

DYREKCJA GENERALNA DS. POLITYKI WEWNĘTRZNEJ

DEPARTAMENT TEMATYCZNY **A**
POLITYKA GOSPODARCZA I NAUKOWA

Sprawy Gospodarcze i Monetarne

Zatrudnienie i Sprawy Socjalne

Ochrona Środowiska Naturalnego, Zdrowie
Publiczne i Bezpieczeństwo Żywności

Przemysł, Badania Naukowe i Energia

Rynek Wewnętrzny i Ochrona Konsumentów



**Wpływ wydobycia gazu
łupkowego i ropy łupkowej na
środowisko naturalne i
zdrowie ludzi**

ENVI



**DYREKCJA GENERALNA DS. POLITYKI WEWNĘTRZNEJ UNII
EUROPEJSKIEJ**

**DEPARTAMENT TEMATYCZNY A: POLITYKA GOSPODARCZA I
NAUKOWA**

Wpływ wydobycia gazu łupkowego i ropy łupkowej na środowisko naturalne i zdrowie ludzi

EKSPERTYZA

Abstrakt

W niniejszej ekspertyzie omówiono możliwy wpływ szczelinowania hydraulicznego na środowisko naturalne i zdrowie ludzi. Dane ilościowe i informacje o skutkach jakościowych pochodzą z doświadczenia Stanów Zjednoczonych, ponieważ wydobycie gazu łupkowego w Europie nadal znajduje się w początkowej fazie rozwoju, natomiast Stany Zjednoczone mają już ponad czterdziestoletnie doświadczenie i wykonały ponad 50 000 odwiertów. Emisje gazów cieplarnianych oceniono również na podstawie krytycznego przeglądu istniejącej literatury i obliczeń własnych. Dokonano przeglądu prawodawstwa europejskiego w odniesieniu do szczelinowania hydraulicznego oraz przedstawiono zalecenia dotyczące dalszych prac. Potencjalne zasoby gazu i dostępność gazu łupkowego w przyszłości omówiono w kontekście obecnych dostaw gazu konwencjonalnego i ich prawdopodobnego rozwoju w przyszłości.

Niniejszy dokument został przygotowany na wniosek Komisji Ochrony Środowiska Naturalnego, Zdrowia Publicznego i Bezpieczeństwa Żywności Parlamentu Europejskiego.

AUTORZY

Stefan LECHTENBÖHMER, Instytut ds. Klimatu, Środowiska Naturalnego i Energii w Wuppertal
Matthias ALTMANN, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Sofia CAPITO, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Zsolt MATRA, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Werner WEINDRORF, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Werner ZITTEL, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

URZĘDNIK PROWADZĄCY

Lorenzo VICARIO
Departament Tematyczny ds. Polityki Gospodarczej i Naukowej
Parlament Europejski
B-1047 Bruksela
E-mail: Poldep-Economy-Science@europarl.europa.eu

WERSJE JĘZYKOWE

Oryginał: EN

O WYDAWCY

Aby skontaktować się z Departamentem Tematycznym lub zamówić jego biuletyn, należy napisać na adres:
Poldep-Economy-Science@europarl.europa.eu.

Dokument ukończono w czerwcu 2011 r.
Bruksela, © Parlament Europejski, 2011 r.

Niniejszy dokument jest dostępny w Internecie na stronie:
<http://www.europarl.europa.eu/activities/committees/studies.do?language=PL>

UWAGA

Opinie wyrażone w niniejszym dokumencie pochodzą od autorów i nie muszą odzwierciedlać oficjalnego stanowiska Parlamentu Europejskiego.

Powielanie i tłumaczenie niniejszego dokumentu dla celów niekomercyjnych jest dozwolone pod warunkiem wskazania źródła oraz uprzedniego powiadomienia wydawcy i przesłania mu kopii.

SPIS TREŚCI

WYKAZ SKRÓTÓW	5
WYKAZ TABEL	8
WYKAZ RYSUNKÓW	8
STRESZCZENIE	10
1. WPROWADZENIE	14
1.1. Gaz łupkowy	14
1.1.1. Czym jest gaz łupkowy?	14
1.1.2. Najnowsze postępy w wydobyciu gazu niekonwencjonalnego.	16
1.2. Ropa łupkowa	18
1.2.1. Czym jest ropa łupkowa i ropa zamknięta?	18
1.2.2. Najnowsze osiągnięcia w wydobyciu ropy zamkniętej	18
2. WPŁYW NA ŚRODOWISKO NATURALNE	19
2.1. Szczelinowanie hydrauliczne i jego ewentualny wpływ na środowisko naturalne	19
2.2. Wpływ na krajobraz	21
2.3. Emisje zanieczyszczeń powietrza i zanieczyszczenie gleby	23
2.3.1. Zanieczyszczenia powietrza pochodzące ze zwykłej działalności	24
2.3.2. Zanieczyszczenia spowodowane wytryskami lub wypadkami w miejscach odwiertów	26
2.4. Wody powierzchniowe i gruntowe	26
2.4.1. Zużycie wody	26
2.4.2. Zanieczyszczenie wody	28
2.4.3. Unieszkodliwianie zużytej wody	30
2.5. Trzęsienia ziemi	31
2.6. Chemikalia, promieniotwórczość i wpływ na zdrowie ludzi	32
2.6.1. Materiały promieniotwórcze	32
2.6.2. Chemikalia, które będą stosowane	33
2.6.3. Wpływ na zdrowie ludzi	36
2.7. Ewentualne długoterminowe korzyści ekologiczne	37
2.8. Dyskusje na temat zagrożeń w debatach publicznych	37
2.9. Zużycie zasobów	38
3. BILANS GAZÓW CIEPLARNIANYCH	41
3.1. Gaz łupkowy i gaz zamknięty	41
3.1.1. Doświadczenia w Ameryce Północnej	41
3.1.2. Możliwości przeniesienia na warunki europejskie	45
3.1.3. Kwestie nierozstrzygnięte	48

3.2. Ropa zamknięta	48
3.2.1. Doświadczenia w Europie	48
4. RAMY PRAWNE UE	50
4.1. Dyrektywy dotyczące konkretnie przemysłu wydobywczego	50
4.2. Dyrektywy dotyczące innych aspektów (środowiska naturalnego i zdrowia ludzi)	52
4.2.1. Ogólne zagrożenia w górnictwie uwzględnione w dyrektywach UE	52
4.2.2. Konkretnie zagrożenia związane z gazem łupkowym i ropą zamkniętą uwzględnione w dyrektywach UE	54
4.3. Luki i kwestie nierozstrzygnięte	62
5. DOSTĘPNOŚĆ ORAZ ROLA W GOSPODARCE NISKOEMISYJNEJ	65
5.1. Wprowadzenie	65
5.2. Rozmiary i położenie złóż gazu łupkowego i ropy łupkowej w porównaniu ze złożami konwencjonalnymi	66
5.2.1. Gaz łupkowy	66
5.2.2. Ropa łupkowa i ropa zamknięta	70
5.3. Analiza pól produkcji gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych	73
5.3.1. Wskaźnik produkcji w pierwszym miesiącu	73
5.3.2. Typowe profile produkcji	74
5.3.3. Szacunkowa ostatecznie pozyskana ilość (EUR) na odwiert	74
5.3.4. Kilka przykładów w Stanach Zjednoczonych	75
5.3.5. Najważniejsze parametry największych europejskich złóż gazu łupkowego.	77
5.3.6. Hipotetyczny rozwój eksploatacji pola	78
5.4. Rola wydobycia gazu łupkowego w przechodzeniu na gospodarkę niskoemisyjną i długoterminowym ograniczeniu emisji CO₂	79
5.4.1. Produkcja gazu konwencjonalnego w Europie	79
5.4.2. Prawdopodobne znaczenie produkcji gazu niekonwencjonalnego dla europejskich dostaw gazu	79
5.4.3. Rola produkcji gazu łupkowego w długoterminowym ograniczeniu emisji CO ₂	80
6. WNIOSKI I ZALECENIA	82
BIBLIOGRAFIA	86
ZAŁĄCZNIK: WSPÓŁCZYNNIKI PRZELICZENIOWE	96

WYKAZ SKRÓTÓW

- AKP** państwa Afryki, Karaibów i Pacyfiku
- ac-ft** akro-stopa (1 akro-stopa = 1215 m²)
- ADR** umowa dotycząca międzynarodowego przewozu drogowego towarów niebezpiecznych
- AGS** Agencja ds. Badań Geologicznych w Arkansas
- BAT** najlepsza dostępna technika
- bbl** baryłka (159 litrów)
- bcm** mld m³
- BREF** dokument referencyjny dotyczący najlepszych dostępnych technik
- CBM** metan w pokładach węgla
- CO** tlenek węgla
- CO₂** dwutlenek węgla
- D** darcy (miara przepuszczalności)
- OOŚ** ocena oddziaływania na środowisko
- UE** Unia Europejska
- EUR** szacunkowa ostatecznie pozyskana ilość (ilość ropy, która powinna zostać ostatecznie pozyskana)
- Gb** gigabaryłka (10⁹ bbl)
- GHG** gazy cieplarniane
- GIP** faktycznie występujący gaz, ilość gazu zawartego w złożu gazu łupkowego
- MAE** Międzynarodowa Agencja Energetyczna
- IPPC** zintegrowanie zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola
- km** kilometr

- kt** kilotona
- LCA** ocena cyklu życia
- m** metr
- m³** metr sześcienny
- MJ** megadżul
- MMscf** milion standardowych stóp sześciennych
- Mt** milion ton
- MW** odpady kopalniane
- NEEI** sektory przemysłu wydobywczego surowców nieenergetycznych
- NMLZO** niemetanowe lotne związki organiczne
- NORM** naturalnie występujące materiały promieniotwórcze (często oznaczane skrótem N.O.R.M.)
- NO_x** tlenek azotu
- OGP** Międzynarodowe Stowarzyszenie Producentów Ropy Naftowej i Gazu
- PA DEP** Departament Ochrony Środowiska Naturalnego w Pensylwanii
- PLTA** Stowarzyszenia Powiernictwa Gruntów w Pensylwanii
- PM** cząstki stałe
- ppb** cząstki na miliard
- ppm** cząstki na milion
- Scf** standardowa stopa kwadratowa (1000 Scf = 28,3 m³)
- SO₂** dwutlenek siarki
- SPE** Stowarzyszenie Inżynierów Naftowych
- TCEQ** Teksaska Komisja ds. Jakości Środowiska Naturalnego
- Tm³** terametr sześcienny (10¹² m³)

TOC całkowity węgiel organiczny

UK Wielka Brytania

EKG/ONZ Europejska Komisja Gospodarcza Organizacji Narodów Zjednoczonych

US-EIA Agencja Informacyjna ds. Energetyki Stanów Zjednoczonych

USGS Agencja ds. Badań Geologicznych Stanów Zjednoczonych

LZO lotne związki organiczne

WEO Prognoza w sprawie sytuacji energetycznej na świecie

WYKAZ TABEL

Tabela 1: Typowe emisje zanieczyszczeń powietrza pochodzące ze stacjonarnych silników wysokoprężnych wykorzystywanych przy odwiertach, szczelinowaniu hydraulicznym i wykańczaniu odwiertu	25
Tabela 2: Zapotrzebowanie na wodę w przypadku różnych odwiertów używanych do produkcji gazu łupkowego (m ³).....	28
Tabela 3: Wybrane substancje stosowane jako dodatki chemiczne do płynów szczelinujących w Dolnej Saksonii w Niemczech	35
Tabela 4: Szacunkowe ilości materiałów i ruchy pojazdów ciężarowych w przypadku kategorii działalności związanych z eksploatacją gazu ziemnego [NYCDEP, 2009].....	39
Tabela 5: Emisje metanu z płynów podwiertowych w przypadku czterech odwiertów niekonwencjonalnego gazu ziemnego	43
Tabela 6: Emisje związane z poszukiwaniem, wydobyciem i przetwarzaniem gazu łupkowego w stosunku do wartości opałowej dolnej wyprodukowanego gazu	44
Tabela 7: Gazy cieplarniane pochodzące z dostaw energii elektrycznej wytwarzanej z gazu ziemnego w technologii CCGT z różnych źródeł gazu ziemnego w porównaniu z dostawami energii elektrycznej produkowanej z węgla w gramach ekwiwalentu CO ₂ na kWh energii elektrycznej.....	47
Tabela 8: Wszystkie dyrektywy UE opracowane specjalnie dla przemysłu wydobywczego .	51
Tabela 9: Najważniejsze prawodawstwo mające wpływ na przemysł wydobywczy	53
Tabela 10: Odpowiednie dyrektywy UE dotyczące wody	55
Tabela 11: Odpowiednie dyrektywy UE dotyczące ochrony środowiska naturalnego.....	57
Tabela 12: Odpowiednie dyrektywy UE dotyczące bezpieczeństwa w miejscu pracy	58
Tabela 13: Odpowiednia dyrektywa dotycząca ochrony przed promieniowaniem	59
Tabela 14: Odpowiednie dyrektywy UE dotyczące odpadów	60
Tabela 15: Odpowiednie dyrektywy UE dotyczące chemikaliów i związanych z nimi wypadków	61
Tabela 16: Ocena produkcji i rezerw gazu konwencjonalnego w porównaniu z zasobami gazu łupkowego (faktycznie występujący gaz oraz technicznie pozyskiwalne zasoby gazu łupkowego); GIP = faktycznie występujący gaz; bcm = mld m ³ (pierwotne dane przeliczono na m ³ według przelicznika 1000 Scf = 28,3 m ³)	67
Tabela 17: Ocena rozwoju eksploatacji największych złóż gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych (pierwotne dane przeliczono według przeliczników: 1000 Scf = 28,3 m ³ i 1 m = 3 ft)	69
Tabela 18: Szacunkowe ilości zasobów ropy łupkowej w Europie (w Mt)	71
Tabela 19: Ocena najważniejszych parametrów największych europejskich złóż gazu łupkowego (pierwotne dane przeliczono na jednostki układu SI i zaokrąglono).....	77

WYKAZ RYSUNKÓW

Rys. 1: Potencjalne przepływy emisji zanieczyszczeń powietrza, szkodliwych substancji do wody i gleby oraz naturalnie występujących materiałów promieniotwórczych (NORM)21	
Rys. 2: Odwiert gazu zamkniętego w piaskowcach.....	22
Rys. 3: Skład płynu szczelinującego stosowanego w Goldenstedt Z23 w Dolnej Saksonii w Niemczech.....	34
Rys. 4: Emisje CH ₄ w związku z poszukiwaniem, wydobyciem i przetwarzaniem gazu łupkowego.....	42
Rys. 5: Emisje gazów cieplarnianych z produkcji, dystrybucji i spalania gazu łupkowego i zamkniętego w porównaniu z konwencjonalnym gazem ziemnym i węglem	46
Rys. 6: Struktura przemysłu wydobywczego.....	52
Rys. 7: Najważniejsze dyrektywy mające wpływ na odpady wydobywcze.....	53

Rys. 8: Światowa produkcja ropy łupkowej; pierwotne jednostki przeliczono przy założeniu, że 1 tona złoża ropy łupkowej równa się 100 l ropy łupkowej	73
Rys. 9: Produkcja gazu ze złoża łupkowego Fayetteville w Arkansas	76
Rys. 10: Typowy rozwój eksploatacji złoża łupkowego poprzez stałe dodawanie jednego nowego odwiertu miesięcznie	78

STRESZCZENIE

ZALECENIA

- Nie istnieje całościowa dyrektywa określająca europejskie prawo górnicze. Nie istnieje również publicznie dostępna, całościowa i szczegółowa analiza europejskich ram prawnych dotyczących wydobycia gazu łupkowego i ropy zamkniętej, w związku z czym należałoby ją opracować.
- Obecne ramy prawne UE dotyczące szczelinowania hydraulicznego, które jest podstawowym elementem wydobycia gazu łupkowego i ropy zamkniętej, mają luki. Przede wszystkim próg wyznaczony dla ocen oddziaływania na środowisko, które należy przeprowadzić w przypadku szczelinowania hydraulicznego stosowanego przy wydobyciu węglowodorów, jest znacznie wyższy niż poziom wszelkiej potencjalnej działalności przemysłowej tego rodzaju, a zatem należałoby go znacznie obniżyć.
- Należy poddać ponownej ocenie zakres ramowej dyrektywy wodnej ze szczególnym naciskiem na działalność polegającą na szczelinowaniu i jej ewentualny wpływ na wody powierzchniowe.
- W ramach oceny cyklu życia (LCA) narzędziem służącym do zbadania ogólnych korzyści dla społeczeństwa i obywateli mogłaby być gruntowna analiza kosztów i korzyści. Należy opracować zharmonizowany sposób podejścia stosowany w całej UE-27, na którego podstawie właściwe władze mogłyby przeprowadzać oceny cyklu życia i omawiać je z ogółem obywateli.
- Należy ocenić, czy powinno się ogólnie zakazać włączania toksycznych chemikaliów. Informacje o wszystkich chemikaliach, które będą wykorzystywane, powinny przynajmniej być podane do wiadomości publicznej, liczba dozwolonych chemikaliów powinna być ograniczona, a ich zastosowanie powinno być monitorowane. Dane statystyczne dotyczące włączanych ilości oraz liczby przedsięwzięć powinny być gromadzone na szczeblu europejskim.
- Władze regionalne powinny mieć większe uprawnienia do podejmowania decyzji dotyczących zezwoleń na realizację przedsięwzięć, które wiążą się ze szczelinowaniem hydraulicznym. W procesie podejmowania tych decyzji obowiązkowe powinny być oceny cyklu życia i udział społeczeństwa.
- Jeżeli zostaną wydane zezwolenia na realizację przedsięwzięć, obowiązkowe powinno być monitorowanie przepływów wód powierzchniowych i emisji do powietrza.
- Dane statystyczne dotyczące wypadków i skarg powinny być gromadzone i analizowane na szczeblu europejskim. W przypadku dopuszczenia przedsięwzięć do realizacji niezależny organ powinien gromadzić i analizować skargi.
- Ze względu na złożony charakter ewentualnych skutków i zagrożeń powodowanych przez szczelinowanie hydrauliczne dla środowiska naturalnego i zdrowia ludzi należy wziąć pod uwagę opracowanie nowej dyrektywy na szczeblu europejskim, która całościowo regulowałaby wszystkie kwestie z tego zakresu.

Wpływ na środowisko naturalne

Nieuniknionym skutkiem wydobycia gazu łupkowego i ropy zamkniętej jest zajęcie dużej powierzchni gruntów pod wiertnie, miejsca do parkowania i manewrów pojazdów ciężarowych, sprzęt, infrastrukturę przetwarzania gazu i infrastrukturę transportową oraz drogi dojazdowe. Największe możliwe konsekwencje to emisja zanieczyszczeń do powietrza, zanieczyszczenie wód gruntowych z powodu niekontrolowanych przepływów gazu lub płynów spowodowanych wytryskami lub wyciekami, przeciekanie płynu szczelinującego i niekontrolowane odprowadzanie zużytej wody. Płyn szczelinujący zawiera niebezpieczne substancje, a płyny podwiertowe dodatkowo zawierają metale ciężkie i materiały promieniotwórcze ze złóż. Doświadczenie Stanów Zjednoczonych pokazuje, że dochodzi do wielu wypadków, które mogą być szkodliwe dla środowiska naturalnego i zdrowia ludzi. Naruszenia wymogów prawnych odnotowano w przypadku około 1–2% wszystkich zezwoleń na odwierty. Wiele z tych wypadków spowodowanych jest niewłaściwą obsługą lub korzystaniem z nieszczelnego sprzętu. Ponadto w pobliżu odwiertów gazowych odnotowuje się zanieczyszczenie wód gruntowych metanem, co w skrajnych przypadkach powoduje eksplozję budynków mieszkalnych, oraz chlorkiem potasu, co powoduje zasolenie wody pitnej. Skutki mnożą się w miarę rozwoju eksploatacji formacji łupkowych, gdyż dochodzi do dużego zagęszczenia odwiertów, do sześciu wiertni na km².

Emisje gazów cieplarnianych

Niekontrolowane emisje metanu z procesów szczelinowania hydraulicznego mogą mieć ogromny wpływ na bilans gazów cieplarnianych. Według obecnych ocen wahają się one w przedziale od 18 do 23 g ekwiwalentu CO₂ na MJ w przypadku eksploatacji i produkcji niekonwencjonalnego gazu ziemnego. Emisje spowodowane przedostaniem się metanu do warstw wodonośnych nie zostały jeszcze ocenione. Emisje charakterystyczne dla poszczególnych przedsięwzięć mogą jednak różnić się dziesięciokrotnie w zależności od ilości metanu wytwarzanego w odwiercie.

W zależności od kilku czynników emisje gazów cieplarnianych w przypadku gazu łupkowego w stosunku do jego wartości energetycznej są tak niewielkie jak emisje pochodzące z transportu gazu konwencjonalnego na duże odległości lub tak znaczne jak emisje w przypadku całego cyklu życia węgla kamiennego, od wydobycia do spalania.

Ramy prawne UE

Celem prawa górniczego jest określenie ram prawnych dotyczących ogólnie działalności górniczej. Założeniem jest ułatwienie dobrego prosperowania sektora przemysłu oraz zapewnienie bezpiecznych dostaw energii i wystarczającej ochrony zdrowia, bezpieczeństwa i ochrony środowiska naturalnego. Na szczeblu UE nie istnieją całościowe ramy dotyczące górnictwa.

Obowiązują jednak cztery dyrektywy dotyczące konkretnie tej gałęzi przemysłu. Ponadto istnieje wiele dyrektyw i rozporządzeń, które nie dotyczą górnictwa, lecz mają wpływ na przemysł wydobywczy. Skoncentrowano się na aktach prawnych dotyczących środowiska naturalnego i zdrowia ludzi i wskazano 36 najistotniejszych dyrektyw z następujących dziedzin prawodawstwa: postępowanie z zasobami wodnymi, ochrona środowiska naturalnego, bezpieczeństwo w miejscu pracy, ochrona przed promieniowaniem, postępowanie z odpadami i chemikaliami oraz procedury dotyczące wypadków związanych z tymi materiałami.

Ze względu na mnogość odpowiednich przepisów z różnych dziedzin konkretne zagrożenia związane ze szczelinowaniem hydraulicznym nie są w wystarczającym stopniu uwzględnione. Określono dziewięć głównych luk: 1. brak dyrektywy ramowej w sprawie górnictwa, 2. niewystarczający próg w dyrektywie w sprawie oceny oddziaływania na środowisko w przypadku wydobycia gazu ziemnego, 3. brak obowiązku podawania informacji o materiałach niebezpiecznych, 4. brak wymogu zatwierdzenia chemikaliów pozostających w ziemi, 5. brak dokumentu referencyjnego dotyczącego najlepszych dostępnych technik (BREF) w przypadku szczelinowania hydraulicznego, 6. wymogi dotyczące oczyszczania zużytej wody nie są wystarczająco określone, a moce przerobowe oczyszczalni są prawdopodobnie niedostateczne, jeżeli ma być wprowadzony zakaz wtłaczania i unieszkodliwiania pod ziemią, 7. niedostateczny udział społeczny w podejmowaniu decyzji na szczeblu regionalnym, 8. niedostateczna skuteczność ramowej dyrektywy wodnej oraz 9. brak obowiązku przeprowadzenia oceny cyklu życia.

