środowisko (sekcja 3.5.8). Należy pozyskać dane istotne pod względem aspektów środowiskowych, tj. dane o takim poziomie szczegółowości, aby mogły one stanowić podstawę podejmowania decyzji. Ten etap oceny wymaga również zgromadzenia i przeanalizowania istotnych danych w celu scharakteryzowania lokalnego środowiska (np. przeprowadzenia środowiskowego badania podstawowego). Gdy aspekty są już znane, należy określić wpływ na środowisko pod względem ilościowym, począwszy od wysokiego szczebla, kontroli pod kątem nieznacznego wpływu, a następnie w razie potrzeby przeprowadzić dalszą analizę. Wpływ należy porównać z wskaźnikami referencyjnymi dla środowiska, stosując znormalizowane i wiarygodne metody.

Dokonanie szczegółowego wyboru opcji

Etap ten dotyczy porównania ogólnej efektywności środowiskowej każdej opcji, aby zidentyfikować tę o najmniejszym wpływie. Wyboru opcji można dokonać na wiele różnych sposobów w zależności od potrzeb konkretnej operacji. Wynikiem powinna być klasyfikacja opcji według efektywności środowiskowej. Aby sporządzić tę klasyfikację, zazwyczaj stosuje się system ważenia, przy czym wpływ i jego ocenę waży się według wagi względnej i priorytetów ustanowionych w celu ograniczenia wpływu. Współczynniki wagowe można dostosować, by odzwierciedlały uwarunkowania operacyjne, np. aby zwiększyć znaczenie czynników wrażliwości środowiskowej lub zmniejszyć znaczenie wpływu na środowisko, który nie dotyczy projektu. Należy rozważyć również kompromisy między możliwymi BAT w odniesieniu do wzajemnych powiązań pomiędzy różnymi komponentami środowiska, przy czym w ramach procesu powinien zostać uwzględniony sposób, w jaki można połączyć różne opcje, tak aby połączenie to powodowało najmniejszy ogólny wpływ na środowisko.

Przeprowadzenie przeglądu kosztów i korzyści

Na tym etapie dąży się do oszacowania kosztów wdrożenia każdej z opcji przeniesionej z poprzednich etapów, co ma umożliwić wyważoną ocenę kosztów względem korzyści dla środowiska. Przykładami czynników kosztowych, które można uwzględnić, są: harmonogram wydatków kapitałowych i operacyjnych, koszty CO₂ w ramach EU ETS, wymagania dotyczące wiedzy i szkolenia operatora, kompatybilność z istniejącymi systemami, dostępność sprzętu i części zamiennych, konserwacja itp. W przypadku rozważania odpowiedzialności za środowisko i ryzyka środowiskowego należy ocenić scenariusze, które mogą doprowadzić do zanieczyszczenia, w tym typowe i nietypowe warunki eksploatacji, zakłócenia w przeprowadzaniu procesu, incydenty zanieczyszczenia, prawdopodobną częstotliwość takich incydentów oraz koszty oczyszczania. W wartości bieżącej netto związanej z każdą opcją należy uwzględnić również koszty zakończenia eksploatacji i likwidacji.

Wybranie opcji przedstawiającej BAT.

Wyboru opcji przedstawiającej BAT można dokonać na podstawie wyniku przeprowadzenia powyższych etapów. Opcja o najbardziej korzystnej ocenie, i w stosownych przypadkach najniższej wartości bieżącej netto, stanowi rozwiązanie BAT.

JAK OTRZYMAĆ PUBLIKACJE UE

Publikacje bezpłatne:

- jeden egzemplarz: poprzez EU Bookshop (<https://bookshop.europa.eu/pl/home/>);
- więcej niż jeden egzemplarz lub plakaty/mapy: za pośrednictwem przedstawicielstw Unii Europejskiej (http://ec.europa.eu/represent_pl.htm); za pośrednictwem delegatur w państwach spoza UE (http://eeas.europa.eu/delegations/index_en.htm); kontaktując się z Europe Direct (http://europa.eu/europedirect/index_pl.htm) lub dzwoniąc pod numer 00 800 6 7 8 9 10 11 (numer bezpłatny w całej UE) (*).
(*) Informacje są udzielane nieodpłatnie i większość połączeń jest bezpłatna (niektórzy operatorzy mogą jednak naliczać opłaty; opłacie mogą również podlegać połączenia z budek telefonicznych lub hoteli).

Odpłatne publikacje:

- poprzez EU Bookshop (<https://bookshop.europa.eu/pl/home>).