Dostępność zasobów gazu łupkowego oraz jego rola w gospodarce niskoemisyjnej

Potencjalną dostępność gazu niekonwencjonalnego trzeba postrzegać w kontekście produkcji gazu konwencjonalnego:

- europejska produkcja gazu gwałtownie maleje od kilku lat i oczekuje się, że obniży się o następne 30% lub więcej do 2035 r.;
- oczekuje się, że do 2035 r. zapotrzebowanie w Europie dodatkowo wzrośnie;
- nieunikniony jest dalszy wzrost ilości przywożonego gazu ziemnego, jeżeli tendencje te staną się rzeczywistością;
- nie ma żadnej gwarancji, że można będzie zapewnić niezbędne dodatkowe ilości gazu przywożonego, rzędu 100 mld m³ rocznie.

Zasoby gazu niekonwencjonalnego w Europie są zbyt małe, aby mogły mieć znaczący wpływ na wyżej wspomniane tendencje. Twierdzenie to jest tym bardziej prawdziwe, że typowe profile produkcji umożliwią wydobycie jedynie pewnej części tych zasobów. Ponadto emisje gazów cieplarnianych pochodzące z dostaw gazu niekonwencjonalnego są znacznie większe niż emisje z dostaw gazu konwencjonalnego. Zobowiązania dotyczące środowiska naturalnego podwyższą również koszty przedsięwzięć i opóźnią ich realizację. Spowoduje to dodatkowe ograniczenie potencjalnych skutków.

Bardzo prawdopodobne jest, że ewentualne inwestycje w przedsięwzięcia dotyczące wydobycia gazu łupkowego mogą wyrzucić krótkotrwałe skutki na dostawy gazu, które mogą być odwrotne do zamierzonych, ponieważ jego wydobycie może stwarzać wrażenie zagwarantowanych dostaw gazu w momencie, w którym konsumenci powinni otrzymać sygnał, że uzależnienie to należy ograniczać za pomocą oszczędności, działań podnoszących wydajność i zastępowania innymi źródłami.

Wnioski

W czasie, w którym zrównoważony rozwój jest istotnym elementem przyszłych działań, można zadać pytanie o to, czy wtłaczanie toksycznych chemikaliów pod ziemię powinno być dozwolone czy zakazane, ponieważ praktyka taka ograniczyłaby lub wykluczyłaby możliwość późniejszego wykorzystania zanieczyszczonej warstwy (np. do celów geotermalnych), a długoterminowe skutki nie zostały zbadane. Na terenach aktywnego wydobycia gazu łupkowego na jeden metr kwadratowy wtłacza się około 0,1–0,5 litra chemikaliów.

Jest to tym bardziej istotne, że potencjalne pola gazu łupkowego są zbyt małe, aby mogły mieć znaczący wpływ na sytuację w zakresie dostaw gazu w Europie.

Obecne przywileje dla poszukiwania i wydobycia ropy naftowej i gazu należy poddać ponownej ocenie, biorąc pod uwagę to, że zagrożenia i obciążenia dla środowiska naturalnego nie równoważą potencjalne korzyści, ponieważ produkcja gazu łupkowego jest bardzo niewielka.

1. WPROWADZENIE

W niniejszej ekspertyzie¹ przedstawiono przegląd działań związanych z niekonwencjonalnymi złożami węglowodorów oraz ich potencjalny wpływ na środowisko naturalne. Skoncentrowano się na przyszłych działaniach w Unii Europejskiej. Oceny zawarte w niniejszej ekspertyzie skupiają się w głównej mierze na gazie łupkowym i obejmują zwięzłe wzmianki o ropie łupkowej i ropie zamkniętej.

W rozdziale pierwszym krótko przedstawiono charakterystyczne cechy technologii produkcji, głównie procesu szczelinowania hydraulicznego. Następnie przedstawiono zwięzły przegląd doświadczeń Stanów Zjednoczonych, jako że jest to jedyny kraj, w którym od wielu dziesięcioleci szczelinowanie hydrauliczne coraz częściej stosuje się na dużą skalę.

Rozdział drugi koncentruje się na ocenie emisji gazów cieplarnianych związanych z gazem ziemnym produkowanym metodami szczelinowania hydraulicznego. Dokonano przeglądu istniejących ocen, które rozszerzono w ramach analizy własnej.

W rozdziale trzecim dokonano przeglądu ram prawnych na szczeblu UE, które dotyczą szczelinowania hydraulicznego. Po omówieniu ram prawnych obejmujących przepisy prawa górniczego skoncentrowano się na dyrektywach mających na celu ochronę środowiska naturalnego i zdrowia ludzi. Przedstawiono i omówiono również braki w prawodawstwie w zakresie potencjalnego wpływu szczelinowania hydraulicznego na środowisko naturalne.

W rozdziale czwartym przedstawiono ocenę zasobów i omówiono ewentualny wpływ wydobycia gazu łupkowego na europejskie dostawy gazu. Z tego powodu przeanalizowano doświadczenia Stanów Zjednoczonych w zakresie produkcji gazu łupkowego i wykorzystano wspólne cechy profili produkcji do nakreślenia typowego kierunku rozwoju eksploatacji gazu łupkowego. Jeśli chodzi o europejską produkcję gazu i zapotrzebowanie na niego, omówiono prawdopodobną rolę wydobycia gazu łupkowego w odniesieniu do obecnej produkcji i obecnych dostaw wraz z ekstrapolacją na następne dziesięciolecia.

W ostatnim rozdziale wyciągnięto wnioski i podano zalecenia dotyczące sposobów radzenia sobie z konkretnymi zagrożeniami wynikającymi ze szczelinowania hydraulicznego.

1.1. Gaz łupkowy

1.1.1. Czym jest gaz łupkowy?

Geologiczne formacje węglowodorowe powstają w określonych warunkach z organicznych związków z osadów morskich. Konwencjonalna ropa i konwencjonalny gaz powstały w wyniku termiczno-chemicznego rozkładu materii organicznej w skałach osadowych, tzw. skałach macierzystych. W miarę zapadania się pod innymi skałami formacje te ulegały ogrzaniu, średnio o 30°C na 1 km przyrostu, materia organiczna rozkładała się na ropę po osiągnięciu temperatury około 60°C, a następnie na gaz. Głębokość, temperatura oraz czas ekspozycji stanowiły o stopniu rozkładu.

¹Jesteśmy wdzięczni dr. Jürgenowi Glückertowi (Heinemann & Partner Rechtsanwälte, Essen, Niemcy) i p. Teßmerowi (Rechtsanwälte Philipp-Gerlach + Teßmer, Frankfurt, Niemcy) za zapoznanie się z rozdziałem 4 () oraz pomocne uwagi na jego temat.

Dziękujemy prof. Blendingerowi, Jeanowi Laherrere'owi i Jeanowi-Marie Bourdairer'owi za owocne dyskusje oraz cenne uwagi.

Im wyższa była temperatura i im dłuższy był czas ekspozycji, tym bardziej złożone molekuly organiczne ulegały rozpadowi, by wreszcie rozłożyć się na najprostszy składnik, metan złożony z jednego atomu węgla i czterech atomów wodoru.

W zależności od formacji geologicznej powstałe węglowodory płynne lub gazowe były uwalniane ze skały macierzystej i z reguły przesuwają się do góry do porowatej i przepuszczalnej warstwy, która z kolei musiała znajdować się pod skałą nieprzepuszczalną, tzw. uszczelnieniem, aby pozwolić na nagromadzenie węglowodoru. Ten nagromadzony węglowodór tworzy złoża konwencjonalnej ropy i konwencjonalnego gazu. Stosunkowo wysoka zawartość ropy, położenie w odległości kilku kilometrów od powierzchni oraz łatwy dostęp na lądzie sprawiają, że łatwo jest je wydobywać metodą odwiertową.

Złoża węglowodorów znajdują się również w skałach zbiornikowych o niewielkiej porowatości i przepuszczalności. Są one nazywane ropą zamkniętą lub gazem zamkniętym. Zazwyczaj przepuszczalność jest od 10 do 100 razy mniejsza niż w złożach konwencjonalnych.

Węglowodory mogą być również zmagazynowane w dużych ilościach w skałach, które zasadniczo nie są wcale skałami zbiornikowymi, lecz łupkami lub innymi bardzo drobnoziarnistymi skałami, w których przestrzeń niezbędna do zmagazynowania to niewielkie szczeliny i wyjątkowo małe pory. Skały takie charakteryzują się wyjątkowo niewielką przepuszczalnością. To w nich znajdują się pokłady gazu łupkowego i ropy łupkowej. Ta ostatnia nie zawiera węglowodorów nasyconych, lecz tylko ich prekursora zwanego kerogenem, który można przekształcić w syntetyczną ropę naftową w instalacjach chemicznych.

Trzecia kategoria gazu niekonwencjonalnego to metan w pokładach węgla, który jest uwięziony w porach złóż węgla.

W zależności od cech złoża gaz zawiera różne składniki występujące w różnych ilościach, w tym metan, dwutlenek węgla, siarkowodór, promieniotwórczy radon itd.

Wszystkie złoża niekonwencjonalne mają cechy wspólne: niewielką zawartość gazu lub ropy w jednostce objętości skały w porównaniu ze złożami konwencjonalnymi, rozproszenie na dużej przestrzeni dziesiątek tysięcy kilometrów kwadratowych, bardzo niewielką przepuszczalność. W związku z tym do wydobycia tych substancji niezbędne są specjalne metody. Ponadto ze względu na niewielką zawartość węglowodoru w skale macierzystej wydobycie na jeden odwiert jest znacznie mniejsze niż w przypadku złóż konwencjonalnych, co sprawia, że ich produkcja gospodarcza jest znacznie większym problemem. To nie sam gaz jest niekonwencjonalny, lecz metody jego wydobycia. Metody te potrzebują zaawansowanych technologii, dużych ilości wody i wtłoczenia dodatkowych substancji, które mogą być szkodliwe dla środowiska naturalnego.

Nie ma wyraźnego rozróżnienia między konwencjonalnymi a niekonwencjonalnymi złożami gazu lub ropy. Trudno jest wyznaczyć granicę między produkcją gazu konwencjonalnego lub ropy konwencjonalnej ze złóż o wysokiej zawartości konkretnego gazu, dużej porowatości i przepuszczalności, eksploatacją złóż gazu zamkniętego o gorszych parametrach wydajności i wydobyciem gazu łupkowego ze złóż o niewielkiej zawartości gazu, niewielkiej porowatości i bardzo małej przepuszczalności. Zwłaszcza podział na produkcję gazu konwencjonalnego i produkcję gazu zamkniętego nie jest zawsze jasny, ponieważ w przeszłości oficjalne statystyki nie rozróżniały wyraźnie tych dwóch metod. Nieuniknione skutki uboczne związane z wykorzystaniem wody, zagrożeniami dla środowiska naturalnego itd. również zwiększają się na etapach tego procesu wydobycia.

Na przykład do szczelinowania hydraulicznego w formacjach gazu zamkniętego z reguły potrzeba kilkuset tysięcy litrów wody na jeden odwiert w przypadku każdego procesu szczelinowania, a woda jest wymieszana z propantami i chemikaliami, zaś do szczelinowania hydraulicznego w formacjach gazu łupkowego zużywa się kilka milionów litrów wody na odwiert [ExxonMobil, 2010].

1.1.2. Najnowsze postępy w wydobyciu gazu niekonwencjonalnego.

Doświadczenie Ameryki Północnej

Ze względu na stopień rozwoju pól gazu konwencjonalnego w Stanach Zjednoczonych przedsiębiorstwa są w coraz większym stopniu zmuszone do wykonywania odwiertów w mniej wydajnych formacjach. Początkowo wiertnie były rozbudowywane w pobliżu formacji konwencjonalnych, a produkcja odbywała się na formacjach o nieznacznie mniejszej przepuszczalności. Podczas tej stopniowej zmiany liczba odwiertów zwiększała się, a poziom produkcji spadał. Docierano do coraz gęstszych formacji. Etap ten rozpoczął się w latach 70. XX w. Dane dotyczące odwiertów w formacjach gazu zamkniętego nie były oddzielone od statystyk konwencjonalnych, ponieważ nie było jasnego kryterium, które by je wyróżniało.

Od chwili rozpoczęcia debaty na temat zmiany klimatu dąży się do ograniczenia emisji metanu. Chociaż teoretyczne złoża metanu w pokładach węgla są ogromne, w ciągu ostatnich dwudziestu lat w Stanach Zjednoczonych ich udział wzrastał powoli do około 10% w 2010 r. Ze względu na niejednorodny rozwój w różnych systemach regulujących działalność sektora węglowego niektóre stany amerykańskie odkryły to źródło energii wcześniej niż inne. Nowy Meksyk był największym producentem metanu z pokładów węgla w latach 90. XX w. Największa produkcja tego stanu przypadła na rok 1997, która jednak została zastąpiona produkcją Kolorado – szczyt w 2004 r. – i Wyoming, który to stan jest obecnie największym producentem metanu z pokładów węgla.

Najtrudniejsze w eksploatacji złoża gazu były badane jako ostatnie. Dotyczą one złóż gazu łupkowego, które są prawie nieprzepuszczalne lub przynajmniej mniej przepuszczalne niż inne struktury zawierające gaz. Rozwój tej produkcji został zapoczątkowany postępowaniem technologicznym w zakresie wiercenia poziomego i szczelinowania hydraulicznego z wykorzystaniem dodatków chemicznych, lecz prawdopodobnie czynnikiem jeszcze istotniejszym było wyłączenie działalności sektora wydobycia węglowodorów z wykorzystaniem szczelinowania hydraulicznego z zakresu ustawy o bezpiecznej wodzie pitnej [SDWA, 1974], co zalegalizowano ustawą o polityce energetycznej z 2005 r. [EPA, 2005]. W sekcji 322 ustawy o polityce energetycznej z 2005 r. szczelinowanie hydrauliczne zostało wyłączone z zakresu głównych przepisów Agencji Ochrony Środowiska Naturalnego Stanów Zjednoczonych (EPA).

Początkowe działania rozpoczęły się dziesiątki lat temu wraz z rozwojem eksploatacji złoża łupkowego Bossier w latach 70. XX w. i złoża Antrim w latach 90. XX w. Szybki dostęp do pól gazu łupkowego rozpoczął się jednak około 2005 r. wraz z rozwojem eksploatacji złoża łupkowego Barnett w Teksasie. W ciągu 5 lat wykonano tam prawie 15 000 odwiertów. Wskutek tego pomyślnego rozwoju gospodarczego powstało kilka niewielkich przedsiębiorstw, takich jak Chesapeake, XTO lub innych, które wykonywały odwierty. Przedsiębiorstwa rozwijały się na fali tego rozkwitu i stawały się spółkami o wielomiliardowych zyskach, zwracając na siebie uwagę dużych przedsiębiorstw, takich jak ExxonMobil lub BHP Billiton. W 2009 r. przedsiębiorstwo XTO zostało sprzedane za ponad 40 mld dolarów spółce ExxonMobil, przedsiębiorstwo Chesapeake sprzedało swoje aktywa w Fayetteville za 5 mld dolarów w 2011 r.

W tym czasie dla obywateli i lokalnych polityków uboczne skutki dla środowiska naturalnego stawały się coraz bardziej oczywiste. Przede wszystkim przedmiotem dyskusji była eksploatacja złoża łupkowego Marcellus, ponieważ pole to obejmuje duże części stanu Nowy Jork. Podejrzewa się, że jego eksploatacja jest niezgodna z ochroną obszarów, z których dostarczana jest woda do miasta Nowy Jork. Obecnie Agencja Ochrony Środowiska Naturalnego Stanów Zjednoczonych prowadzi badanie zagrożeń związanych ze szczelinowaniem hydraulicznym, technologią wybraną w przypadku eksploatacji pól gazu niekonwencjonalnego. Wyniki tego badania zostaną prawdopodobnie opublikowane w 2012 r. [EPA, 2009].

Rozwój w Europie

W Europie zmiany w sektorze są opóźnione o kilka dziesięcioleci w stosunku do Stanów Zjednoczonych. Formacje gazu zamkniętego są eksploatowane z wykorzystaniem szczelinowania hydraulicznego w Niemczech od około 15 lat (Söhlingen), chociaż odbywa się to na bardzo niewielką skalę. Całkowita wielkość produkcji gazu niekonwencjonalnego w Europie wynosi kilka milionów m³ rocznie w porównaniu z kilkoma setkami miliardów m³ rocznie w Stanach Zjednoczonych [Kern, 2010]. Od końca 2009 r. działalność ta jednak rozwija się. Większość koncesji na poszukiwanie jest wydawana w Polsce [WEO, 2011; s. 58], lecz podobne działania rozpoczęły się również w Austrii (Kotlina Wiedeńska), we Francji (Basen Paryski i akwen południowo-wschodni), w Niemczech i Holandii (basen niemiecki Morza Północnego), Szwecji (region skandynawski) i Wielkiej Brytanii (północny i południowy system naftowy). Na przykład w październiku 2010 r. państwowy organ górniczy niemieckiego landu Nadrenia Północna-Westfalia wydał pozwolenia na prowadzenie poszukiwań² na obszarze o powierzchni 17 000 km², co stanowi połowę powierzchni landu.

Informacje ze Stanów Zjednoczonych szybko wywołały sprzeciw społeczny wobec tych przedsięwzięć. Na przykład we Francji Zgromadzenie Narodowe ustaliło moratorium na takie odwierty i zakazało szczelinowania hydraulicznego. Projekt ustawy został uchwalony w Zgromadzeniu Narodowym w maju, lecz nie przyjął go Senat. Francuski minister przemysłu proponuje inny projekt ustawy, który dopuszczałby szczelinowanie hydrauliczne wyłącznie w celach naukowych pod ścisłą kontrolą komisji złożonej z ustawodawców, przedstawicieli rządu, organizacji pozarządowych i lokalnych obywateli [Patel, 2011]. Ta zmieniona ustawa została zatwierdzona przez Senat w czerwcu.

W niemieckim kraju związkowym Nadrenia Północna-Westfalia zastrzeżenia co do szczelinowania hydraulicznego zgłosili obywatele, politycy lokalni z prawie wszystkich partii oraz przedstawiciele władz odpowiedzialnych za dostawy wody i przedsiębiorstw produkujących wodę mineralną. Parlament krajowy Nadrenii Północnej-Westfalii również ogłosił moratorium do czasu uzyskania lepszej wiedzy. Pierwszym krokiem było ustalenie ochrony wód na takim samym poziomie jak w przypadku prawa górniczego oraz dopilnowanie tego, by nie wydawano zezwoleń do czasu wydania zgody przez organy odpowiedzialne za zasoby wodne. Dyskusje nie zostały jeszcze zakończone. Otwarty dialog rozpoczęła również najbardziej zaangażowana spółka, ExxonMobil, aby omówić obawy obywateli i ocenić ewentualny wpływ.

²„Aufsuchungserlaubnis“

1.2. Ropa łupkowa

1.2.1. Czym jest ropa łupkowa i ropa zamknięta?

Podobnie jak gaz łupkowy ropa łupkowa składa się z węglowodorów uwięzionych w porach skały macierzystej. Sama ropa znajduje się jeszcze w stanie nienasyconym, zwanym kerogenem. Przekształcenie kerogenu w ropę wymaga jego podgrzania do 450°C. W związku z tym produkcja ropy łupkowej jest stosunkowo podobna do konwencjonalnego wydobycia ze złóż łupkowych, z tym że następnym etapem jest obróbka termiczna. Jej stosowanie zapoczątkowano ponad 100 lat temu. Obecnie jedynym krajem o znacznym udziale ropy łupkowej w bilansie energetycznym jest Estonia (~50%).

Kerogen jest bardzo często wymieszany z warstwami ropy nasyconej w strukturach leżących pomiędzy skałami macierzystymi o małej przepuszczalności. Ropa ta jest klasyfikowana jako ropa zamknięta, chociaż bardzo często jej wyraźne odróżnienie jest niemożliwe i trudno ustalić granicę pomiędzy kolejnymi zmianami stopnia nasycenia. W stanie czystym ropa zamknięta jest ropą nasyconą uwięzioną w warstwach nieprzepuszczalnych skał o niewielkiej porowatości. Wydobycie ropy zamkniętej wymaga zatem z reguły zastosowania technik szczelinowania hydraulicznego.

1.2.2. Najnowsze osiągnięcia w wydobyciu ropy zamkniętej

Stany Zjednoczone

Realizacja przedsięwzięć dotyczących produkcji ropy niekonwencjonalnej ze złóż łupkowych rozpoczęła się w Ameryce Północnej około 2000 r. wraz z eksploatacją złoża łupkowego Bakken, które znajduje się w Dakocie Północnej i Montanie i obejmuje powierzchnię ponad 500 000 km² [Nordquist, 1953]. Formacja Bakken to połączenie łupków bogatych w kerogen i znajdujących się pomiędzy nimi warstw ropy zamkniętej.

Francja/Europa

Oprócz produkcji ropy łupkowej w Estonii, uwagę na siebie zwrócił Basen Paryski we Francji, gdy niewielkie przedsiębiorstwo, Toredor, otrzymało licencje na poszukiwanie i ogłosiło, że rozpoczyna na tym terenie eksploatację złóż ropy zamkniętej za pomocą wielu odwiertów z zastosowaniem szczelinowania hydraulicznego. Ponieważ basen ten obejmuje duży obszar, w tym Paryż i tereny uprawy winorośli w pobliżu Szampanii, pojawiły się sprzeciwy, pomimo że w basenie od około 50 lat prowadzono już eksploatację ropy konwencjonalnej za pomocą odwiertów [Leteurtrois, 2011].

2. WPŁYW NA ŚRODOWISKO NATURALNE

NAJWAŻNIEJSZE USTALENIA

- Nieuniknione skutki to zajęcie dużej powierzchni gruntów pod wiertnie, miejsca do parkowania i manewrów pojazdów ciężarowych, sprzęt, infrastrukturę przetwarzania gazu i infrastrukturę transportową oraz drogi dojazdowe.
- Największe możliwe konsekwencje to emisja zanieczyszczeń do powietrza, zanieczyszczenie wód gruntowych z powodu niekontrolowanych przepływów gazu lub płynów spowodowanych wytryskami lub wyciekami, przeciekanie płynu szczelinującego i niekontrolowane odprowadzanie zużytej wody.
- Płyn szczelinujący zawiera niebezpieczne substancje, a płyny poodwiertowe dodatkowo zawierają metale ciężkie i materiały promieniotwórcze ze złóż.
- Doświadczenie Stanów Zjednoczonych pokazuje, że dochodzi do wielu wypadków, które mogą być szkodliwe dla środowiska naturalnego i zdrowia ludzi. Naruszenia wymogów prawnych odnotowano w przypadku około 1–2% wszystkich zezwoleń na odwierty. Wiele z tych wypadków spowodowanych jest niewłaściwą obsługą lub korzystaniem z nieszczelnego sprzętu.
- W pobliżu odwiertów gazowych odnotowuje się zanieczyszczenie wód gruntowych metanem, co w skrajnych przypadkach powoduje eksplozję budynków mieszkalnych, oraz chlorkiem potasu, co powoduje zasolenie wody pitnej.
- Skutki mnożą się w miarę rozwoju eksploatacji formacji łupkowych, gdyż dochodzi do dużego zagęszczenia odwiertów (do sześciu odwiertów na km²).

2.1. Szczelinowanie hydrauliczne i jego ewentualny wpływ na środowisko naturalne

Gęste formacje geologiczne zawierające węglowodór mają cechę wspólną – niewielką przepuszczalność. Z tego powodu metody produkcji stosowane przy wydobyciu gazu łupkowego, gazu zamkniętego, a nawet metanu z pokładów węgla są stosunkowo podobne. Różnią się one jednak na poziomie ilościowym. Ponieważ formacje zawierające gaz łupkowy są zdecydowanie najmniej przepuszczalnymi strukturami, nakłady potrzebne do uzyskania dostępu do porów zawierających gaz są największe. W związku z tym eksploatacja tych formacji oznacza największe ryzyko wystąpienia skutków dla środowiska naturalnego. Trudno jednak ustalić granicę między przepuszczalnymi strukturami zawierającymi gaz konwencjonalny, gazem zamkniętym i łupkami zawierającymi gaz, które są prawie nieprzepuszczalne.

Wspólną cechą jest to, że kontakt między wykonanymi odwiertami a porami trzeba powiększyć sztucznie. Odbywa się to za pomocą tzw. szczelinowania hydraulicznego, które czasami określa się jako „stymulację” lub „kruszenie”.

Na rys. 1 przedstawiono przekrój typowego odwiertu. Wiertnica wykonuje odwiert pionowy do warstwy gazonośnej. W zależności od grubości tej warstwy wykonuje się jedynie odwierty pionowe lub są one zamieniane w odwierty poziome, aby uzyskać jak największy kontakt z warstwą gazonośną.

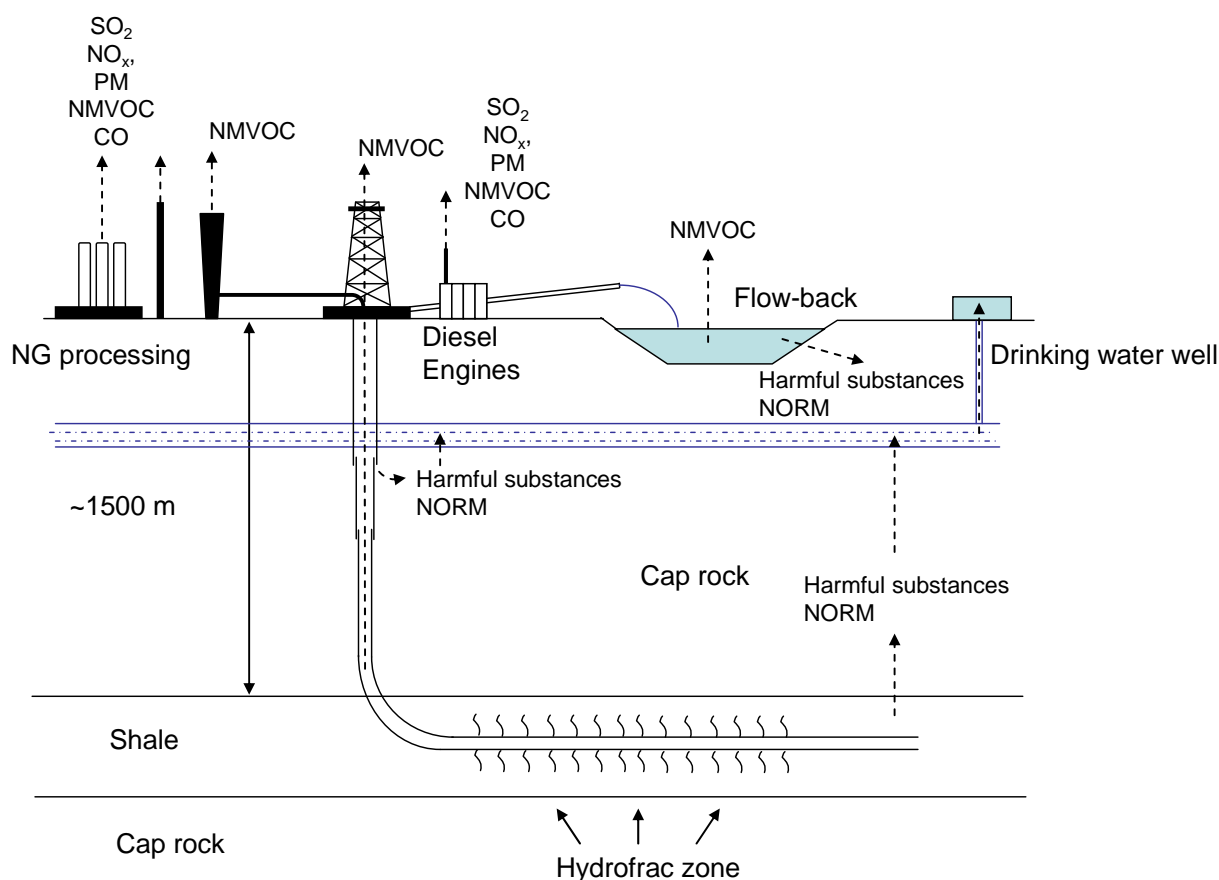
W tej warstwie używa się materiałów wybuchowych, aby utworzyć niewielkie szczeliny poprzez perforację osłony. Szczeliny te są sztucznie poszerzane poprzez wypełnienie ich wodą pod wysokim ciśnieniem. Liczba sztucznych szczelin, ich długość i położenie w warstwie (poziome lub pionowe) zależą od cech formacji. Cechy te mają wpływ na długość sztucznych szczelin oraz na zagęszczenie odwiertów (odwierty pionowe są bardziej zagęszczone niż poziome) i zużycie wody.

Woda pod wysokim ciśnieniem otwiera szczeliny, co daje dostęp do jak największej liczby porów. Po zmniejszeniu ciśnienia zużyta woda wymieszana z metalami ciężkimi lub promieniotwórczymi z formacji skalnych przepływa ponownie na powierzchnię wraz z gazem. Z wodą wymieszane są propanty, zazwyczaj ziarna piasku. Działają one jako blokada uniemożliwiająca zamknięcie się szczelin, co pozwala na dalsze wydobycie gazu. Do mieszaniny dodaje się chemikalia, aby uzyskać jednolite rozproszczenie propantu dzięki wytworzeniu żelu, aby zmniejszyć tarcie, a wreszcie aby rozbić strukturę żelu na koniec procesu szczelinowania, co pozwala wypłynąć płynowi podwiertowemu.

Rys. 1 można wykorzystać do określenia ewentualnych skutków dla środowiska naturalnego podczas tego procesu. Są to:

- Zajęcie terenu, ponieważ wiertnice wymagają utworzenia przestrzeni pod sprzęt techniczny, magazynowanie płynów i dostęp drogowy na potrzeby dostaw.
- Zanieczyszczenie powietrza i zagrożenie hałasem, ponieważ urządzenia są napędzane silnikami spalinowymi, płyny (również zużyta woda) mogą powodować parowanie szkodliwych substancji do powietrza, pojazdy ciężarowe wykorzystywane do częstego transportu mogą emitować lotne związki organiczne, inne zanieczyszczenia powietrza i hałas.
- Woda może zostać zanieczyszczona chemikaliami pochodzącymi z procesu szczelinowania, lecz również zużytą wodą ze złóż, która zawiera metale ciężkie (np. arsen lub rtęć) lub cząstki promieniotwórcze. Ewentualnymi źródłami zanieczyszczeń wód gruntowych i powierzchniowych mogą być wypadki transportowych pojazdów ciężarowych, przecieki w rurociągach zbiorczych, stawach ze zużytą wodą, kompresorach itd., wycieki spowodowane wypadkami (np. wytrysk płynu szczelinującego lub zużytej wody), uszkodzenia cementowania i osłony lub po prostu niekontrolowane przepływy podziemne przez sztuczne lub naturalne szczeliny w formacjach.
- Trzęsienia ziemi wywołane procesem szczelinowania hydraulicznego lub wtłoczeniem zużytej wody.
- Uaktywnienie promieniotwórczych cząstek spod ziemi.
- Wreszcie w ramach analizy kosztów i korzyści takich działań trzeba dokonać oceny ogromnego zużycia zasobów naturalnych i technicznych w stosunku do gazu i ropy, które można pozyskać.
- Mogą wystąpić skutki dla różnorodności biologicznej, chociaż jak dotąd takowych nie udokumentowano.

Rys. 1: Potencjalne przepływy emisji zanieczyszczeń powietrza, szkodliwych substancji do wody i gleby oraz naturalnie występujących materiałów promieniotwórczych (NORM)



Źródło: źródło własne w oparciu o [SUMI, 2008].

2.2. Wpływ na krajobraz

Doświadczenia w Ameryce Północnej

Eksploracja złóż gazu łupkowego wymaga zapewnienia powierzchni wiertni, która pomieściłaby sprzęt techniczny, pojazdy ciężarowe z kompresorami, chemikalia, propant, wodę i zbiorniki na zużytą wodę, jeżeli woda ta nie jest dostarczana z lokalnych studni i składowana w stawach.

Typowa wiertnia o wielu odwiertach w Pensylwanii podczas wykonywania odwiertów i szczelinowania ma rozmiary około 4–5 akrów (16 200–20 250 m²). Po częściowym przywróceniu stanu pierwotnego wiertnia produkcyjna może mieć średnie rozmiary wynoszące od 1 do 3 akrów (4050–12 150 m²) [SGEIS, 2009].

Dla porównania – jeżeli taka powierzchnia (~10 000 m²) zajmowana byłaby przez elektrownię słoneczną, rocznie można by wytworzyć około 400 000 kWh energii elektrycznej³, co odpowiada około 70 000 m³ gazu ziemnego rocznie, jeżeli byłby on przetworzony na energię elektryczną przy wydajności 58%. Typowa produkcja gazu z odwiertów znajdujących się na terenie złoża łupkowego Barnett (Teksas, Stany Zjednoczone) wynosi około 11 mln m³ na odwiert w pierwszym roku, lecz jedynie około 80

³ Napromieniowanie słoneczne: 1000 kWh na m² rocznie; wydajność panelu fotowoltaicznego: 15%; wskaźnik wydajności: 80%; powierzchnia panelu: 33% powierzchni gruntów.

000 m³ w roku dziewiątym i około 40 000 m³ w roku dziesiątym [Quicksilver, 2005]. W przeciwieństwie do wydobycia paliw kopalnych do celów energetycznych elektrownia słoneczna wytwarza energię elektryczną przez ponad 20 lat. Pod koniec okresu eksploatacji elektrownię słoneczną można zastąpić nową elektrownią bez zajmowania dodatkowych gruntów.

Eksploatacja formacji gazu łupkowego lub zamkniętego wymaga zagęszczenia wiertni. W Stanach Zjednoczonych zagęszczenie odwiertów zależy od przepisów stanowych. Typowe zagęszczenie na polach konwencjonalnych w Stanach Zjednoczonych to jeden odwiert na 640 akrów (1 odwiert na 2,6 km²). W złożu łupkowym Barnett typowe zagęszczenie początkowe zostało ograniczone do jednego odwiertu na 160 akrów (1,5 odwiertu na km²). Później zezwolono na tzw. „odwierty wypełniające”, które zostały wykonane w odległościach 40 akrów (~6 odwiertów na km²). Wydaje się to zwykłą praktyką w przypadku większości złóż łupkowych, jeżeli są one intensywnie eksploatowane [Sumi, 2008; SGEIS, 2009].

Do końca 2010 r. w złożu łupkowym Barnett wykonano prawie 15 000 odwiertów, a cały obszar łupkowy rozciąga się na powierzchni 13 000 km² [RRC, 2011; ALL-consulting, 2008]. Wynika z tego, że średnie zagęszczenie odwiertów wynosi 1,15 na km².

Na rys. 2 przedstawiono odwierty do produkcji gazu zamkniętego w Stanach Zjednoczonych. W przypadku produkcji gazu zamkniętego odwierty to wiertnie powierzchniowe, na które przypada po maksymalnie 6 odwiertów. Odstępy są mniejsze niż w przypadku złoża łupkowego Barnett, ponieważ większość odwiertów gazu zamkniętego to odwierty pionowe.

Rys. 2: Odwierty gazu zamkniętego w piaskowcach



Źródło: fot. EcoFlight, dzięki uprzejmości SkyTruth – www.skytruth.org.

Wiertnie są połączone drogami służącymi do transportu ciężarowego, co dodatkowo zwiększa zajęta powierzchnię gruntów. W Stanach Zjednoczonych powierzchnię zajmują również stawy ze zużytą wodą, w których gromadzona jest woda podwiertowa, zanim zostanie unieszkodliwiona lub usunięta przez pojazdy ciężarowe lub za pomocą rurociągów. Obszary te nie są jeszcze uwzględnione na powyższym szkicu przedstawiającym rozmiary wiertni. Ich uwzględnienie z łatwością spowodowałoby podwojenie powierzchni przeznaczonej pod produkcję gazu.

Po wydobyciu gaz musi zostać przetransportowany do sieci dystrybucji. Ponieważ większość odwiertów ma niewielki wskaźnik produkcji i wykazuje zdecydowane tendencje spadkowe w tym zakresie, bardzo często gaz jest magazynowany na terenie wiertni i okresowo ładowany do pojazdów ciężarowych. Jeżeli zagęszczenie odwiertów jest wystarczająco wysokie, buduje się sieci zbiorcze i stacje kompresji. Wybór sposobu magazynowania i transportu oraz decyzja o budowie rurociągów nad czy pod ziemią zależą od konkretnych parametrów przedsięwzięcia i właściwych przepisów.

Możliwości przeniesienia na warunki europejskie i kwestie nierozstrzygnięte

Pozwolenie na budowę wiertni wydają organy ds. górnictwa na podstawie odpowiednich przepisów i regulacji (patrz rozdział 4). Mogą one określać minimalną dopuszczalną odległość między odwiertami. Może to być zgodne z praktyką stosowaną w Stanach Zjednoczonych, polegającą na rozpoczęciu eksploatacji złóż łupkowych z zachowaniem większych odległości i zwiększaniem zagęszczenia w miarę wyczerpywania się produktywnych odwiertów. Jak przedstawiono w rozdziale 5, zwykle ilość zasobów gazu na dany obszar na większości terenów łupkowych w Europie jest prawdopodobnie porównywalna z ilością zawartą w złożach łupkowych Barnett lub Fayetteville w Stanach Zjednoczonych.

Ukończone odwierty muszą zostać podłączone do sieci zbiorczych. Decyzja o budowie tych rurociągów nad czy pod ziemią będzie zależać od odpowiednich przepisów i względów ekonomicznych. W tym przypadku należy dostosować i ewentualnie zharmonizować obowiązujące przepisy.

2.3. Emisje zanieczyszczeń powietrza i zanieczyszczenie gleby

Emisje mogą pochodzić z następujących źródeł:

- emisje z pojazdów ciężarowych i sprzętu wiertniczego (hałas, cząstki stałe, SO₂, NO_x, NMLZO i CO);
- emisje z przetwarzania i transportu gazu ziemnego (hałas, cząstki stałe, SO₂, NO_x, NMLZO i CO);
- emisje powstałe wskutek parowania chemikaliów ze stawów ze zużytą wodą;
- emisje spowodowane wyciekami i wytryskami z odwiertów (dyspersja płynów wiertniczych lub szczelinujących wymieszanych z cząstkami stałymi ze złóż).

Obsługa sprzętu wiertniczego wymaga zużycia dużych ilości paliw, które podczas spalania emitują CO₂. Podczas produkcji, przetwarzania i transportu mogą również pojawić się niekontrolowane emisje metanu, gazu cieplarnianego. Ich ocenę przedstawiono w rozdziale 4, który poświęcono emisjom gazów cieplarnianych.

2.3.1. Zanieczyszczenia powietrza pochodzące ze zwykłej działalności

Doświadczenia w Ameryce Północnej

Wiele skarg dotyczących chorób ludzi, a nawet zgonów wśród zwierząt odnotowanych w okolicy niewielkiego miasta Dish w Teksasie, zmusiło burmistrza miasta do zlecenia niezależnemu konsultantowi badania jakości powietrza w związku ze skutkami wydobycia gazu w mieście i jego okolicach [Michaels, 2010, i wymienione tam dokumenty źródłowe]. Chociaż skargi takie zgłaszano również w innych miejscach, dochodzenie w Dish jest najlepiej udokumentowane. Jako że w regionie tym nie jest prowadzona inna działalność przemysłowa, uważa się, że wydobycie gazu ziemnego w mieście i w jego okolicach jest jedynym źródłem tych skutków.

Badanie, przeprowadzone w sierpniu 2009 r., potwierdziło „występowanie wysokich stężeń związków rakotwórczych i neurotoksyn w otaczającym powietrzu i nieruchomościach mieszkalnych”. Ponadto stwierdzono, że „(...) wiele z tych związków zweryfikowanych w ramach analizy laboratoryjnej to metabolity znanych ludzkich czynników rakotwórczych, które według przepisów TCEQ przekraczały zarówno krótko-, jak i długoterminowe dopuszczalne poziomy. Szczególne zaniepokojenie budzą związki, które według definicji TCEQ mogą spowodować katastrofę” [Wolf, 2009].

Według badania ponadto „do urzędu miasta wpłynęły liczne skargi dotyczące ciągłego hałasu i wibracji powodowanych przez stacje kompresji, a także nieprzyjemnych zapachów”. Według badania „szczególne zaniepokojenie wzbudziły doniesienia o poważnych chorobach żrebiąt i kilku zgonach o nieznannej etiologii w latach 2007–2008” [Wolf, 2009].

Również w regionie w okolicy Dallas-Fort Worth zaobserwowano dramatyczne skutki dla jakości powietrza, wywierane przez odwierty gazu ziemnego na terenie złoża łupkowego Barnett [Michaels, 2010]. W 2009 r. opublikowano całościową analizę pt. „Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements” [Emisje pochodzące z produkcji gazu ziemnego ze złoża łupkowego Barnett i szanse na dokonanie opłacalnych ulepszeń; Armendariz, 2009]. Według analizy jak dotąd największy udział w emisjach ma pięć z 21 zbadanych hrabstw, w których prowadzi się prawie 90% całej działalności związanej z wydobyciem i produkcją gazu ziemnego i ropy. Na przykład część związków tworzących smog pochodzących z tych pięciu hrabstw wyliczono na 165 ton dziennie w czasie szczytu letniego w 2009 r. w porównaniu z 191 tonami emisji ze źródeł ropy i gazu (w tym z transportu) dziennie w czasie szczytowego okresu letniego w tych 21 hrabstwach [Armendariz, 2009]. Zatem średnie wartości dla stanu ukrywają to, że w pięciu najbardziej aktywnych hrabstwach emisje zanieczyszczeń powietrza są znacznie wyższe niż średnia, co powoduje niską jakość powietrza.

Teksańska Komisja ds. Jakości Środowiska Naturalnego (TCEQ) ustanowiła program monitorowania, częściowo potwierdzający niezwykle duże ilości oparów węglowodorów wydobywających się ze sprzętu wiertniczego i zbiorników cysternowych oraz znaczny poziom benzenu w niektórych miejscach [Michaels, 2009]. W styczniu 2010 r. TCEQ opublikowała okólnik międzyresortowy dotyczący programu monitorowania. Niektóre najważniejsze ustalenia to [TCEQ, 2010]:

- „Wykryto trzydzieści pięć chemikaliów, które przekraczały stosowne krótkoterminowe wartości odniesienia w jednej chwilowej próbie pojemnikowej pobranej przy głowicy odwiertu gazu ziemnego Devon Energy, gdzie stężenie benzenu wynosiło 15 000 ppb”. Jako odniesienie potraktowano próbę powietrza w pobliżu głowicy odwiertu – 5 stóp od źródła.

- Oprócz stężenia benzenu w próbie pobranej przy głowicy odwiertu w jednej z 64 stacji obserwacji wykryto, że benzen przekracza krótkoterminową wartość odniesienia dla zdrowia wynoszącą 180 ppb.
- Wydział Toksykologii miał zastrzeżenia co do obszarów, na których wykryto przekroczenie długoterminowej wartości odniesienia dla zdrowia w przypadku benzenu, która wynosi 1,4 ppb. „W 21 stacjach obserwacji wykryto przekroczenie długoterminowej wartości odniesienia dla zdrowia w przypadku benzenu”.

Możliwości przeniesienia na warunki europejskie

Zaobserwowane w Teksasie emisje wonnych związków, takich jak benzen i ksylen, pochodzą w głównej mierze z kompresji i przetwarzania gazu ziemnego, w którym to przypadku do atmosfery uwalniane są cięższe składniki. W UE emisje takich substancji są ograniczone z mocy prawa.

Maszyny używane do odwiertów i procesów wydobywczych, takie jak silniki wysokoprężne, są prawdopodobnie takie same, podobnie jak emitowane przez nie zanieczyszczenia powietrza. Tabela 1 przedstawia emisje zanieczyszczeń powietrza pochodzące ze stacjonarnych silników wysokoprężnych wykorzystywanych przy odwiertach, szczelinowaniu hydraulicznym i wykańczaniu odwiertu na podstawie danych dotyczących emisji z silników wysokoprężnych [GEMIS, 2010], wymogów dotyczących oleju napędowego i wydajności gazu ziemnego zakładanej w przypadku złoża łupkowego Barnett w [Horwarth i in., 2011].

Tabela 1: Typowe emisje zanieczyszczeń powietrza pochodzące ze stacjonarnych silników wysokoprężnych wykorzystywanych przy odwiertach, szczelinowaniu hydraulicznym i wykańczaniu odwiertu

	Wysokość emisji na mechaniczną pracę silnika [g/kWh _{pracy}]	Wysokość emisji na zużywane paliwo silnikowe [g/kWh _(olej napędowy)]	Wysokość emisji na przepustowość odwiertu (gaz ziemny) [g/kWh _(gaz ziemny)]
SO ₂	0,767	0,253	0,004
NO _x	10,568	3,487	0,059
PM	0,881	0,291	0,005
CO	2,290	0,756	0,013
NMLZO	0,033	0,011	0,000

Zaleca się, aby oprócz czynników emisji ograniczono również ich ogólny wpływ, ponieważ emisje z wielu wiertni będą się sumować, jeżeli na jednym złożu łupkowym powstanie co najmniej jeden odwiert na km². Emisje podczas rozwoju eksploatacji muszą być ograniczane i monitorowane, co dotyczy również emisji pochodzących z późniejszego przetwarzania i transportu gazu, kiedy powstaje wiele rurociągów zbiorczych.

Aspekty te należy uwzględnić w dyskusji na temat odpowiednich dyrektyw, np. wniosku dotyczącego dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywę 97/68/WE w sprawie emisji zanieczyszczeń gazowych i pyłowych z silników montowanych w maszynach samojedźnych nieporuszających się po drogach.

2.3.2. Zanieczyszczenia spowodowane wytryskami lub wypadkami w miejscach odwiertów

Doświadczenia w Ameryce Północnej

Z doświadczeń w Stanach Zjednoczonych wynika, że doszło do kilku poważnych wytrysków z odwiertów. Większość z nich jest udokumentowana w [Michaels, 2010]. Fragmenty znajdujące się tej publikacji to:

- Dnia 3 czerwca 2010 r. wytrysk z odwiertu gazu w hrabstwie Clearfield w Pensylwanii spowodował przedostanie się co najmniej 35 000 galonów zużytej wody i gazu ziemnego do powietrza w ciągu 16 godzin.
- W czerwcu 2010 r. eksplozja odwiertu gazu w hrabstwie Marshall w Wirginii Zachodniej spowodowała konieczność odwiezienia do szpitala siedmiu pracowników, którzy odnieśli obrażenia.
- Dnia 1 kwietnia 2010 r. zarówno zbiornik, jak i wyrobisko używane do magazynowania płynu stosowanego do szczelinowania hydraulicznego stanęły w ogniu na terenie wiertni Atlas. Płomienie miały wysokość co najmniej 100 stóp (33 m) i szerokość 50 stóp (15 m).

We wszystkich wyżej wymienionych przypadkach zaangażowane przedsiębiorstwa zostały ukarane grzywną. Okazuje się, że wypadki te wiążą się głównie z nieprawidłową obsługą przez nieprzeszkolony personel albo wynikają z niewłaściwego zachowania. Ponadto wydaje się, że występują znaczne różnice między poszczególnymi przedsiębiorstwami. Inne wypadki wymieniono w podrozdziałach poniżej.

Możliwości przeniesienia na warunki europejskie

Aby zminimalizować ryzyko wycieków w Europie, zaleca się wprowadzenie ścisłych regulacji i ścisłego monitorowania. Konkretnie zaleca się zgromadzenie danych statystycznych dotyczących wypadków na szczeblu europejskim, przeprowadzenie analizy przyczyn wypadków i wyciągnięcie na jej podstawie wniosków. Jeżeli konkretne przedsiębiorstwa mają szczególnie negatywną historię działalności, można rozważyć wykluczenie ich z zakresu praw do dalszych poszukiwań lub produkcji. Przypadki te są omawiane w Parlamencie Europejskim w odniesieniu do działalności morskich platform naftowych i gazowych. Głosowanie nad sprawozdaniem z własnej inicjatywy na ten temat odbędzie się w Komisji Przemysłu, Badań Naukowych i Energii w lipcu 2011 r.

2.4. Wody powierzchniowe i gruntowe

2.4.1. Zużycie wody

Podczas konwencjonalnego wiercenia otworu zużywa się znaczne ilości wody do chłodzenia i nawilżenia głowicy wiertła, lecz również do usunięcia mułu z odwiertu. Około dziesięciokrotnie więcej wody zużywa się podczas szczelinowania hydraulicznego do stymulacji odwiertu poprzez wtłoczenie wody pod wysokim ciśnieniem w celu utworzenia szczelin.

W imieniu Teksasńskiej Rady ds. Eksploatacji Wód (Texas Water Development Board) przeprowadzono całościową analizę zapotrzebowania na wodę potrzebną do eksploatacji złoża łupkowego Barnett [Harden, 2007]. Analiza ta zawiera przegląd literatury dotyczącej konkretnego zużycia wody. Starsze niecementowane odwierty poziome o pojedynczym odcinku szczelinowania potrzebowały około 4 MGal (~15 mln litrów) wody. W nowszych cementowanych odwiertach poziomym zazwyczaj prowadzi się szczelinowanie hydrauliczne na wielu odcinkach w kilku klastrach perforacji jednocześnie.

Typowa odległość między dwoma odcinkami szczelinowania w tym samym odwiercie poziomym wynosi 400–600 ft (130–200 m). Z reguły odwiert poziomy ma około 3 odcinków szczelinowania, lecz nie jest to obowiązująca reguła. Na podstawie statystycznej analizy około 400 odwiertów stwierdzono typowe zużycie wody w ilościach 2000–2400 gal/ft (25–30 m³/m) w przypadku szczelinowania wodą [Grieser, 2006] i około 3900 gal/ft (~42 m³/m) w przypadku tzw. szczelinowania „slickwater”, które jest ostatnio stosowane na większą skalę, jeżeli odległość jest równa długości poziomej części odwiertu [Schein, 2004].

Ta analiza z 2007 r. zawiera również scenariusze zużycia wody w przypadku prac poszukiwawczych w złożach Barnett w 2010 r. i 2025 r. Oszacowano, że w 2010 r. zapotrzebowanie na wodę wyniesie 10 000–20 000 ac-ft (12–24 mln m³), a do 2020 r. wzrośnie do 5000–20 000 ac-ft (6–24 mln m³), w zależności od przyszłych działań poszukiwawczych.

Tabela 2 zawiera spis bardziej aktualnych danych dotyczących typowych nowych odwiertów. Przy zaokrągleniu w górę realistyczną ilością wydaje się 15 000 m³ na jeden odwiert w złożu Barnett. Na podstawie tych liczb 1146 nowo zagospodarowanych odwiertów w 2010 r. (patrz rozdział 4) będzie potrzebować wody w ilości około 17 mld litrów w 2010 r. Jest to spójne z podaną powyżej prognozą na 2010 r. Zużycie to trzeba porównać ze zużyciem wody przez wszystkich innych konsumentów, które wynosiło około 50 mld litrów [Harden, 2007]. Do celów tego porównania wykorzystano zużycie wody w tych hrabstwach, w których głównie prowadzono odwierty (Denton, Hood, Johnson, Parker, Tarrant i Wise).

Tabela 2: Zapotrzebowanie na wodę w przypadku różnych odwiertów używanych do produkcji gazu łupkowego (m³)

Miejsce/region	Ogółem (na odwiert)	Wyłącznie szczelinowanie	Źródło
Złoże łupkowe Barnett	17 000		Chesapeake Energy, 2011
Złoże łupkowe Barnett	14 000		Chesapeake Energy, 2011
Złoże łupkowe Barnett	brak danych	4500–13 250	Duncan, 2010
Złoże łupkowe Barnett	22 500		Burnett, 2009
Dorzecze Horn (Kanada)	40 000		PTAC, 2011
Złoże łupkowe Marcellus	15 000		Arthur i in., 2010
Złoże łupkowe Marcellus	1500–45 000	1135–34 000	NYCDEP, 2009
Złoże łupkowe Utica, Québec	13 000	12 000	Questerre Energy, 2010

Ponadto może się zdarzyć, że w okresie eksploatacji odwiertów wykonanych na potrzeby produkcji gazu łupkowego szczelinowanie trzeba będzie przeprowadzić kilkakrotnie. Każda dodatkowa operacja szczelinowania może wymagać większych ilości wody niż poprzednia [Sumi, 2008]. W niektórych przypadkach w odwiertach dokonuje się więcej niż 10 ponownych procesów szczelinowania [Ineson, 2010].

2.4.2. Zanieczyszczenie wody

Doświadczenia w Ameryce Północnej

Możliwe zanieczyszczenia wody mogą powodować:

- Wycieki mułu wiertniczego, płynu podwiertowego i solanki z odpadów lub zbiorników powodujące zanieczyszczenie i zasolenie wody.
- Przecieki lub wypadki przy działaniach naziemnych, np. nieszczelne rurociągi lub stawy z płynami lub użytą wodą, nieprofesjonalna obsługa lub stary sprzęt.
- Przecieki będące skutkiem niewłaściwego cementowania odwiertów.
- Przecieki przez struktury geologiczne, przez naturalne albo sztuczne szczeliny lub ścieżki.

W rzeczywistości najczęściej zastrzeżeń co do szczelinowania hydraulicznego wynika z możliwości zanieczyszczenia wód gruntowych. Zasadniczo oprócz wycieków i wypadków uwagę skupia się na przenikaniu płynów szczelinujących lub metanu z głębszych struktur.

Szczegółową analizę przeprowadzono w 2008 r. dla hrabstwa Garfield w Kolorado. Komisja ds. Ochrony Zasobów Ropy Naftowej i Gazu w Kolorado (Colorado Oil and Gas Conservation Commission) prowadzi rejestr zgłoszonych wycieków powstałych wskutek działalności gazowo-naftowej. W okresie od stycznia 2003 r. do marca 2008 r. odnotowano ogółem 1549 wycieków [COGCC, 2007; odniesienie w Witter, 2008]. 20% wycieków wiązało się z zanieczyszczeniem wody. Warto wspomnieć, że liczba wycieków wzrastała. Na przykład w 2003 r. w hrabstwie Garfield zgłoszono pięć wycieków, zaś w 2007 r. – 55.

W kolejnej analizie zanieczyszczenia wód gruntowych stwierdzono, że „tymczasowa tendencja polega na podwyższaniu się ilości metanu w próbach wód gruntowych w ciągu ostatnich siedmiu lat, co zbiega się ze wzrostem liczby odwiertów gazowych instalowanych w Mamm Creek Field. Wartości metanu w naturalnych złożach wody gruntowej przed odwiertami były niższe niż 1 ppm, z wyjątkiem metanu biogenicznego, który występował jedynie w stawach i na dnie strumieni. (...) Dane izotopowe dotyczące prób metanu pokazują, że większość prób o podwyższonej zawartości metanu ma pochodzenie termogeniczne. Zwiększaniu stężenia metanu towarzyszył wzrost liczby studni wody gruntowej o podwyższonej zawartości chloru, co można powiązać z liczbą odwiertów gazowych” [Thyne, 2008]. Istnieje oczywista zbieżność w przestrzeni i czasie: poziom metanu jest wyższy na obszarach o większym zagęszczeniu odwiertów i podwyższał się on w miarę upływu czasu wraz ze wzrostem liczby odwiertów.

Nowsza analiza [Osborne, 2011] potwierdza takie ustalenia w przypadku warstw wodonośnych pokrywających formacje łupkowe Marcellus i Utica w północno-wschodniej Pensylwanii i północnej części stanu Nowy Jork. Na obszarach aktywnego wydobycia gazu średnie stężenie metanu w ujęciach wody pitnej wynosiło 19,2 mg/l, a maksymalny poziom wynosił aż 64 mg/l, co stwarzało niebezpieczeństwo wybuchu. Podstawowe stężenie w sąsiednich regionach o podobnej strukturze geologicznej, w których nie prowadzono wydobycia gazu, wynosiło 1,1 mg/l [Osborn, 2011].

Ogółem udokumentowano ponad 1000 skarg dotyczących zanieczyszczenia wody pitnej. W sprawozdaniu, które jest podobno oparte na danych Departamentu Ochrony Środowiska Naturalnego w Pensylwanii (Pennsylvania Department of Environmental Protection), podano 1614 przypadków naruszenia stanowych przepisów gazowniczo-naftowych podczas odwiertów dokonywanych w złożu Marcellus w okresie dwóch i pół roku [PLTA, 2010], przy czym dwie trzecie z nich to naruszenia, które „z największym prawdopodobieństwem mogą szkodzić środowisku naturalnemu”. Niektóre z nich uwzględniono w [Michaels, 2010].

Najbardziej spektakularnym udokumentowanym wypadkiem był wybuch budynku mieszkalnego spowodowany odwiertami, a następnie przedostaniem się metanu do systemu wodno-kanalizacyjnego budynku [ODNR, 2008]. W sprawozdaniu Departamentu ds. Zasobów Naturalnych (Department of Natural Resources) wskazano trzy czynniki, które doprowadziły do wybuchu budynku: (i) nieodpowiednie cementowanie osłony produkcyjnej, (ii) decyzja o przystąpieniu do szczelinowania hydraulicznego odwiertu bez względu na nieodpowiednie cementowanie osłony oraz przede wszystkim (iii) fakt, że w ciągu 31 dni po szczelinowaniu przestrzeń pierścieniowa między powierzchnią a osłoną produkcyjną była „przeważnie zamknięta” (cytat za [Michaels, 2010]).

W większości przypadków można wykazać zanieczyszczenie wody metanem lub chlorem, natomiast rzadko można dowieść przeniknięcia benzenu lub innych płynów szczelinujących.

Próby pobrane przez Agencję Ochrony Środowiska Naturalnego w ujęciach wody pitnej w Wyoming w 2009 r. wykazały obecność chemikaliów, które są powszechnie stosowane w procesie szczelinowania hydraulicznego: „Region VIII udostępnił w tym miesiącu wyniki badania prób z ujęć wody w Pavillion, WY – na wniosek lokalnych mieszkańców – które wykazały zanieczyszczenia wiertnicze w 11 z 39 zbadanych ujęć, w tym występowanie związku chemicznego 2-butoksyetanolu (2-BE), znanego składnika płynów szczelinujących, w trzech zbadanych ujęciach, jak również obecność metanu, organicznych składników oleju napędowego oraz rodzaju węglowodorów znanego jako adamantan” [EPA, 2009].

W wielu przypadkach przedsiębiorstwa już są karane grzywną za naruszanie przepisów stanowych. Na przykład spółka Cabot Oil & Gas otrzymała upomnienie od Departamentu Ochrony Środowiska Naturalnego w Pensylwanii o następującej treści: „Spółka Cabot spowodowała lub pozwoliła na przedostanie się gazu z niższych formacji do świeżej wody gruntowej” [Lobbins, 2009].

Na podstawie danych historycznych w stanie Nowy Jork oszacowano, że wskaźnik wypadkowości wynosi od 1 do 2% [Bishop, 2010]. Brzmi to prawdopodobnie. Wspomniana powyżej liczba ponad 1600 naruszeń tylko w części złoża Marcellus położonej w Pensylwanii sugeruje znacznie wyższy wskaźnik w porównaniu z około 2300 odwiertami wykonanymi na tym obszarze do końca 2010 r.

Możliwości przeniesienia na warunki europejskie

Większość wypadków i przypadków przeniknięcia do wód gruntowych wydaje się spowodowana nieprawidłową obsługą, czego można uniknąć. W Stanach Zjednoczonych istnieją odpowiednie przepisy, lecz monitorowanie operacji i nadzór nad nimi jest na stosunkowo niskim poziomie, czy to z powodu braku dostępnego budżetu władz publicznych, czy też z innych przyczyn. W związku z tym podstawowy problem nie polega na nieodpowiednich regulacjach, lecz na ich egzekwowaniu za pomocą odpowiedniego nadzoru. Trzeba zapewnić nie tylko dostępność najlepszych praktyk, lecz także ich powszechne stosowanie.

Ponadto pozostaje pewne ryzyko, że nie niewykryte ścieżki (np. stare porzucone, lecz niezarejestrowane odwierty o nieprawidłowym cementowaniu, nieprzewidywalne zagrożenia spowodowane trzęsieniami ziemi itd.) umożliwiają przenikanie metanu lub chemikaliów do wód gruntowych.

2.4.3. Unieszkodliwianie zużytej wody

Płyny szczelinujące są wtłaczane do formacji geologicznych pod wysokim ciśnieniem. Po zmniejszeniu ciśnienia na powierzchnię wypływa mieszanina płynu szczelinującego, metanu, związków chemicznych i dodatkowej wody ze złoża. Woda ta musi zostać zebrana i odpowiednio unieszkodliwiona. Według źródeł branżowych na powierzchnię wypływa od 20% do 50% wody wykorzystywanej do hydraulicznego szczelinowania odwiertów gazowych. Część tej wody zostaje poddana recyklingowi w celu zastosowania do szczelinowania przyszłych odwiertów [Questerre Energy, 2010]. Według innych źródeł na powierzchnię wypływa od 9% do 35% wody [Sumi, 2008].

Doświadczenia w Ameryce Północnej

Właściwe unieszkodliwianie zużytej wody wydaje się poważnym problemem w Ameryce Północnej. Podstawowym problemem jest ogromna ilość zużytej wody i niewłaściwa konfiguracja oczyszczalni. Chociaż recykling jest możliwy, zwiększy koszty przedsięwzięcia. Zgłaszanych jest wiele problemów związanych z niewłaściwym unieszkodliwianiem.

Na przykład:

- W sierpniu 2010 r. spółka Talisman Energy została ukarana grzywną w Pensylwanii za wyciek, który w 2009 r. spowodował przedostanie się ponad 4200 galonów ($\sim 16 \text{ m}^3$) wypływającego płynu szczelinującego na mokradła i do potoku Webier Creek, który uchodzi do rzeki Tioga, łowiska zimnowodnego [Talisman, 2011].
- W styczniu 2010 r. spółka Atlas Resources została ukarana grzywną za naruszenie przepisów ochrony środowiska naturalnego w 13 miejscach odwiertów w południowo-zachodniej Pensylwanii w Stanach Zjednoczonych. Atlas Resources nie zastosowała odpowiednich środków kontroli erozji i sedymentacji, co spowodowało odprowadzenie zawieszistej wody. Ponadto spółka ta odprowadzała olej napędowy i płyny szczelinujące do warstw gruntowych. Atlas Resources ma ponad 250 zezwoleń na eksploatację odwiertów w złożu Marcellus [PA DEP, 2010].
- Spółka Range Resources została ukarana grzywną za wyciek 250 baryłek ($\sim 40 \text{ m}^3$) rozcieńczonego płynu szczelinującego, do którego doszło 6 października 2009 r. Przyczyną wycieku było pęknięte złącze w rurociągu przesyłowym. Płyn wyciekł do potoku Brush Run w Hopewell Township w Pensylwanii [PA DEP, 2009].
- W sierpniu 2010 r. spółka Atlas Resources została ukarana grzywną w Pensylwanii za dopuszczenie do tego, by płyn szczelinujący wypłynął ze zbiornika na zużytą wodę i zanieczyścił zlewisko wody wysokiej jakości w hrabstwie Washington [Pickels, 2010].
- Na terenie wiertni, na którym znajdowały się trzy odwierty gazowe, w Troy w Pensylwanii spółka Fortune Energy nielegalnie odprowadzała płyny podwiertowe do kanału odpływowego przez obszar roślinny, które ostatecznie dotarły do potoku Sugar Creek (cytat za [Michaels, 2010]).
- W czerwcu 2010 r. Departament Ochrony Środowiska Naturalnego w Wirginii Zachodniej (DEP) wydał sprawozdanie, w którym stwierdzono, że w sierpniu 2009 r. w związku z odwiertami spółka Tapo Energy odprowadziła nieznaną ilość „materiału ropopochodnego” do potoku Buckeye Creek w hrabstwie Doddridge. Wyciek zanieczyścił trzymilowy odcinek potoku (cytat za [Michaels, 2010]).

Możliwości przeniesienia na warunki europejskie

Również w tym przypadku większość takich zanieczyszczeń wody wynika z niewłaściwych praktyk. Konieczne jest zatem rozwiązywanie tych problemów w sposób bardzo rygorystyczny. Również w Europie, np. w Niemczech, doszło już do wypadków podczas operacji szczelinowania hydraulicznego. Na przykład w 2007 r. doszło do przecieku rurociągów odprowadzających zużytą wodę z pola gazu zamkniętego Söhlingen w Niemczech. Spowodowało to zanieczyszczenie wód gruntowych benzenem i rtęcią. Chociaż odpowiedzialna za te sprawy Agencja Górnicza Dolnej Saksonii (Landesbergbehörde) została prawidłowo poinformowana, obywatele zauważyli wypadek dopiero w 2011 r., kiedy spółka rozpoczęła wymianę gleby uprawnej, do której wyciekły płyny [NDR, 2011; Kummetz, 2011].

2.5. Trzęsienia ziemi

Dobrze wiadomo, że szczelinowanie hydrauliczne może powodować niewielkie trzęsienia ziemi o sile rzędu 1–3 stopni w skali Richtera [Aduschkin, 2000]. Na przykład w Arkansas w Stanach Zjednoczonych liczba niewielkich trzęsień ziemi zwiększyła się w ciągu ostatnich lat dziesięciokrotnie [AGS, 2011]. Pojawiły się obawy, że trzęsienia te powoduje gwałtowny wzrost działalności wiertniczej na terenie złóż łupkowych Fayetteville. Od grudnia 2008 r. co najmniej 18 mniejszych trzęsień ziemi wystąpiło również w regionie Fort Worth.

W samym mieście Cleburne nastąpiło 7 trzęsień ziemi w okresie od czerwca do lipca 2009 r. na obszarze, na którym w ciągu poprzednich 140 lat nie odnotowano żadnego trzęsienia ziemi [Michaels, 2010].

W kwietniu 2011 r. w mieście Blackpool w Wielkiej Brytanii wystąpiło niewielkie trzęsienie ziemi (1,5 stopnia w skali Richtera), po którym doszło do większego trzęsienia w czerwcu 2011 r. (2,5 stopnia w skali Richtera). Spółka Cuadrilla Resources, która wykonywała szczelinowanie hydrauliczne na obszarze trzęsień ziemi, zaprzestała działalności i zleciła badanie tej kwestii. Ogłosiła, że wstrzyma prace w razie wykazania związku między trzęsieniami ziemi a prowadzonymi przez nią odwiertami [Nonnenmacher, 2011].

2.6. Chemikalia, promieniotwórczość i wpływ na zdrowie ludzi

2.6.1. Materiały promieniotwórcze

Naturalnie występujące materiały promieniotwórcze (tzw. NORM) stanowią część każdej formacji geologicznej, chociaż ich zawartość jest bardzo niewielka i waha się w skali od ppm do ppb. Większość łupków czarnych w Stanach Zjednoczonych zawiera uran w stężeniu 0,0016–0,002% [Swanson, 1960].

Wskutek procesu szczelinowania hydraulicznego te naturalnie występujące materiały promieniotwórcze, takie jak uran, tor i rad, uwięzione w skale przemieszczają się na powierzchnię wraz z płynem podwiertowym. Czasami cząstki promieniotwórcze są wtłaczane wraz z płynami i służą do specjalnych celów (np. jako znacznik). Materiały NORM mogą również przedostawać się przez szczeliny w skale do wód gruntowych i powierzchniowych. Materiały te gromadzą się w rurociągach, cysternach i zbiornikach.

Ilość substancji promieniotwórczych jest różna w różnych złożach łupkowych. W złożu Marcellus występuje na przykład więcej cząstek promieniotwórczych niż w innych formacjach geologicznych. Podczas przetwarzania gazu materiały NORM mogą pojawiać się jako gaz radonowy w strumieniu gazu ziemnego. Radon ulega rozpadowi do ^{210}Pb (izotop ołowiu), a następnie do ^{210}Bi (izotop bizmutu), ^{210}Po (izotop polonu), a wreszcie do stabilnego ^{206}Pb (ołów).

Produkty rozpadu radonu osadzają się jako warstwa na wewnętrznej powierzchni rurociągów wlotowych, obrabiarek, pomp i zaworów, co jest głównie związane ze strumieniami przetwarzania propylenu, etanu i propanu. Ponieważ materiały promieniotwórcze koncentrują się na sprzęcie używanym na polach naftowych i gazowych, na kontakt z materiałami NORM pochodzącymi z gazu i ropy najbardziej narażeni są robotnicy zatrudnieni do cięcia i rozwiercania rurociągów na polu naftowym, usuwania ciał stałych z cystern i zbiorników i remontowania urządzeń przetwarzających gaz [Sumi, 2008].

Doświadczenia w Ameryce Północnej

W hrabstwie Onondaga w stanie Nowy Jork dokonano pomiaru ilości promieniotwórczego radonu (^{222}Rn) w powietrzu w piwnicach 210 budynków mieszkalnych. We wszystkich budynkach stojących na złożach Marcellus stwierdzono, że stężenie ^{222}Rn w powietrzu wewnątrz wynosi ponad 148 Bq/m^3 , a średnie stężenie w tych budynkach – 326 Bq/m^3 ⁴, które jest ponad dwukrotnie wyższe niż średnia dla Stanów Zjednoczonych. Ustalony przez Agencję Ochrony Środowiska Naturalnego (EPA) „poziom działania” (tj. poziom, przy którym właścicielom budynków zaleca się podjęcie starań, aby zmniejszyć stężenie radonu) wynosi 148 Bq/m^3 . Średni poziom stężenia radonu w powietrzu wewnątrz pomieszczeń w Stanach Zjednoczonych wynosi 48 Bq/m^3 [Sumi, 2008].

⁴ W przeliczeniu z pikocurie na liter na Bq na m³, $1 \text{ Ci} = 3,7 \cdot 10^{10} \text{ Bq}$.

Wzrost stężenia w powietrzu o 100 Bq/m³ powoduje wzrost prawdopodobieństwa zachorowania na raka płuc o 10% [Zeeb i in., 2009].

Zwierciny skał pochodzące z eksploatacji gazu łupkowego w złożu Marcellus są bardzo promieniotwórcze (25 razy bardziej niż podłoże powierzchni). Częściowo odpady zostały rozprowadzone w glebie. Pomiary gleb z 1999 r. pokazują stężenie 137Cs (promieniotwórczy izotop cezu) o wartości 74 Bq na kg gleby [NYDEC, 2010]. 137Cs jest używany do analizy formacji geologicznej podczas poszukiwania gazu łupkowego.

Możliwości przeniesienia na warunki europejskie

Naturalnie występujące materiały promieniotwórcze (NORM) występują również w Europie. W związku z tym w Europie mogą wystąpić takie same problemy z tymi materiałami. Ilość materiałów NORM jest jednak różna w różnych miejscach. Dlatego znaczenie cząstek promieniotwórczych trzeba oceniać oddzielnie dla poszczególnych złóż łupkowych i basenów gazu zamkniętego.

Z tego względu skład podstawowej próby konkretnego badanego złoża łupków należy ujawnić przed udzieleniem zezwolenia na produkcję.

2.6.2. Chemikalia, które będą stosowane

Płyn szczelinujący zazwyczaj składa się z około 98% wody i piasku oraz 2% dodatków chemicznych. Dodatki chemiczne zawierają substancje toksyczne, alergenne, mutagenne i rakotwórcze.

Doświadczenia w Ameryce Północnej

Ze względu na tajemnicę handlową skład dodatków nie jest całkowicie ujawniany opinii publicznej [Wood i in., 2011]. Z analizy spisu 260 substancji dostarczonego przez stan Nowy Jork wynikają następujące wnioski:

- 58 z 260 substancji ma jedną lub więcej właściwości, które mogą być powodem do obaw.
- 6 znajduje się w pierwszym wykazie spisów 1–4 substancji priorytetowych, które opublikowała Komisja Europejska i które obejmują substancje wymagające natychmiastowej uwagi ze względu na ich potencjalne skutki dla ludzi lub środowiska naturalnego: akrylamid, benzen, etylobenzen, izopropylobenzen (kumen), naftalen, etylenodiaminotetraoctan tetrasodu.
- Jedna substancja (1-metyloetyl naftalenu) jest obecnie przedmiotem badania jako trwała, zdolna do biokumulacji i toksyczna (PBT).
- 2 substancje (naftalen i benzen) występują w pierwszych spisach 33 substancji priorytetowych określonych w załączniku X do ramowej dyrektywy wodnej 2000/60/WE – obecnie załącznik II do dyrektywy w sprawie substancji priorytetowych (dyrektywa 2008/105/WE).
- 17 substancji sklasyfikowano jako toksyczne dla organizmów wodnych (ostra lub chroniczna toksyczność).
- 38 sklasyfikowano jako substancje o toksyczności ostrej (dla zdrowia ludzi), takie jak 2-butoksyetanol.

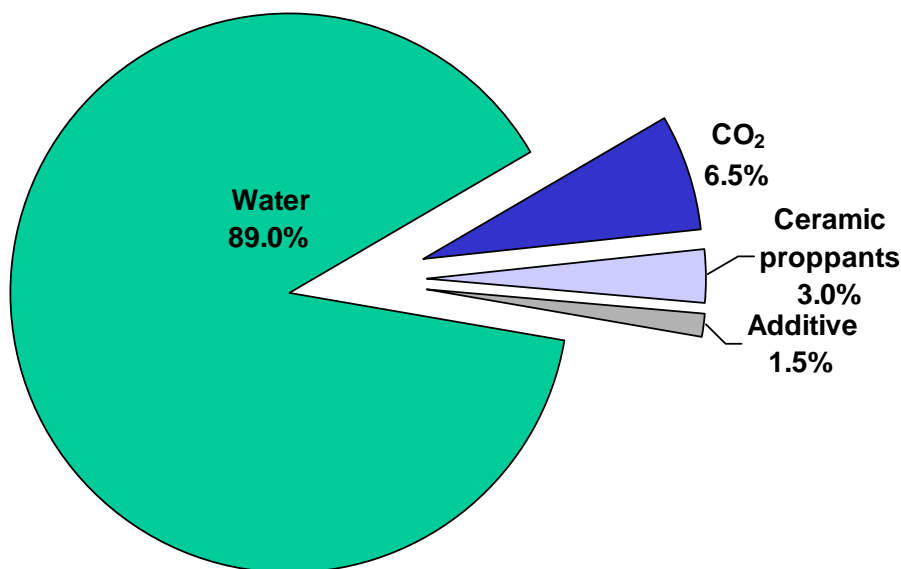
- 8 substancji sklasyfikowano jako znane substancje rakotwórcze, takie jak benzen (klasyfikacja GHS: rakotwórczość 1A) i akryloamid, tlenek etylenu oraz różne rozpuszczalniki zawierające substancje aromatyczne (klasyfikacja GHS⁵: rakotwórczość 1B).
- 6 substancji sklasyfikowano jako podejrzewane substancje rakotwórcze (rakotwórczość 2), takie jak chlorowodorek hydroksyloaminy.
- 7 substancji sklasyfikowano jako mutageny (mutagenność 1B), takie jak benzen i tlenek etylenu.
- 5 substancji sklasyfikowano jako substancje niosące skutki dla rozrodczości (rozrodczość 1B, rozrodczość 2).

2-butoksyetanol (zwany również eterem monobutylovym glikolu etylenowego) jest często stosowany jako dodatek chemiczny [Bode, 2011], [Wood i in., 2011]. Jest on toksyczny przy stosunkowo niewielkim kontakcie. Okres połowicznego rozpadu 2-butoksyetanolu w naturalnych wodach powierzchniowych waha się od 7 do 28 dni. Z uwagi na to powolne tempo tlenowego rozkładu biologicznego ludzie, dzięki zwierzęta i zwierzęta domowe mogą mieć bezpośredni kontakt z 2-butoksyetaniem poprzez połykanie, wdychanie, sorpcję skórną i kontakt z oczami w jego formie płynnej lub formie oparów, jeżeli związana woda dotrze do powierzchni. Tlenowy rozkład biologiczny wymaga tlenu, co oznacza, że im głębiej 2-butoksyetanol jest wtłaczany do warstw podziemnych, tym dłużej się utrzyma [Colborn, 2007].

Możliwości przeniesienia na warunki europejskie

Na rys. 3 przedstawiono skład płynu szczelinującego (6405 m³) stosowanego w odwiercie gazu zamkniętego Goldenstedt Z23 w Dolnej Saksonii w Niemczech.

Rys. 3: Skład płynu szczelinującego stosowanego w Goldenstedt Z23 w Dolnej Saksonii w Niemczech















⁵ Globalnie Zharmonizowany System Klasyfikacji i Oznakowania Chemikaliów

W ujęciu ułamkowym płyn zawiera: 0,25% substancji toksycznych, 1,02% substancji, które są szkodliwe lub toksyczne dla zdrowia ludzi (przy czym 0,77% sklasyfikowano jako substancje szkodliwe „Xn”, a 0,25% jako substancje o toksyczności ostrej „T”) i 0,19% substancji, które są szkodliwe dla środowiska naturalnego. W odwiercie Goldenstedt Z23 w Dolnej Saksonii zastosowano ogółem około 65 m³ (więcej niż odpowiednik dwóch cystern do transportu drogowego o masie brutto 40 t i ciężarze użytecznym netto 26 t) substancji, które są szkodliwe dla zdrowia ludzi, w tym około 16 t substancji o ostrej toksyczności.

Często szczegółowy skład dodatków chemicznych jest poufny, a zatem nieopublikowany. Jedną z substancji jest chlorek tetrametyloamoniowy, który jest toksyczny i szkodliwy dla wody pitnej już w niewielkich stężeniach. Według [Bode, 2011] substancje toksyczne, takie jak 2-butoksyetanol, 5-chloro-2-metylo-4-izotiazolin-3-on i 5-metyloizotiazolon-3(2H)-on, były wykorzystywane jako dodatki chemiczne w szczelinowaniu hydraulicznym w Dolnej Saksonii w Niemczech.

Tabela 3: Wybrane substancje stosowane jako dodatki chemiczne do płynów szczelinujących w Dolnej Saksonii w Niemczech

Numer CAS	Substancja	Wzór	Skutki dla zdrowia	Klasyfikacja GHS
111-76-2	2-butoksyetanol	C ₆ H ₁₄ O ₂	toksyczne	GHS07 
26172-55-4	5-chloro-2-metylo-4-izotiazolin-3-on	C ₄ H ₄ ClNOS	toksyczne	GHS05  GHS08  GHS09 
2682-20-4	2-metyloizotiazol-3(2H)-on	C ₄ H ₅ NOS	toksyczne	GHS05  GHS08  GHS09 
9016-45-9	Etoksylogowany nonylofenol	C _m H _{2m+1} ⁻ C ₆ H ₄ OH(CH ₃ CH ₂ O) _n	toksyczne	GHS05  GHS07  GHS09 
75-57-0	Chlorek czterometyloamoniowy	C ₄ H ₁₂ ClN	toksyczne	GHS06  GHS07 

Źródło: GHS: Globalnie Zharmonizowany System Klasyfikacji i Oznakowania Chemikaliów.

Ponadto szczelinowanie hydrauliczne może wpływać na mobilność naturalnie występujących substancji toksycznych obecnych w warstwach podpowierzchniowych, takich jak rtęć, ołów i arsen. Substancje te mogą znaleźć ujście do podziemnego źródła wody pitnej, jeżeli szczeliny rozciągają się poza docelową formację lub jeżeli osłona bądź cementowanie odwiertu nie wytrzymają ciśnienia wytwarzanych podczas szczelinowania hydraulicznego. Inne substancje toksyczne mogą powstawać wskutek złożonych reakcji biogeochemicznych z dodatkami chemicznymi używanymi w płynie szczelinującym [EPA, 2011].

Naturalnie występujące substancje toksyczne można również znaleźć w płynach podwiertowych. Wiedza na temat wydajności obecnych procesów przetwarzania służących do odpowiedniego usunięcia określonych płynów podwiertowych i wytworzonych składników wody [EPA, 2011].

2.6.3. Wpływ na zdrowie ludzi

Ewentualne skutki dla zdrowia ludzi wynikają głównie z wpływu odpowiednich emisji do powietrza i wody. Są to w głównej mierze bóle głowy i długoterminowe skutki wywołane przez lotne związki organiczne. Zanieczyszczenie wód gruntowych może być niebezpieczne, jeżeli mieszkańcy zetkną się z zanieczyszczoną wodą. Na przykład jeżeli małe dziecko jest często myte zanieczyszczoną wodą, może to powodować alergię i skutki dla zdrowia. Niepokój budzą również zbiorniki ze zużyta wodą i wytryskujące płyny, jeżeli dojdzie do kontaktu ze skórą.

Doświadczenia w Ameryce Północnej

Oprócz potencjalnych skutków faktyczne skutki zdrowotne i ich bezpośredni związek ze szczelinowaniem hydraulicznym są rzadko dokumentowane. Zazwyczaj najczęściej pojawiają się przypadki bólu głowy.

W okolicach gminy Dish w Teksasie w Stanach Zjednoczonych udokumentowane są choroby i zgony źrebiąt, jak wspomniano już w rozdziale 2.3 [Wolf, 2009].

Dwa skrajne przykłady podano poniżej, ponieważ są one stosunkowo dobrze udokumentowane, chociaż nie można udowodnić związku z wykonywaniem odwiertów gazowych. Pierwszy z nich podano w pisemnym zeznaniu skierowanym do Komisji Izby Reprezentantów ds. Nadzoru i Reform Rządowych (House Committee on Oversight and Government Reform) Stanów Zjednoczonych:

„Skontaktowała się ze mną kobieta [Laura Amos] z Silt w hrabstwie Garfield w Kolorado, która powiedziała, że rozwinął się u niej rzadki guz nadnercza i musiała usunąć guz i nadnercze. Jednym ze skutków 2-BE [2-butoksyetanolu] są guzy nadnercza. Powiedziała mi, że mieszka w odległości 900 stóp od aktywnej strefy odwiertów gazowych, w której często prowadzone jest szczelinowanie. Podczas jednego przypadku szczelinowania wytrysnęła jej domowa studnia. Zaczęła również opisywać problemy zdrowotne innych osób mieszkających w pobliżu” [Colborn, 2007].

oraz:

„W połowie sierpnia [2008 r.] w Kolorado nasiliła się debata, kiedy pojawiła się wiadomość, że Cathy Behr, pielęgniarka pracująca na ostrym dyżurze w Durango w Kolorado, prawie umarła po przyjęciu pracownika przedsiębiorstwa naftowo-gazowniczego, który został ochlapany płynem szczelinującym na platformie gazu ziemnego BP. Cathy Behr rozebrała mężczyznę i włożyła jego ubranie do plastikowych toreb (...). Kilka dni później znalazła się w stanie krytycznym z zagrożeniem niewydolności wielonarządowej” [Lustgarten, 2008].

2.7. Ewentualne długoterminowe korzyści ekologiczne

Nie ma oczywistych potencjalnych długoterminowych korzyści ekologicznych wynikających z wydobycia gazu łupkowego z wyjątkiem możliwego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Może ono nastąpić, jeżeli zasoby kopalne powodujące większe zanieczyszczenie, przede wszystkim węgiel i ropa naftowa, zostaną zastąpione gazem łupkowym, a wydobycie tego gazu okaże się mniej emisyjne niż wydobycie węgla i ropy naftowej, jeśli chodzi o gazy cieplarniane, w całym łańcuchu paliwowym. Wyniki przedstawione w rozdziale 3 wskazują, że nie musi tak być, a jeśli tak się zdarzy, to jedynie w ograniczonym stopniu. Wyniki przedstawione w rozdziale 5 pokazują, że gaz łupkowy może wnieść tylko mały lub wręcz marginalny wkład w dostawy energii w Europie.

Skutki opisane w powyższych sekcjach świadczą o tym, że z wydobyciem gazu łupkowego wiąże się wiele poważnych zagrożeń dla środowiska naturalnego. W związku z tym nie można twierdzić, że ryzyko jest mniejsze w porównaniu z konwencjonalną działalnością gazowo-naftową, która obejmuje przypadkowe zanieczyszczenie na dużą skalę, jak zdarzyło się to w przypadku ostatniej katastrofy w Zatoce Meksykańskiej. Trzeba tu podkreślić, że rodzaje zagrożeń, ich prawdopodobieństwo i potencjalne skutki są różne pod względem ilościowym i jakościowym. Szczegółowa ocena nie wchodzi w zakres niniejszej analizy.

2.8. Dyskusje na temat zagrożeń w debatach publicznych

W debatach publicznych wysuwa się szereg argumentów dotyczących szczelinowania hydraulicznego, które mają na celu osłabienie oceny opisanego powyżej wpływu na środowisko naturalne. Argumenty te są następujące:

- *Udowodnione wypadki i naruszenia wynikają ze złych praktyk stosowanych przez przedsiębiorstwa, którymi są w głównej mierze niewielkie spółki i które nie prowadzą działalności w Europie.* Ten argument polityczny można postrzegać jako podkreślenie znaczenia niezależnego monitorowania ewentualnych zagrożeń i skutków szczelinowania hydraulicznego.
- *Zanieczyszczenie wód gruntowych metanem wynika z naturalnego poziomu stężenia metanu powstałego na skutek rozkładu metanu biogenicznego w warstwach podziemnych.* Naukowa analiza składu izotopowego i statystyczne analizy zależności między podwyższaniem się poziomu metanu a zwiększeniem intensywności szczelinowania [jednoznacznie](#) dowodzą, że zanieczyszczenie wód gruntowych metanem powoduje metan kopalny z formacji geologicznych.
- *Nie ma jednoznacznych dowodów na to, że zanieczyszczenie wód gruntowych jest związane z procesami szczelinowania hydraulicznego.* Oczywiście bardzo trudno jest dowieść, że istnieje bezpośrednia zależność między konkretnymi zanieczyszczeniami a poszczególnymi działaniami. Istnieją jednak przypadki, w których dowód taki znaleziono, i istnieje wiele przypadków dowodów poszlakowych wykazujących tę zależność...
- *Jeżeli wykorzystana zostanie najnowocześniejsza technologia i przeszkolony personel, wypadki i problemy znane z działań prowadzonych w Stanach Zjednoczonych, będą możliwe do uniknięcia w Europie.* Istotnym celem niniejszej analizy jest ocena potencjalnych skutków i zagrożeń, aby można ich było uniknąć w Europie. Należy jednak zauważyć, że niezbędne wymogi pociągną za sobą określone koszty i spowolnią rozwój, co może sprawić, że wydobycie gazu łupkowego stanie się nieatrakcyjne ekonomicznie, a jego wkład energetyczny zmniejszy się do marginalnego poziomu.

- *Pozostałe (niewielkie) zagrożenia trzeba wyważyć względem korzyści gospodarczych wynikających z eksploatacji krajowych pól gazu ziemnego.* Ekonomia wydobycia gazu łupkowego nie wchodzi w zakres niniejszej analizy. Należy jednak zaznaczyć, że szczelinowanie hydrauliczne jest znacznie droższe niż wydobycie konwencjonalne. Ekonomiczna atrakcyjność eksploatacji gazu łupkowego w Europie nie została jeszcze dowiedziona. Jako warunek wstępny wydania zezwolenia na wydobycie należy potraktować przeprowadzenie analizy kosztów i korzyści obejmującej wszystkie aspekty w ramach LCA w przypadku poszczególnych odwiertów.

2.9. Zużycie zasobów

Doświadczenia w Ameryce Północnej

W tabeli 4 podsumowano materiały i ruchy pojazdów ciężarowych w przypadku kategorii działalności związanych z eksploatacją gazu ziemnego.

Tabela 4: Szacunkowe ilości materiałów i ruchy pojazdów ciężarowych w przypadku kategorii działalności związanych z eksploatacją gazu ziemnego [NYCDEP, 2009]

Kategoria działalności	Materiał/odpady	Ilości(1)	Przejazdy pojazdów ciężarowych
Wiertnia z pojedynczym odwiertem o całkowitej długości odwiertu od 1500 do 4000 m, o głębokości od 900 do 2100 m i długości poprzecznej od 600 do 1800 m oraz średnicy osłony produkcyjnej wynoszącej 6 cali i średnicy otworu wynoszącej 8 cali. Odgięcie boczne ma osłonę, lecz nie jest cementowane.			
Dojazd do miejsca i budowa wiertni	Usunięta roślinność i roboty ziemne	Teren o powierzchni od 0,8 do 2,0 ha oraz w razie potrzeby drogi dojazdowe	20 do 40
Ustawienie wiertnicy	Sprzęt		40
Chemikalia wiertnicze	Różne chemikalia		
Woda wiertnicza	Woda	40 do 400 m ³	5 do 50
Osłona	Rurociąg	2100 do 4600 m (60 do 130 t) osłony	25 do 50
	Cement (cementowanie)	14 do 28 m ³	5 do 10
Zwierzcin	Skały/ziemia/materiał z formacji	71 do 156 m ³	W zależności od przeznaczenia zwiercin
Zużyta woda wiertnicza	Odpady z pól wiertniczych	40 do 400 m ³	5 do 50
Układ stymulacji	Sprzęt		40
Perforacja osłony	Materiały wybuchowe	Nabój pojedynczy ~25 g, brak szacunków dotyczących liczby nabojów na jednostkę długości odgięcia bocznego	
Płyn szczelinujący – woda	Woda	11 355 do 34 065 m ³	350 do 1 000
Płyn szczelinujący – chemikalia	Różne chemikalia	Przy założeniu, że od 1 do 2% płynu szczelinującego to chemikalia, objętość wynosi od 114 do 681 m ³	5 do 20
Woda zużyta jako płyn szczelinujący	Zużyte płyny szczelinujące	11 355 do 34 065 m ³	350 do 1000
Wykończenie wiertni	Sprzęt		10
Zgromadzenie gazu	Wyprodukowana woda	Średnio 57 m ³ rocznie na odwiert	2 do 3
Szacunkowe przejazdy pojazdów ciężarowych na odwiert ogółem			800 do ponad 2000

(1) Jednostki stosowane w Stanach Zjednoczonych przeliczono na jednostki metryczne.

Możliwości przeniesienia na warunki europejskie

Dotychczasowe informacje prowadzą do wniosku, że zużycie zasobów, zapotrzebowanie na energię (oraz związane z tym emisje gazów cieplarnianych – patrz rozdział 3) w przypadku eksploatacji pola gazu łupkowego są wyższe niż w przypadku eksploatacji pola konwencjonalnego gazu ziemnego. Pasma wahań wydajności produkcji gazu ziemnego na odwiert jest szerokie, a różnice są ponad dziesięciokrotne. W związku z tym dziesięciokrotnie różni się zużycie konkretnych zasobów i energii oraz poziom związanych z tym emisji gazów cieplarnianych na m³ wydobytego gazu ziemnego. W konsekwencji konieczne jest przeprowadzenie indywidualnej oceny poszczególnych formacji gazu łupkowego, aby uzyskać odpowiednie i rzetelne dane.

3. BILANS GAZÓW CIEPLARNIANYCH

NAJWAŻNIEJSZE USTALENIA

- Niekontrolowane emisje metanu mają ogromny wpływ na bilans gazów cieplarnianych.
- Według obecnych ocen wahają się one w przedziale od 18 do 23 g ekwiwalentu CO₂ na MJ jako pośrednie emisje gazów cieplarnianych pochodzące z produkcji i przetwarzania niekonwencjonalnego gazu ziemnego.
- Potencjalne emisje spowodowane przedostaniem się metanu do warstw wodonośnych nie zostały jeszcze ocenione.
- Emisje charakterystyczne dla poszczególnych przedsięwzięć mogą jednak różnić się dziesięciokrotnie w zależności od całkowitej ilości metanu wytwarzanego w odwiercie.
- W zależności od kilku czynników emisje gazów cieplarnianych w przypadku gazu łupkowego w stosunku do jego wartości energetycznej są tak niewielkie jak emisje pochodzące z transportu gazu konwencjonalnego na duże odległości lub tak znaczne jak emisje w przypadku całego cyklu życia węgla kamiennego, od wydobycia do spalania.

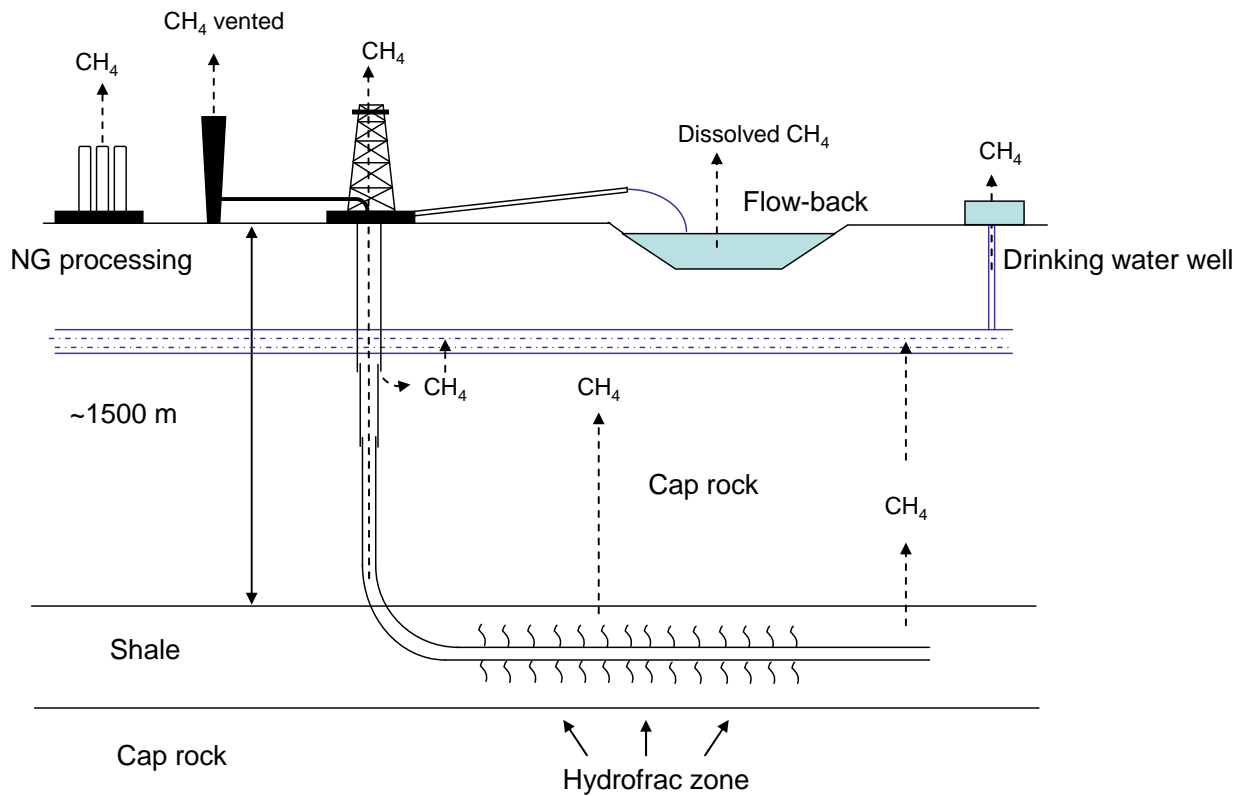
3.1. Gaz łupkowy i gaz zamknięty

3.1.1. Doświadczenia w Ameryce Północnej

Emisje CO₂ powstają podczas procesów spalania w turbinach gazowych, silnikach wysokoprężnych i kotłach niezbędnych do poszukiwania, wydobywania i przetwarzania gazu łupkowego. W zależności od zawartości CO₂ w wydobytym gazie ziemnym emisje CO₂ niezwiązane ze spalaniem mogą również pojawić się na etapie przetwarzania gazu ziemnego. Zawartość CO₂ w wydobytym gazie może dochodzić do 30% [Goodman i in., 2008], co powodowałoby emisje około 24 g CO₂ na MJ wydobytego gazu.

Ponadto możliwy wkład uwalnianego metanu w globalne ocieplenie jest równy ekwiwalentowi 25 g CO₂ na gram CH₄ (według IPCC w stuletniej perspektywie czasowej). W fazie poszukiwania i eksploatacji emisje metanu powstają podczas wykonywania odwiertów (odprowadzany gaz „płytki”), podczas wypływu płynów z procesu szczelinowania hydraulicznego i podczas wywiercania zaprawy po procesie szczelinowania hydraulicznego. W fazie wydobycia i przetwarzania metan wydostaje się z zaworów i kompresorów, podczas wyładowywania płynu (wyładowanie oddzielonych płynnych węglowodorów) i przetwarzania gazu ziemnego. Ponadto metan może wydzielać się z uszkodzonych odwiertów. Szacuje się, że w Stanach Zjednoczonych odsetek nieszczelnych odwiertów wynosi od około 15 do około 25%.

Rys. 4: Emisje CH₄ w związku z poszukiwaniem, wydobywaniem i przetwarzaniem gazu łupkowego



Źródło: źródło własne w oparciu o [SUMI, 2008].

Poszukiwanie i eksploatacja gazu łupkowego (początkowe odwierty i wykończenie), w tym procedura postępowania z płynami podziemnymi, w dużym stopniu przyczyniają się do ogólnych emisji metanu. Tabela 5 przedstawia emisje metanu związane z procedurą postępowania z płynami podziemnymi w czterech niekonwencjonalnych odwiertach.

Tabela 5: Emisje metanu z płynów podziemnych w przypadku czterech odwiertów niekonwencjonalnego gazu ziemnego

Basen	Emisje podczas wypływu płynów podziemnych [$10^3 \text{ m}^3 \text{ CH}_4$]	Okres eksploatacji produkcyjnej odwiertu [10^6 m^3]	Emisje z płynów podziemnych jako % okresu eksploatacji produkcyjnej	Emisje z płynów podziemnych w gramach ekwiwalentu CO_2/MJ (1)
Haynesville (złóża łupkowe w Luizjanie)	6 800	210 (75)	3,2%	20,1
Barnett (złóże łupkowe w Teksasie)	370	35	1,1%	6,6
Piceance (Kolorado, piasek ubity)	710	55	1,3%	7,9
Uinta (Utah, piasek ubity)	255	40	0,6%	3,8

(1) Ekwiwalent 25 g CO_2 na gram CH_4 w stuletniej perspektywie czasowej według IPCC.

Źródło: [Cook i in., 2010], [Howarth i in., 2011].

Przedstawione w tabeli 5 średnie emisje metanu pochodzące z płynów podziemnych z czterech niekonwencjonalnych odwiertów stanowią około 1,6% wydobytego gazu ziemnego. Ponadto proces wywiercania zaprawy, który jest przeprowadzany po szczelinowaniu hydraulicznym, powoduje emisje metanu o wielkości około 0,3% wydobytego gazu ziemnego, co daje sumę całkowitych emisji metanu związanych z pracami poszukiwawczo-eksploatacyjnymi o wielkości 1,9%. Metan może być częściowo wychwycony i spalony w celu zmniejszenia jego emisji. Z reguły można wychwycić i spalić około 50% wydzielonego metanu. Ponadto w publikacji [Howarth i in., 2011] założono, że zawartość metanu w wydobytym gazie ziemnym wynosi 78,8% w przypadku zamiany strat metanu pod względem ilościowym na straty metanu pod względem energetycznym.

Należy zauważyć, że konkretne emisje gazów cieplarnianych ze spalania odwiertowego są silnie uzależnione od ilości gazu ziemnego, którą można wydobyć. Ilość CO_2 spalanego podczas odwiertów zależy od głębokości odwiertu. Im niższa jest wydajność złóż gazu ziemnego na odwiert, tym wyższy jest poziom emisji na MJ wydobytego gazu ziemnego. W przypadku złóż Haynesville w Luizjanie produkcja gazu ziemnego w okresie eksploatacji jednego odwiertu, określona w publikacji [Howarth i in., 2011], jest zdumiewająco wysoka (210 mln m^3 zamiast 35–55 mln m^3 wskazanych dla innych pól gazu łupkowego i zamkniętego). Według [Cook i in., 2010] średnia wartość produkcji w okresie eksploatacji jednego odwiertu w przypadku złóż Haynesville w Luizjanie wynosi około 75 mln m^3 zamiast 210 mln m^3 wskazanych w [Howarth i in., 2011]. Jeżeli ilość 75 mln m^3 jest realistyczna, a emisje metanu pochodzące z płynów podziemnych pozostałyby na stałym poziomie, konkretne emisje metanu wynosiłyby 9,0%, a nie 3,2%, jak wskazano w Tabeli 5. Emisje gazów cieplarnianych z płynów podziemnych w złóżach Haynesville w Luizjanie zwiększyłyby się z około 20 g/MJ do około 57 g/MJ wydobytego gazu ziemnego.

W tabeli 6 przedstawiono ocenione w Stanach Zjednoczonych emisje gazów cieplarnianych pochodzące z poszukiwania, wydobycia i przetwarzania gazu łupkowego i zamkniętego⁶. Emisje metanu z płynów podziemnych (które stanowią część emisji metanu pochodzących z prac wykończeniowych) zostały obliczone na podstawie średniej dla odwiertów podanych w tabeli 5.

Tabela 6: Emisje związane z poszukiwaniem, wydobyciem i przetwarzaniem gazu łupkowego w stosunku do wartości opałowej dolnej wyprodukowanego gazu

	CO ₂ [g/MJ]	CH ₄ [g/MJ]	N ₂ O [g/MJ]	g ekwiwalentu CO ₂ /MJ (1)
Oczyszczenie terenu:				
Ingerencja	0,018	-	-	0,018
Oczyszczenie terenu	0,018	<0,01	<0,01	0,018
Zużycie zasobów	0,550	<0,01	-	0,550
Poszukiwanie i eksploatacja:				
Spalanie wiertnicze (wiertnica i szczelinowanie)	0,660 (0,878)	<0,01	<0,01	0,827 (1,045)
Spalanie wiertnicze (mobilne)	0,293 (0,493)	<0,01	<0,01	0,460 (0,660)
Wykończenie (50% – spalanie, 50% – kontrolowane odprowadzenie)	0,733 (1,145)	0,254 (0,417)	-	7,077 (11,578)
Produkcja gazu:				
Spalanie	2,089	-	-	2,089
Zbiornik solanki	-	<0,01	-	
Różne niekontrolowane	-	0,147	-	3,673
Przetwarzanie:				
Spalanie	1,905	<0,01	-	2,239
Niekontrolowane	0,330	0,027	-	0,998
Ogółem	6,60 (7,43)	0,454 (0,618)	0,00	17,9 (22,9)

(1) Ekwiwalent 25 g CO₂ na gram CH₄ w stuletniej perspektywie czasowej według IPCC. Wartości w nawiasach: obliczone dla mniejszej wydajności w Haynesville według Cook i in., 2010.

Źródło: [Cook i in., 2010], [Howarth i in., 2011].

Jeżeli zastosowano by wydajność określoną dla złoża Haynesville w Luizjanie w [Cook i in., 2010], a emisje metanu z płynów podziemnych utrzymano by na stałym poziomie, ogólne emisje gazów cieplarnianych związane z poszukiwaniem, wydobyciem i przetwarzaniem gazu łupkowego dla wszystkich czterech odwiertów niekonwencjonalnego gazu ziemnego wzrosłyby z 17,9 g/MJ do 22,9 g/MJ.

⁶Konwersja z g C w przypadku CO₂ i CH₄, jak podano w literaturze źródłowej, na g CO₂ i CH₄.

Ponadto metan może przedostawać się do zasobów wód gruntowych. Istnieją dowody na to, że w warstwach wodonośnych położonych nad formacjami łupkowymi Marcellus i Utica w północno-wschodniej Pensylwanii i na północy stanu Nowy Jork występuje zanieczyszczenie wody pitnej metanem w związku ze szczelinowaniem [Osborn i in., 2011]. Metan ten może również być uwalniany do atmosfery podczas wykorzystywania wody, co powodowałoby dodatkowe emisje gazów cieplarnianych. Emisji tych, ani emisji metanu pochodzących z kontrolowanego odprowadzania podczas odwiertów nie uwzględniono w tabeli 6.

W Ohio w Stanach Zjednoczonych gaz ziemny przedostawał się do budynków mieszkalnych przez studnie wodne. W Bainbridge Township w hrabstwie Geauga wybuchł jeden budynek. Dwóch mieszkańców przebywających w budynku w chwili wybuchu nie doznało obrażeń, lecz budynek uległ znacznemu zniszczeniu [ODNR, 2008]. Można zatem stwierdzić, że w ten sposób znaczne ilości metanu mogą przedostawać się do wód gruntowych, a ostatecznie do atmosfery.

Jeżeli zawartość CO₂ w wydobytym gazie ziemnym jest wyższa niż założono w tabeli 6, emisje CO₂ na etapie przetwarzania gazu ziemnego byłyby większe (do 23,5 g/MJ, a nie 0,33 g/MJ w przypadku zawartości CO₂ wynoszącej 30%). Ponieważ zawartość metanu wynosiłaby 70%, a nie 78,8%, jak wskazano w [Howarth i in., 2011], wzrosłyby również wszystkie inne wartości, z czego wynikałaby wartość około 43,3 g/MJ, zamiast 17,9 g/MJ.

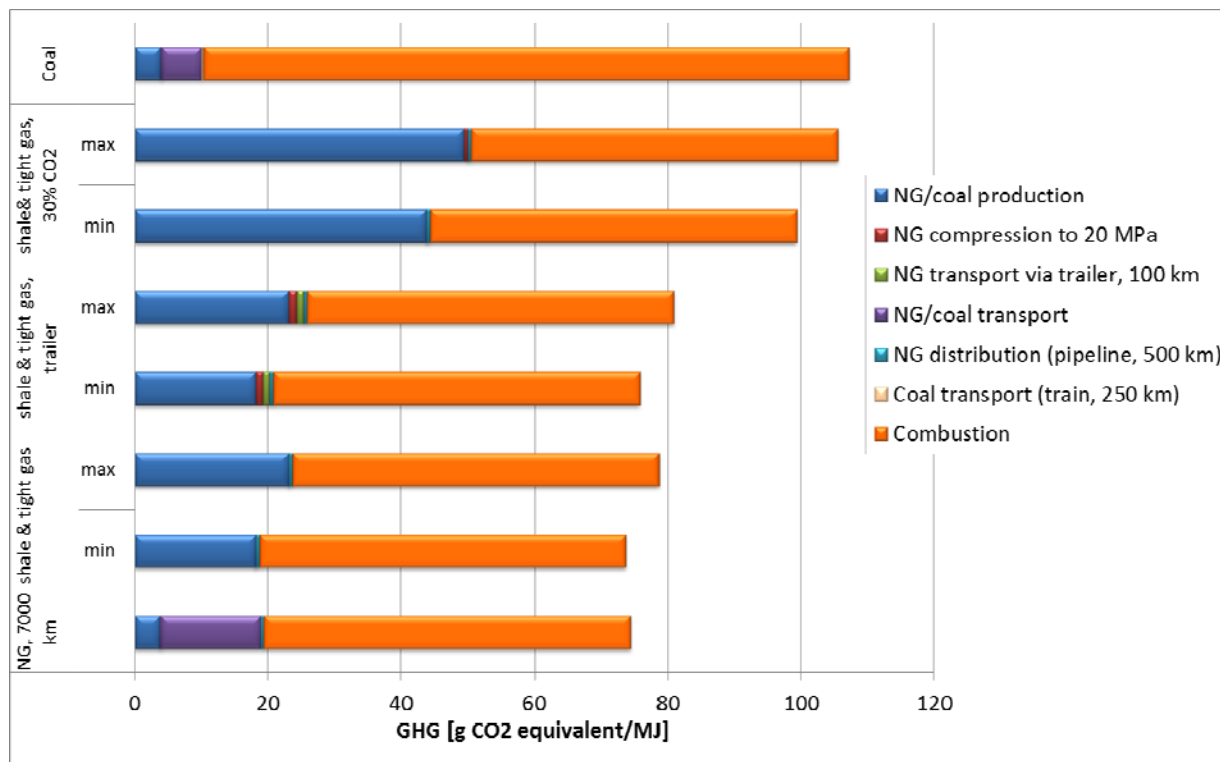
Inną kwestią, którą należy wziąć pod uwagę, jest transport gazu ziemnego z odwiertu do sieci gazowej. W przypadku niewielkiej wydajności gazu ziemnego na odwiert gaz ziemny jest transportowany w formie sprężonej pojazdem ciężarowym z doczepioną cysterną CNG.

3.1.2. Możliwości przeniesienia na warunki europejskie

W UE istnieje kilka przedsięwzięć dotyczących eksploatacji niekonwencjonalnego gazu ziemnego. Szczelinowanie stosuje się nie tylko w przypadku gazu łupkowego, lecz również w przypadku metanu z pokładów węgla i gazu zamkniętego. Na przykład spółka ExxonMobil planuje produkcję metanu z pokładów węgla w Nadrenii Północnej-Westfalii w Niemczech.

Oszacowane powyżej emisje gazów cieplarnianych z eksploatacji, wydobycia, dystrybucji i spalania gazu łupkowego i zamkniętego przedstawiono na Rys. 5: Emisje gazów cieplarnianych z produkcji, dystrybucji i spalania gazu łupkowego i zamkniętego w porównaniu z konwencjonalnym gazem ziemnym i węglem. W zależności od przyjętych założeń gaz zamknięty i łupkowy wytwarzają z jednej strony ogólne emisje gazów cieplarnianych podobne do emisji pochodzących z transportu konwencjonalnego gazu ziemnego na duże odległości, a z drugiej – poziom emisji z tego źródła jest zbliżony do emisji w przypadku węgla kamiennego.

Rys. 5: Emisje gazów cieplarnianych z produkcji, dystrybucji i spalania gazu łupkowego i zamkniętego w porównaniu z konwencjonalnym gazem ziemnym i węglem



Źródło: źródło własne.

Jeżeli uniknięto by straty metanu, który przedostaje się do wód gruntowych, i jeżeli gaz łupkowy byłby spalany w elektrowni wykorzystującej turbiny gazowe o cyklu złożonym (CCGT) o wydajności 57,5%, ogólne emisje gazów cieplarnianych pochodzące z dostaw i zużycia gazu ziemnego wyniosłyby 460 g na kWh energii elektrycznej (produkcja gazu łupkowego: 113,5 g/kWh energii elektrycznej; dystrybucja gazu ziemnego: 3,6 g/kWh energii elektrycznej; spalanie: 344,3 g/kWh energii elektrycznej), przy założeniu takich samych emisji gazów cieplarnianych w przypadku produkcji gazu łupkowego jak w Stanach Zjednoczonych. Jeżeli zawartość CO₂ w wydobytym gazie wynosiłaby 30%, a emisje metanu z płynów podwiertowych byłyby wyższe ze względu na niższą wydajność gazu ziemnego, ogólne emisje gazów cieplarnianych wzrosłyby do około 660 g na kWh energii elektrycznej. Dla porównania: produkcja energii oparta na gazie ziemnym z transportu rurociągami na duże odległości (7000 km) wytworzyłaby około 470 g na kWh energii elektrycznej. Węgiel z Australii spalany w nowej elektrowni wykorzystującej turbiny parowe napędzane węglem o wydajności 46% wytwarza około 850 g na kWh energii elektrycznej.

Tabela 7: Gazy cieplarniane pochodzące z dostaw energii elektrycznej wytwarzanej z gazu ziemnego w technologii CCGT z różnych źródeł gazu ziemnego w porównaniu z dostawami energii elektrycznej produkowanej z węgla w gramach ekwiwalentu CO₂ na kWh energii elektrycznej

	CCGT (gaz łupkowy i zamknięty)		CCGT (gaz łupkowy i zamknięty, cysterna)		CCGT (gaz łupkowy i zamknięty 30% CO ₂)		CCGT (gaz ziemny, 7000 km)	Turbina parowa napędzana węglem
Produkcja gazu ziemnego/węgla	113,5	144,6 ⁽¹⁾	113,5	144,6 ⁽¹⁾	274,1	309,1 ⁽¹⁾	24,1	31,1
Kompresja gazu ziemnego do 20 MPa	-	-	7,2	7,7	-	3,6	-	-
Transport gazu ziemnego cysterną, 100 km	-	-	6,2	6,2	-	-	-	-
Transport gazu ziemnego/węgla	-	-	-	-	-	-	94,0	47,7
Dystrybucja gazu ziemnego (rurociąg, 500 km)	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	-
Transport węgla (kolej, 250 km)	-	-	-	-	-	-	-	2,3
Spalanie	344,3	344,3	344,3	344,3	344,3	344,3	344,3	772,8
Ogółem	461	493	475	506	622	661	466	854

⁽¹⁾ Górna wartość to wyższy poziom konkretnych emisji metanu z powodu niższej wydajności gazu ziemnego niż wydajność podana w [Howarth i in., 2011].

Powodem ogromnych emisji gazów cieplarnianych z dostaw i wykorzystania gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych (prawie tak dużych jak w przypadku dostaw i wykorzystania węgla), podanych w [Horwarth i in., 2011] i [Osborn i in., 2011], jest to, że w kraju tym wyjątkowo duże emisje metanu pochodzą z transportu, przechowywania i dystrybucji gazu ziemnego (od 1,4 do 3.6%, czyli dodatkowo 7,0–18,0 g ekwiwalentu CO₂ na MJ oprócz 17,9 g/MJ, co podano w tabeli 6), głównie z powodu niskiej jakości sprzętu w Stanach Zjednoczonych. Ponadto uwzględnienie metanu przedostającego się do wód gruntowych oraz emisji metanu z jego kontrolowanego odprowadzania podczas odwiertów może skutkować wskazaniem znacznie wyższego poziomu emisji gazów cieplarnianych niż opisano powyżej.

W przypadku konwencjonalnego gazu ziemnego straty metanu w UE są ogólnie niższe niż w Stanach Zjednoczonych ze względu na lepszy sprzęt (szczelność rurociągów, zaworów itd.). Co do procesów stosowanych konkretnie w przypadku gazu niekonwencjonalnego, nie wiadomo, czy i o ile emisje gazów cieplarnianych są niższe w UE niż w Stanach Zjednoczonych. Proces szczelinowania wiąże się z niebezpieczeństwem uwolnienia metanu do wody pitnej, a na skutek tego – do atmosfery (jak zdarzyło się to w Stanach Zjednoczonych).

Według oświadczeń ekspertów monitorowanie cementowania odwiertów jest obowiązkowe w Niemczech, co zmniejsza niebezpieczeństwo strat metanu i zanieczyszczenia wód gruntowych substancjami toksycznymi. Ponadto w przypadku przedsięwzięć w Nadrenii Północnej-Westfalii w Niemczech planowane są zamknięte systemy odpływu płynów poodwiertowych, zamiast otwartych stawów. W związku z tym wariant „50% spalania, 50% kontrolowanego odprowadzania” podany w [Horwarth i in., 2011], wybrany dla emisji gazów cieplarnianych przedstawionych w tabeli 6, mógłby być realistyczny dla Europy.

3.1.3. Kwestie nierozstrzygnięte

Należy zauważyć, że dane dotyczące emisji pochodzących z produkcji gazu łupkowego i zamkniętego są bardzo niepewne, ponieważ nie ma wiarygodnych danych. Każdy otwór wiertniczy jest inny, a najlepsze odwierty (z których pochodzi większość danych) są eksploatowane w pierwszej kolejności. W związku z tym publikowane dane zawyżają średnią ilość metanu, który można odzyskać z odwiertu.

Kwestią nadal nierozstrzygniętą jest ocena ilości metanu pochodzącego z procesu szczelinowania i przedostającego się do wody, a wskutek tego – do atmosfery.

3.2. Ropa zamknięta

Rozróżnienie między produkcją ropy konwencjonalnej a produkcją ropy zamkniętej nie jest zawsze dobrze określone; granica między produkcją ropy konwencjonalnej a produkcją ropy zamkniętej jest płynna. Istnieją na przykład pola konwencjonalnej ropy naftowej, na których stosuje się szczelinowanie hydrauliczne, aby zwiększyć ilości pozyskiwanej ropy. Ponieważ do produkcji ropy zamkniętej stosuje się szczelinowanie hydrauliczne, emisje metanu z płynów poodwiertowych mogą pojawić się w taki sam sposób jak w przypadku gazu łupkowego i zamkniętego. Nie ma publicznie dostępnych danych dotyczących emisji metanu pochodzących z produkcji ropy zamkniętej.

3.2.1. Doświadczenia w Europie

Produkcji ropy zamkniętej nie można mylić z produkcją ropy łupkowej. W Estonii ropa łupkowa jest wydobywana od 1921 r. (metodą odkrywkową, jak również poprzez wydobywanie podziemne). Ropa łupkowa jest pozyskiwana w drodze destylacji w retorcie, która jest faktycznie procesem pirolizy prowadzącym do powstania ropy łupkowej i gazu łupkowego.

Ropa zamknięta jest natomiast produkowana poprzez dokonywanie odwiertów i stosowanie szczelinowania hydraulicznego.

W Basenie Paryskim we Francji z 2000 odwiertów wydobyto 5 mln baryłek ropy, czyli 2500 baryłek ropy na odwiert [Anderson, 2011]. Było to wydobycie ropy konwencjonalnej bez stosowania szczelinowania hydraulicznego. Jeśli za podstawę weźmie się wartość opałową dolną wydobytej ropy naftowej, można stwierdzić, że 2500 baryłek na odwiert w całym okresie eksploatacji ma w przybliżeniu taką samą wartość energetyczną jak 0,5 mln Nm³ gazu ziemnego.

Jeżeli Basen Paryski uznano by za typowy obszar wydobycia ropy zamkniętej, ilość energii, którą można by pozyskać z każdego odwiertu, jest znacznie mniejsza niż w przypadku gazu łupkowego (0,4 mln nm³ zamiast 35 mln nm³ na odwiert w przypadku złoża łupkowego Barnett w Teksasie). Jeżeli odwierty te mają typowe parametry jak w przypadku ropy zamkniętej, ogólne emisje gazów cieplarnianych pochodzące z odwiertów i szczelinowania hydraulicznego byłyby większe niż w przypadku wydobycia ropy konwencjonalnej, a także większe niż w przypadku produkcji gazu łupkowego i zamkniętego.

4. RAMY PRAWNE UE

NAJWAŻNIEJSZE USTALENIA

- Nie istnieje (ramowa) dyrektywa UE dotycząca działalności górniczej.
- Nie została jeszcze opracowana publicznie dostępna, całościowa i szczegółowa analiza europejskich ram prawnych dotyczących wydobycia gazu łupkowego i ropy zamkniętej.
- Obecne ramy prawne UE dotyczące szczelinowania hydraulicznego mają luki. Przed wszystkim próg wyznaczony dla ocen oddziaływania na środowisko, które należy przeprowadzić w przypadku szczelinowania hydraulicznego stosowanego przy wydobyciu gazu ziemnego lub ropy zamkniętej, jest znacznie wyższy niż poziom wszelkiej potencjalnej działalności przemysłowej tego rodzaju, a zatem należałoby go znacznie obniżyć. Ponadto należy poddać ponownej ocenie zakres ramowej dyrektywy wodnej.
- Trzeba przeprowadzić szczegółową i całościową analizę wymogów w zakresie podawania informacji o niebezpiecznych materiałach stosowanych w procesie szczelinowania hydraulicznego.
- W ramach oceny cyklu życia (LCA) narzędziem służącym do zbadania ogólnych korzyści dla poszczególnych państw członkowskich i obywateli mogłaby być gruntowna analiza kosztów i korzyści.

Celem niniejszego rozdziału jest przedstawienie informacji o obecnych ramach regulacyjnych prawodawstwa UE, dotyczących

- wydobycia gazu łupkowego, gazu zamkniętego i ropy zamkniętej oraz
- ewentualnego istnienia odpowiednich przepisów zapewniających ochronę przed konkretnymi potencjalnymi zagrożeniami dla środowiska naturalnego i zdrowia ludzi wynikającymi z tej działalności.

W rozdziale 4.1 przedstawiono cztery dyrektywy europejskie konkretnie koncentrujące się na działalności górniczej. W pierwszej części rozdziału 4.2 podano informacje o dodatkowych 10 dyrektywach wymienianych we współczesnej literaturze, które mają znaczenie dla działalności górniczej. Druga część tego rozdziału (rozdział 4.2.2) koncentruje się na około 40 dyrektywach dotyczących konkretnych zagrożeń związanych z gazem łupkowym i ropą zamkniętą. Ponadto określono dziewięć poważnych luk w obecnym prawodawstwie UE. Dotyczą one konkretnych potencjalnych zagrożeń dla środowiska naturalnego, wody i zdrowia ludzi związanych ze szczelinowaniem hydraulicznym. Niektóre odzwierciedlają trudności, które wystąpiły w Stanach Zjednoczonych, a niektóre są obecnie przedmiotem dyskusji w państwach członkowskich UE.

4.1. Dyrektywy dotyczące konkretnie przemysłu wydobywczego

Celem prawa górniczego jest określenie ram prawnych, które mają ułatwiać dobre prosperowanie sektora przemysłu, zapewnienie bezpiecznych dostaw energii i wystarczającej ochrony zdrowia, bezpieczeństwa i środowiska naturalnego.

Na szczeblu UE nie istnieją całościowe ramy dotyczące górnictwa [Safak, 2006]. Obecnie prawo górnicze pozostaje w dużej mierze w gestii państw członkowskich, a w większości krajów ustawodawstwo ma charakter historyczny i nie zawsze odzwierciedla obecne wymagania [Tieß, 2011]. W ramach Dyrekcji Generalnej ds. Przedsiębiorstw i Przemysłu Komisji Europejskiej funkcjonuje sektor „metale, minerały i surowce”, na którego stronie internetowej podano, że jedynie trzy dyrektywy zostały opracowane specjalnie dla przemysłu wydobywczego [KE, 2010 MMM]. W tabeli 8 przedstawiono te trzy dyrektywy uzupełnione czterema dyrektywami (źródło: [Kullmann, 2006]).

Tabela 8: Wszystkie dyrektywy UE opracowane specjalnie dla przemysłu wydobywczego

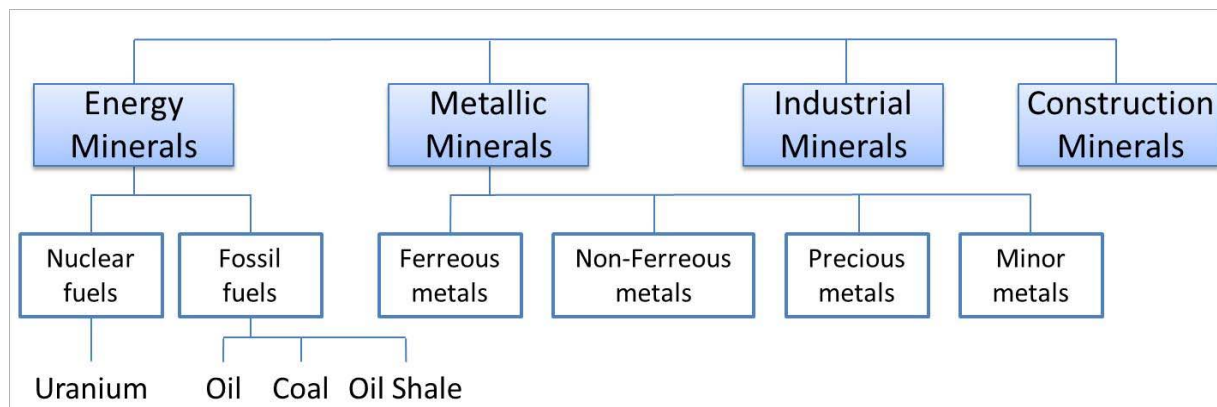
Dyrektywa	Dyrektywy dotyczące górnictwa
2006/21/WE	Dyrektywa w sprawie gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego Dyrektywa w sprawie odpadów kopalnianych
1992/104/EWG	Dyrektywa w sprawie minimalnych wymagań w zakresie poprawy bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników odkrywkowego i podziemnego przemysłu wydobywczego (dwunasta dyrektywa szczegółowa w znaczeniu art. 16 ust. 1 dyrektywy 89/391/EWG)
1992/91/EWG	Dyrektywa w sprawie minimalnych wymagań dotyczących poprawy bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników zakładów górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi (jedenasta dyrektywa szczegółowa w rozumieniu art. 16 ust. 1 dyrektywy 89/391/EWG)
1994/22/WE	Dyrektywa w sprawie warunków udzielania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów

Źródło: [KE, 2010; Kullmann, 2006].

Produktem ubocznym szczelinowania hydraulicznego jest duża ilość wody zanieczyszczonej substancjami rakotwórczymi, biobójczymi, promieniotwórczym radonem i dodatkowymi niebezpiecznymi chemikaliami (patrz rozdział 2.6). Dyrektywa w sprawie odpadów kopalnianych ma zasadnicze znaczenie z punktu widzenia bezpiecznego postępowania z tą gromadzącą się mieszaniną. Do szczelinowania hydraulicznego, podobnie jak do każdej większej działalności wiertniczej, niezbędne są ciężkie maszyny, które obsługują pracownicy. Aspekty prawne dotyczące bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników zatrudnionych w sektorze górniczym określono w dwóch dodatkowych dyrektywach, które wymieniono w tabeli 8. Czwarta dyrektywa dotycząca konkretnie górnictwa reguluje suwerenność państw członkowskich w zakresie przyznawania licencji na poszukiwanie węglowodorów.

Oprócz tych dyrektyw istnieje kilka aktów precyzujących zwłaszcza warunki konkurencji, np. otwieranie rynków krajowych nowych państw członkowskich. Przykładem jest deklaracja dotycząca restrukturyzacji rynku ropy łupkowej w Estonii: 12003T/AFI/DCL/08. Jako że zakres niniejszej ekspertyzy obejmuje ramy prawne dotyczące potencjalnych zagrożeń dla środowiska naturalnego i zdrowia ludzi, nie omówiono w sposób bardziej szczegółowy zagadnienia regulacji rynków.

Rys. 6: Struktura przemysłu wydobywczego



Źródło: [Papoulias, 2006].

Z perspektywy prawnej przemysł wydobywczy o strukturze przedstawionej na rysunku 6 obejmuje dwie kategorie:

- sektory przemysłu wydobywczego surowców nieenergetycznych (NEEI) eksploatujące surowce metaliczne, przemysłowe i budowlane oraz
- sektory przemysłu eksploatujące surowce energetyczne (w tym gaz łupkowy i ropę zamkniętą).

Prawodawstwo i prace Komisji Europejskiej zwykle wyraźnie koncentrują się na NEEI, a zatem nie obejmują eksploatacji gazu ziemnego [KE NEEI].

4.2. Dyrektywy dotyczące innych aspektów (środowiska naturalnego i zdrowia ludzi)

Istnieje wiele dyrektyw i rozporządzeń, które nie dotyczą konkretnie górnictwa, lecz mają wpływ na przemysł wydobywczy. W niniejszej części skoncentrowano się na aktach prawnych dotyczących środowiska naturalnego i zdrowia ludzi. W części 4.2.1 przedstawiono wyniki przeglądu literatury świadczące o istnieniu od siedmiu do dwunastu najważniejszych dyrektyw oraz wspomniano o całościowej i dobrze zorganizowanej bazie danych zawierającej setki aktów prawnych UE. Jak dotąd nie pojawiło się żadne źródło literatury na temat ram prawnych UE, które wchodziłoby w zakres niniejszej ekspertyzy, dlatego zbiór informacji zawartych w części 4.2.2 jest wynikiem gromadzenia informacji przeprowadzonego specjalnie na potrzeby niniejszej ekspertyzy. Około 40 dyrektyw określono jako istotne dla aspektów bezpieczeństwa związanych ze szczelinowaniem hydraulicznym.

4.2.1. Ogólne zagrożenia w górnictwie uwzględnione w dyrektywach UE

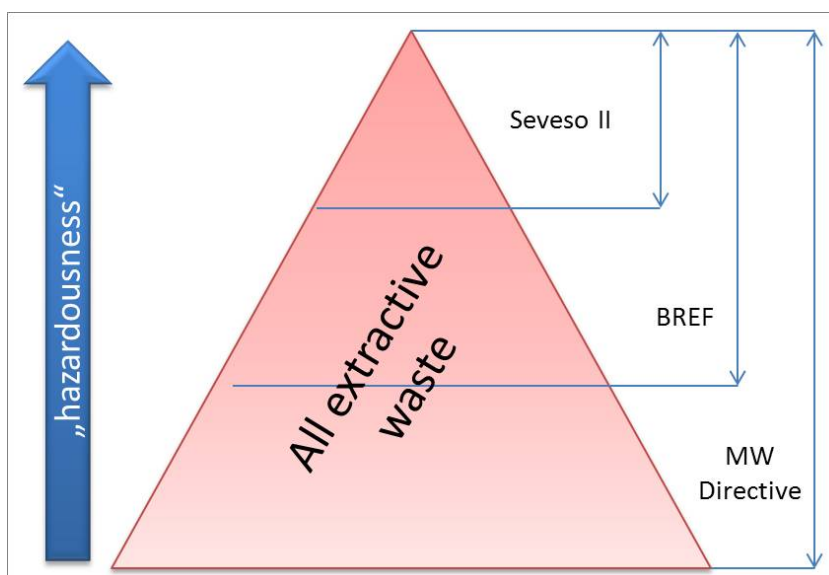
Jak przedstawiono w rozdziale 4.1, jedynie cztery dyrektywy UE zostały dostosowane specjalnie do wymogów przemysłu wydobywczego. Istnieje jednak dodatkowe prawodawstwo, zwłaszcza w dziedzinach środowiska naturalnego, zdrowia i bezpieczeństwa, które dotyczy również aspektów górnictwa [Safak, 2006]. W tabeli 9 przedstawiono orientacyjny obraz mnogości różnorodnych ogólnych przepisów z różnych dziedzin.

Tabela 9: Najważniejsze prawodawstwo mające wpływ na przemysł wydobywczy

Najważniejsze prawodawstwo mające wpływ na przemysł wydobywczy	
Dyrektywa w sprawie odpadów kopalnianych	Natura 2000
Jakość otaczającego powietrza	Dyrektywa w sprawie wód gruntowych
Dokument referencyjny dotyczący najlepszych dostępnych technik (BREF)	Dyrektywy w sprawie siedlisk i ptactwa
Seveso II	Strategia dotycząca otaczającego powietrza
Dyrektywa OOŚ	Ramowa dyrektywa wodna
REACH	Odpowiedzialność za środowisko

Istotnym aspektem jest to, że dyrektywy dotyczące konkretnie górnictwa niekoniecznie są dyrektywami najbardziej rygorystycznymi. Ponieważ w przeszłości doszło do poważnych incydentów, obecnie istnieje bardziej rygorystyczne prawodawstwo dotyczące zwłaszcza niebezpiecznych chemikaliów. Na rys. 7 wykazano, że dyrektywa w sprawie odpadów kopalnianych ma znacznie szerszy zakres niż np. dyrektywa Seveso II⁷[Papoulias, 2006].

Rys. 7: Najważniejsze dyrektywy mające wpływ na odpady wydobywcze



Źródło: [Papoulias, 2006].

⁷Obecnie prowadzony jest przegląd dyrektywy Seveso II.

W najbardziej aktualnej literaturze wymieniono następujące liczby aktów ustawodawczych mających znaczenie dla górnictwa:

- 7 pozycji [KE, 2010; Grantham i Schuetz, 2010],
- 9 pozycji [Weber, 2006],
- aż 18 pozycji [Hejny, 2006],
- 12 pozycji [Kullmann, 2006].

Ponadto istnieje zadziwiająco całościowy zbiór całego prawodawstwa UE z podziałem tematycznym [UWS GmbH]. W przypadku prawodawstwa UE dotyczącego jedynie odpadów wymieniono 36 dyrektyw, rozporządzeń, zaleceń itp. Ogółem zbiór ten prawdopodobnie zawiera setki dokumentów istotnych z punktu widzenia aspektów środowiskowych.

Do celów oceny obecnych ram prawnych UE koncentrujących się na szczelinowaniu hydraulicznym spisy 12 dyrektyw nie są wyczerpujące, zaś zbiór setek dokumentów prawnych jest zbyt encyklopedyczny. Niektóre spisy stworzono jednak specjalnie w celu przedstawienia ogólnego obrazu ram prawnych UE mających znaczenie dla eksploatacji gazu łupkowego, np. [Schuetz, 2010]; znajduje się w nich siedem następujących dyrektyw:

1. ramowa dyrektywa wodna,
2. dyrektywa w sprawie wód gruntowych,
3. REACH,
4. Natura 2000,
5. OOS,
6. dyrektywa ramowa w sprawie odpadów,
7. dyrektywa w sprawie hałasu.

4.2.2. Konkretnie zagrożenia związane z gazem łupkowym i ropą zamkniętą uwzględnione w dyrektywach UE

Wiele ewentualnych zagrożeń wynikających z eksploatacji gazu łupkowego, gazu zamkniętego i ropy zamkniętej to zasadniczo takie same zagrożenia jak w przypadku konwencjonalnych źródeł energii. Dlatego też obowiązujące prawodawstwo wystarczająco uwzględnia wiele zagrożeń. Niekonwencjonalny gaz wiąże się jednak z niekonwencjonalnymi zagrożeniami. Mogą one nie być dostatecznie uwzględnione, a ich przyczyny mogą być następujące:

- ogromne ilości chemikaliów stosowanych w procesie szczelinowania hydraulicznego,
- wybór chemikaliów zawierających substancje toksyczne, rakotwórcze i mutagenne oraz substancje szkodliwe dla środowiska naturalnego używane jako dodatki do płynów szczelinujących (np. substancje biobójcze),
- ilość wody podwierzchniowej zanieczyszczonej substancjami promieniotwórczymi, takimi jak radon i uran, oraz innymi dodatkowymi materiałami podpowierzchniowymi (np. metalami ciężkimi),
- znaczna liczba miejsc prowadzenia odwiertów,
- infrastruktura, np. sieć rurociągów zbiorczych,
- znaczna ilość wody używanej w płynie szczelinującym oraz
- potencjalnie wysoki poziom emisji metanu przy wykańczaniu odwiertu.

Dodatkowe szczegóły dotyczące konkretnych zagrożeń przedstawiono w rozdziale 2. Poniższe kompendium 36 najważniejszych dyrektyw UE stanowi jedyną w swoim rodzaju podstawę prowadzenia dalszych szczegółowych badań.

W każdej tabeli dyrektywy pogrupowano według ich znaczenia. Nie wszystkie z tych dyrektyw muszą mieć moc obowiązującą na chwilę obecną ze względu na możliwe opóźnienia w (prawidłowej) transpozycji przepisów do prawa krajowego. Pierwsze badania chemikaliów wykorzystywanych podczas szczelinowania hydraulicznego w Stanach Zjednoczonych [Waxman, 2011] stanowią dobrą podstawę do oceny, czy prawodawstwo UE jest odpowiednie w odniesieniu do chemikaliów.

Poważne obawy w związku ze szczelinowaniem hydraulicznym zazwyczaj budzą ewentualne skutki dla jakości wody. Najważniejsze argumenty to (patrz rozdział 2.4.2):

- Zwykły proces szczelinowania: chemikalia pozostają w warstwach podziemnych i mogą przedostawać się do warstw wodonośnych.
- Wypadki podczas szczelinowania hydraulicznego: pęknięcia w zainstalowanym sprzęcie umożliwiają bezpośredni dostęp do wód podziemnych i powierzchniowych.
- W zależności od liczby odwiertów zużywa się ogromne ilości świeżej wody (patrz tabela 2).

W tabeli 10 wymieniono sześć najważniejszych dyrektyw dotyczących wody, które są lub prawdopodobnie powinny być istotne dla szczelinowania hydraulicznego. Aby uzyskać bardziej szczegółowe analizy, należy poddać je ocenie.

Tabela 10: Odpowiednie dyrektywy UE dotyczące wody

	Dyrektywa	Tytuł
1.	2000/60/WE	Dyrektywa ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej (ramowa dyrektywa wodna).
2.	1980/68/EWG	Dyrektywa w sprawie ochrony wód gruntowych przed zanieczyszczeniem spowodowanym przez niektóre substancje niebezpieczne (uchylona dyrektywą 2000/60/WE, która wchodzi w życie dnia 22 grudnia 2013 r.)
3.	2006/118/WE	Dyrektywa w sprawie ochrony wód podziemnych przed zanieczyszczeniem i pogorszeniem ich stanu
4.	1986/280/EWG	Dyrektywa w sprawie wartości dopuszczalnych dla ścieków i wskaźników jakości wód w odniesieniu do zrzutów niektórych substancji niebezpiecznych zawartych w wykazie I załącznika do dyrektywy 76/464/EWG
5.	2006/11/WE	Dyrektywa w sprawie zanieczyszczenia spowodowanego przez niektóre substancje niebezpieczne odprowadzane do środowiska wodnego Wspólnoty (Wersja ujednolicona)
6.	1998/83/WE	Dyrektywa w sprawie jakości wody przeznaczonej do spożycia przez ludzi

Niebezpieczeństwo zanieczyszczenia wody jest nieodłącznie związane z niebezpieczeństwem zanieczyszczenia środowiska naturalnego. Zagrożenia te stanowią podzbiór wszystkich zagrożeń dla środowiska naturalnego, które można mniej więcej podzielić na następujące obszary:

- Emisje do gruntów
 - zanieczyszczenie wody pitnej i wód gruntowych,
 - zanieczyszczenie gruntów,
- Emisje do powietrza
 - spaliny,
 - hałas,
 - chemikalia,
- Wypadki poza terenem eksploatacji
 - transport drogowy,
 - składowanie odpadów.

Spis ten koncentruje się na wpływie na środowisko naturalne w warunkach zwykłej eksploatacji. We wszystkich tych dziedzinach istnieje oczywiście również ryzyko wypadków. W tabeli 11 podano dziewięć najważniejszych dyrektyw dotyczących skutków w warunkach zwykłych i awaryjnych.

Tabela 11: Odpowiednie dyrektywy UE dotyczące ochrony środowiska naturalnego

	Dyrektywa	Tytuł
7.	2010/75/UE	Dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) Dyrektywa IPPC
8.	2008/1/WE	Dyrektywa dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (Wersja skodyfikowana)
-	Decyzja 2000/479/WE	Decyzja w sprawie wdrożenia europejskiego rejestru emisji zanieczyszczeń (EPER) zgodnie z art. 15 dyrektywy Rady 96/61/WE dotyczącej zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (IPPC) Załącznik A1: Lista zanieczyszczeń podlegających obowiązkowi sprawozdawczemu po przekroczeniu wartości progowych
9.	1985/337/EWG	Dyrektywa w sprawie oceny oddziaływania na środowisko Dyrektywa OOS
10.	2003/35/WE	Dyrektywa przewidująca udział społeczeństwa w odniesieniu do sporządzania niektórych planów i programów w zakresie środowiska oraz zmieniająca w odniesieniu do udziału społeczeństwa i dostępu do wymiaru sprawiedliwości dyrektywy Rady 85/337/EWG i 96/61/WE
11.	2001/42/WE	Dyrektywa w sprawie oceny wpływu niektórych planów i programów na środowisko Dyrektywa w sprawie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko (SEA)
12.	2004/35/WE	Dyrektywa w sprawie odpowiedzialności za środowisko w odniesieniu do zapobiegania i zaradzania szkodom wyrządzonym środowisku naturalnemu
13.	1992/43/EWG	Dyrektywa w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory Natura 2000
14.	1979/409/EWG	Dyrektywa w sprawie ochrony dzikiego ptactwa
15.	1996/62/WE	Dyrektywa w sprawie oceny i zarządzania jakością otaczającego powietrza

Szczelinowanie hydrauliczne zawsze wiąże się z zastosowaniem ciężkich maszyn (patrz rozdział 2.3) i niebezpiecznych chemikaliów. Obywatele muszą być chronieni, podobnie jak pracownicy, którzy codziennie mają kontakt z tymi materiałami i którzy obsługują maszyny. Istnieją całościowe dyrektywy UE dotyczące bezpieczeństwa w miejscu pracy. W tabeli 12 wymieniono dziewięć istotnych dyrektyw, które zapewniają ochronę pracownikom, zwłaszcza w sektorze górnictwym, mającym do czynienia z niebezpiecznymi chemikaliami.

Tabela 12: Odpowiednie dyrektywy UE dotyczące bezpieczeństwa w miejscu pracy

	Dyrektywa	Tytuł
16.	1989/391/EWG	Dyrektywa w sprawie wprowadzania środków w celu poprawy bezpieczeństwa i zdrowia pracowników w miejscu pracy
17.	1992/91/EWG	Dyrektywa dotycząca minimalnych wymagań mających na celu poprawę warunków bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi
18.	1992/104/EWG	Dyrektywa w sprawie minimalnych wymagań w zakresie poprawy bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników odkrywkowego i podziemnego przemysłu wydobywczego
19.	2004/37/WE	Dyrektywa w sprawie ochrony pracowników przed zagrożeniem dotyczącym narażenia na działanie czynników rakotwórczych lub mutagenów podczas pracy (wersja skodyfikowana)
20.	1991/322/EWG	Dyrektywa w sprawie ustanowienia indykatorywnych wartości granicznych w wykonaniu dyrektywy Rady 80/1107/EWG w sprawie ochrony pracowników przed ryzykiem związanym z narażeniem na działanie czynników chemicznych, fizycznych i biologicznych w miejscu pracy
21.	1993/67/EWG	Dyrektywa ustanawiająca zasady oceny ryzyka dla człowieka i środowiska naturalnego ze strony substancji notyfikowanych zgodnie z dyrektywą Rady 67/548/EWG
22.	1996/94/WE	Dyrektywa ustanawiająca drugą listę indykatorywnych wartości granicznych w wykonaniu dyrektywy Rady 80/1107/EWG w sprawie ochrony pracowników przed ryzykiem związanym z narażeniem na działanie czynników chemicznych, fizycznych i biologicznych w miejscu pracy
23.	1980/1107/EWG	Dyrektywa Rady z dnia 27 listopada 1980 r. w sprawie ochrony pracowników przed ryzykiem związanym z narażeniem na działanie czynników chemicznych, fizycznych i biologicznych w miejscu pracy
24.	2003/10/WE	Dyrektywa w sprawie minimalnych wymagań w zakresie ochrony zdrowia i bezpieczeństwa dotyczących narażenia pracowników na ryzyko spowodowane czynnikami fizycznymi (hałasem)

Większość formacji skalnych zawiera „naturalnie występujące materiały promieniotwórcze” (NORM). W większości przypadków gaz ziemny zawiera promieniotwórczy radon, który jest produktem rozpadu uranu.

Międzynarodowe Stowarzyszenie Producentów Ropy Naftowej i Gazu (OGP) opisuje ten uboczny skutek eksploatacji gazu ziemnego w sposób następujący:

„Radon jest gazem promieniotwórczym, który występuje w różnych stężeniach w gazie ziemnym w formacjach ropy naftowej i gazu. Przy braku gazu ziemnego radon rozpuszcza się w (lekkich) węglowodorach i w wodzie. Jeśli jest wytwarzany wraz z ropą i gazem, radon zazwyczaj jest uwalniany wraz ze strumieniem gazu. (...) Unieszkodliwianie odpadów będących materiałami NORM musi być zgodne z właściwymi przepisami dotyczącymi unieszkodliwiania odpadów radioaktywnych” [OGP, 2008].

Nie tylko gaz ziemny zawiera radon. Pierwiastek ten występuje także w ogromnych ilościach wody podziemnej pozostałej po szczelinowaniu hydraulicznym. Istnieje jedna dyrektywa Euratom, która koncentruje się konkretnie na normach bezpieczeństwa dotyczących materiałów NORM:

Tabela 13: Odpowiednia dyrektywa dotycząca ochrony przed promieniowaniem

	Dyrektywa	Tytuł
25.	1996/29/Euratom	Dyrektywa ustanawiająca podstawowe normy bezpieczeństwa w zakresie ochrony zdrowia pracowników i ogółu społeczeństwa przed zagrożeniami wynikającymi z promieniowania jonizującego Dyrektywa w sprawie materiałów NORM (naturalnie występujących materiałów promieniotwórczych)

Jak wspomniano już w części 4.1, nie istnieje dyrektywa dotycząca odpadów, która odnosiłaby się konkretnie do przemysłu wydobywczego. Znaczenie ma w tym przypadku kilka dodatkowych dyrektyw, a zwłaszcza kilka decyzji określających wartości dopuszczalne (więcej szczegółów dotyczących kwestii odpadów przedstawiono w rozdziale 2). Te cztery dyrektywy i cztery decyzje wymieniono w tabeli 14. Inne prawodawstwo dotyczące odpadów kopalnianych, w tym aspektów gwarancji finansowych, znajduje się na specjalnej stronie internetowej Komisji Europejskiej poświęconej odpadom kopalnianym [KE, 2011 MW].

Tabela 14: Odpowiednie dyrektywy UE dotyczące odpadów

	Dyrektywa	Tytuł
26.	2006/21/WE	Dyrektywa w sprawie gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego oraz zmieniająca dyrektywę 2004/35/WE Dyrektywa w sprawie odpadów kopalnianych
-	Decyzja Komisji 2009/359/WE	Decyzja uzupełniająca definicję odpadów obojętnych w związku z wykonaniem przepisów art. 22 ust. 1 lit. f) dyrektywy 2006/21/WE w sprawie gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego
27.	2006/12/WE	Dyrektywa w sprawie odpadów Dyrektywa ramowa w sprawie odpadów
28.	1999/31/WE	Dyrektywa w sprawie składowania odpadów
-	Decyzja Komisji 2000/532/WE	Decyzja ustanawiająca wykaz odpadów (niebezpiecznych) zgodnie z kilkoma dyrektywami (zastępująca decyzję 94/3/WE)
-	Decyzja Komisji 2009/360/WE	Decyzja uzupełniająca wymogi techniczne w odniesieniu do charakterystyki odpadów ustanowionej dyrektywą 2006/21/WE w sprawie gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego
-	Decyzja Komisji 2009/337/WE	Decyzja w sprawie definicji kryteriów klasyfikacji obiektów unieszkodliwiania odpadów zgodnie z załącznikiem III do dyrektywy 2006/21/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego
29.	Decyzja 2002/1600/WE	Decyzja ustanawiająca szósty wspólnotowy program działań w zakresie środowiska naturalnego (Art. 6 ust. 2 lit. b): „(...) wypracowanie dalszych środków w celu pomocy zapobiegania niebezpieczeństwom poważnych wypadków ze specjalnym uwzględnieniem tych związanych z rurociągami, kopalniami, transportem morskim substancji niebezpiecznych i opracowanie środków odniesieniu do odpadów kopalnianych (...)”

W kwietniu 2011 r. w Stanach Zjednoczonych opublikowano pierwszą całościową analizę pt. „Chemicals used in hydraulic fracturing” (Chemikalia stosowane w procesie szczelinowania hydraulicznego). Jednym z wyników jest określenie ilości i jakości stosowanych chemikaliów:

„Od 2005 r. do 2009 r. 14 przedsiębiorstw naftowo-gazowych wykorzystało ponad 2 500 produktów używanych do szczelinowania hydraulicznego zawierających 750 chemikaliów i innych składników. Ogółem w latach 2005–2009 przedsiębiorstwa te wykorzystały 780 mln galonów produktów używanych do szczelinowania hydraulicznego, nie licząc wody dodawanej w miejscu odwiertu” [Waxman, 2011].

Wśród tych 750 chemikaliów znalazło się kilka niebezpiecznych zanieczyszczeń powietrza i substancji powodujących raka u ludzi, które były stosowane w dużych ilościach. W tabeli 15 wymieniono osiem najważniejszych dyrektyw europejskich dotyczących stosowania chemikaliów, zawierających przepisy dotyczące zapobiegania wypadkom.

Tabela 15: Odpowiednie dyrektywy UE dotyczące chemikaliów i związanych z nimi wypadków

	Dyrektywa	Tytuł
30.	Rozporządzenie nr 1907/2006	Rozporządzenie w sprawie rejestracji, oceny, udzielania zezwoleń i stosowanych ograniczeń w zakresie chemikaliów (REACH) i utworzenia Europejskiej Agencji Chemikaliów
-	ECE/TRANS/215 ⁸	Europejska Komisja Gospodarcza Organizacji Narodów Zjednoczonych (EKG): Umowa europejska dotycząca międzynarodowego przewozu drogowego towarów niebezpiecznych Umowa ADR mająca zastosowanie od dnia 1 stycznia 2011 r.
31.	1996/82/WE	w sprawie kontroli niebezpieczeństwa poważnych awarii związanych z substancjami niebezpiecznymi Dyrektywa Seveso II
32.	2003/105/WE	Dyrektywa zmieniająca dyrektywę Rady 96/82/WE (dyrektywę Seveso II) w sprawie kontroli niebezpieczeństwa poważnych awarii związanych z substancjami niebezpiecznymi (dyrektywa ta podlega obecnie przeglądowi) [Najważniejsze rozszerzenia zakresu tej dyrektywy dotyczą uwzględnienia zagrożeń wynikających ze składowania i działalności przetwórczej w górnictwie, ze stosowania substancji pirotechnicznych i wybuchowych oraz ze składowania azotanu amonu i nawozów na bazie tej substancji.]
33.	1991/689/EWG	Dyrektywa w sprawie odpadów niebezpiecznych
34.	1967/548/EWG	Dyrektywa w sprawie zbliżenia przepisów ustawodawczych, wykonawczych i administracyjnych odnoszących się do klasyfikacji, pakowania i etykietowania substancji niebezpiecznych
35.	1999/45/WE	Dyrektywa w sprawie zbliżenia przepisów ustawodawczych, wykonawczych i administracyjnych odnoszących się do klasyfikacji, pakowania i etykietowania preparatów niebezpiecznych
36.	1998/8/WE	Dyrektywa dotycząca wprowadzania do obrotu produktów biobójczych

⁸ Wszystkie państwa członkowskie Unii Europejskiej są również członkami EKG ONZ (Europejskiej Komisji Gospodarczej Organizacji Narodów Zjednoczonych). Umowa ADR została uwzględniona, ponieważ w tym kontekście ma ona istotne znaczenie.

4.3. Luki i kwestie nierozstrzygnięte

Wielość perspektyw prawnych mających wpływ na przedsięwzięcia wydobywcze oznacza, że obecne prawodawstwo nie musi być odpowiednie, jeśli chodzi o konkretne potrzeby przemysłu wydobywczego. Nowe wyzwania powodowane są zwłaszcza przez wydobycie i eksploatację gazu łupkowego i ropy zamkniętej.

Luka 1 – Zapewnienie inwestycji w przemysł wydobywczy

Przemysł wydobywczy musi sobie obecnie radzić z problemami wynikającymi z niewystarczającego prawodawstwa, jak stwierdził Tomasz Chmal, partner w White & Case, na konferencji pt. *Shale Gas Eastern Europe 2011* (Gaz łupkowy w Europie Wschodniej 2011), która odbyła się w Warszawie w Polsce:

„Polska jest tradycyjnie krajem gazowym, lecz w ustawie »Prawo geologiczne i górnicze« nie wspomina się o szczelinowaniu hydraulicznym ani o odwiertach poziomych. Nowa, omawiana właśnie ustawa nie uwzględnia żadnego z tych aspektów” [NGE, 2011].

Jak wspomniano na początku rozdziału 4.1, podstawą przepisów krajowych są często potrzeby historyczne i nie istnieje europejska dyrektywa ramowa w sprawie górnictwa. Jak wynika z powyższego cytatu, stwarza to problem. W związku z tym w kolejnych badaniach należy ocenić, czy potrzebna jest ramowa dyrektywa górnicza i jaki powinna mieć zakres.

Luka 2 – Ochrona środowiska naturalnego i zdrowia ludzi

W załączniku I do dyrektywy 97/11/WE zmieniającej dyrektywę w sprawie OOS określono próg 500 000 m³ wydobycia dziennego w przypadku odwiertów gazu ziemnego, powyżej którego obowiązkowe jest dokonanie oceny oddziaływania na środowisko [OOS skod.]⁹. Eksploatacja gazu łupkowego nie osiągnęła jak dotąd tego progu, w związku z czym nie są przeprowadzane OOS [Teßmer, 2011]. Ponieważ rozważa się nowelizację dyrektywy OOS, przedsięwzięcia wiążące się ze szczelinowaniem hydraulicznym powinny zostać dodane do załącznika I niezależnie od progu produkcji lub należałoby obniżyć wartość progową (np. do 5000 lub 10 000 m³ dziennej początkowej ilości wydobycia), aby usunąć tę lukę.

Luka 3 – Podawanie informacji o materiałach niebezpiecznych

Pierwsza analiza przeprowadzona w Stanach Zjednoczonych podaje prawie wyczerpującą listę chemikaliów stosowanych do szczelinowania hydraulicznego [Waxman, 2011]. Doświadczenia Stanów Zjednoczonych pokazują, że same przedsiębiorstwa wydobywcze niekoniecznie wiedzą, których chemikaliów faktycznie używają. Przemysł chemiczny oferuje różne dodatki, lecz nie we wszystkich przypadkach podaje wystarczające informacje o ich składnikach, powołując się na rzekomą tajemnicę handlową. Pod tym względem należy dokonać oceny obecnego prawodawstwa dotyczącego obowiązku podawania informacji o chemikaliach szczelinujących oraz ich dopuszczalnych wartościach.

Kwestia ta dotyczy co najmniej trzech poniższych – a możliwe, że również innych – aktów prawnych:

- REACH: W 2012 r. Komisja musi przeprowadzić ocenę rozporządzenia REACH, co stwarza szansę na dostosowanie obowiązującego prawodawstwa.
- Jakość wody: Te same aspekty dotyczą dyrektywy 98/83/WE w sprawie jakości wody przeznaczonej do spożycia przez ludzi. Prace nad tą dyrektywą zaplanowano na 2011 r.

⁹Jest to nieoficjalna wersja skodyfikowana dyrektywy OOS przedstawiona przez Unię Europejską.

- Obecnie prowadzony jest przegląd dyrektywy Seveso II. Należy wziąć pod uwagę nowelizację tej dyrektywy z uwzględnieniem nowych zagrożeń związanych ze szczelinowaniem hydraulicznym oraz wprowadzenie wymogu podawania szczegółowych informacji o substancjach, które mogą przyczyniać się do wypadków.

Luka 4 – Zatwierdzenie chemikaliów pozostających w ziemi

Po ukończeniu szczelinowania hydraulicznego w ziemi pozostaje mieszanina niebezpiecznych materiałów. Chemikalia te przemieszczają się w miarę upływu czasu w przestrzeni w sposób niekontrolowany i nieprzewidywalny. [Teßmer, 2011] proponuje, aby wprowadzanie chemikaliów, które częściowo pozostają w ziemi, podlegało zatwierdzeniu po rozważeniu ewentualnych długoterminowych skutków.

Luka 5 – Brak dokumentu referencyjnego dotyczącego najlepszych dostępnych technik (BREF) w przypadku szczelinowania hydraulicznego

Europejskie Biuro IPPC publikuje dokumenty referencyjne dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT). „Każdy dokument z reguły podaje informacje o konkretnym sektorze przemysłu/rolnictwa w UE, technikach i procesach stosowanych w tym sektorze, aktualnych poziomach emisji i zużycia, technikach, które należy uwzględnić przy ustalaniu BAT, najlepszych dostępnych technikach (BAT) oraz technikach powstających” [KE BREF]. Władze prawodawcze na szczeblu krajowym i międzynarodowym mogą wziąć je pod uwagę i uwzględnić je w przepisach prawa. Nie ma jeszcze takiego dokumentu dotyczącego szczelinowania hydraulicznego. Ze względu na zagrożenia, które szczelinowanie hydrauliczne stwarza dla środowiska naturalnego i zdrowia ludzi, należy rozważyć ewentualność określenia zharmonizowanych wymogów dotyczących tego skomplikowanego procesu w BREF dotyczącym szczelinowania hydraulicznego.

Luka 6 – Zdolność przepustowa zakładów uzdatniania wody

W Stanach Zjednoczonych zgłaszano problemy związane ze zdolnością przepustową oczyszczalni ścieków, które odprowadzają wodę do rzek. W październiku 2008 r. całkowita ilość rozpuszczonych substancji stałych („TDS”) w rzece Monongahela przekroczyła normy jakości wody, w związku z czym ilość zużytej wody po odwiertach gazu, którą rzeka mogła przyjąć, została zmniejszona z 20% do 1% przepływu dziennego [NYC Riverkeeper].

Jako środek ostrożności należy wprowadzić wymóg uprzedniego zbadania zdolności przepustowej oczyszczalni¹⁰.

Luka 7 – Udział społeczeństwa w podejmowaniu decyzji na szczeblu regionalnym

Ogólnie obserwowaną tendencją jest domaganie się przez obywateli większych praw do udziału w podejmowaniu decyzji dotyczących przedsięwzięć przemysłowych mających wpływ na środowisko naturalne i ewentualnie na zdrowie ludzi. W ramach przeglądu dyrektywy Seveso II jedna z głównych zaproponowanych zmian polega na:

„wzmocnieniu przepisów dotyczących publicznego dostępu do informacji na temat bezpieczeństwa, udziału w procesie decyzyjnym oraz dostępu do sprawiedliwości, a także poprawy sposobu gromadzenia informacji, zarządzania nimi, ich udostępniania i dzielenia się nimi” [KE 2011 S].

Przedsięwzięcia przemysłowe, takie jak eksploatacja gazu łupkowego lub ropy zamkniętej, które mogą wywierać znaczny wpływ na środowisko naturalne i mieszkańców, powinny wymagać konsultacji społecznych w ramach procedury wydawania zezwoleń.

¹⁰Dostosowana zostanie dyrektywa w sprawie gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego, ponieważ zmienione zostaną przepisy o zakresie ochrony ubezpieczeniowej.

Luka 8 – Skuteczność prawna ramowej dyrektywy wodnej i związanego z nią prawodawstwa

Ramowa dyrektywa wodna weszła w życie w roku 2000. Jako że szczelinowanie hydrauliczne nie było wówczas znaczącym problemem, szczelinowanie i związane z nim zagrożenia nie zostały uwzględnione. Spis substancji priorytetowych podlega przeglądowi co cztery lata; następny przegląd zostanie przeprowadzony w 2011 r. Dyrektywę tę należy poddać ponownej ocenie pod kątem jej zdolności do skutecznej ochrony wód przed wypadkami i zwykłymi działaniami towarzyszącymi szczelinowaniu hydraulicznemu.

Luka 9 – Obowiązkowość oceny cyklu życia (LCA)

Oceny cyklu życia są aktywnie promowane przez Komisję Europejską, która na swojej stronie internetowej poświęconej cyklowi życia stwierdza:

„Głównym celem rozumowania z uwzględnieniem cyklu życia jest unikanie przenoszenia obciążeń. Oznacza to minimalizację skutków na jednym etapie cyklu życia lub w jednym regionie geograficznym lub w konkretnej kategorii wpływu, a jednocześnie unikanie ich zwiększenia w innych miejscach” [KE LA].

Szczególnie dotyczy to szczelinowania hydraulicznego, w przypadku którego pojawią się poważne skutki w konkretnych regionach geograficznych, przede wszystkim z powodu liczby odwiertów na km² i niezbędnej infrastruktury. Należy rozważyć uwzględnienie analizy kosztów i korzyści jako elementu obowiązkowego, opartego na zakrojonej na szeroką skalę LCA (obejmującej emisje gazów cieplarnianych i zużycie zasobów) w przypadku poszczególnych przedsięwzięć, aby wykazać ogólne korzyści dla społeczeństwa.

5. DOSTĘPNOŚĆ ORAZ ROLA W GOSPODARCE NISKOEMISYJNEJ

NAJWAŻNIEJSZE USTALENIA

- Wiele krajów europejskich posiada zasoby gazu łupkowego, lecz jedynie niewielką ilość występującego tam gazu można przekształcić w rezerwy i ostatecznie wyprodukować.
- Złoża gazu łupkowego rozciągają się na dużych obszarach o niskiej zawartości gazu jako takiego. W związku z tym wskaźnik wydobycia na odwiert jest znacznie niższy niż w przypadku wydobycia konwencjonalnego gazu ziemnego. Eksploatacja gazu ziemnego wymaga wielu odwiertów, co oznacza skutki dla krajobrazu, zużycia wody i ogólnie środowiska naturalnego.
- Wskaźnik spadku wydajności odwiertów gazu łupkowego wynosi aż 85% w pierwszym roku. Typowa produkcja w regionie rośnie szybko, lecz prędko następuje jej spowolnienie. Po kilku latach korzysta się z nowych odwiertów, aby zrównoważyć spadek wydajności odwiertów starszych. W momencie wstrzymania rozwoju nowych odwiertów ogólna produkcja natychmiast spada.
- Nawet intensywna eksploatacja złóż gazu łupkowego w Europie mogłaby w najlepszym razie wnieść jedynie jednocyfrowy wkład procentowy w europejskie dostawy gazu. Nie odwróci stałej tendencji do obniżania się produkcji wewnętrznej i wzrostu uzależnienia od przywozu. Jej wpływ na emisje gazów cieplarnianych w Europie pozostanie niewielki, a nawet nieistotny, a wręcz mógłby być negatywny, jeżeli ze względu na niewłaściwe zachęty i sygnały pominięte zostaną inne, bardziej obiecujące przedsięwzięcia.
- Na szczeblu regionalnym gaz łupkowy mógłby odgrywać bardziej znaczącą rolę, np. w Polsce, która ma bardzo duże zasoby łupkowe i bardzo niewielkie zapotrzebowanie na gaz (~14 bcm/yr), które w 30% jest już zaspokajane za pomocą produkcji krajowej.
- Złoża ropy łupkowej w Basenie Paryskim również zawierają znaczne ilości ropy zamkniętej. Z formacji tej od ponad 50 lat produkuje się ropę. Ponieważ zużywana jest ilość, którą łatwo można wyprodukować, dalsze wydobycie wymagałoby wielu odwiertów poziomych (do co najmniej 6 odwiertów na km²) wykonanych techniką szczelinowania hydraulicznego.

5.1. Wprowadzenie

W niniejszym rozdziale oceniono potencjalne zasoby gazu łupkowego i ropy łupkowej oraz ropy zamkniętej i opisano ich prawdopodobną rolę w europejskim sektorze gazowym. Ponieważ nadal brakuje doświadczeń w zakresie eksploatacji gazu łupkowego w Europie, niniejsze prognostyczne stwierdzenia mają w pewnym stopniu charakter spekulacji.

Aby ograniczyć niepewność do minimum, opisano i przeanalizowano doświadczenia w Stanach Zjednoczonych, aby zrozumieć typowe cechy eksploatacji gazu łupkowego. Na podstawie tych doświadczeń nakreślono hipotetyczny profil produkcji i dostosowano go do sytuacji europejskiej. Chociaż szczegóły ilościowe mogą się różnić, zachowanie jakościowe może pomóc lepiej zrozumieć ewentualną rolę gazu łupkowego.

W pierwszym podrozdziale streszczono najnowszą dostępną ocenę zasobów znajdujących się w złożach gazu łupkowego w Europie. Ocena ta została przeprowadzona przez Agencję Informacyjną ds. Energetyki Stanów Zjednoczonych (Energy Information Administration) [US-EIA, 2011]. Zawiera ona specyfikację niektórych najważniejszych parametrów złóż łupkowych w Stanach Zjednoczonych. W podrozdziale tym przedstawiono również przegląd złóż ropy łupkowej w Europie i historyczną produkcję ropy łupkowej na świecie, z odniesieniami do ropy zamkniętej, ponieważ te dwa rodzaje ropy są często wymieszane. Zwięźle przedstawiono również eksploatację ropy zamkniętej w Basenie Paryskim we Francji.

Ponieważ zrozumienie typowych profili produkcji na polach gazu łupkowego ma zasadnicze znaczenie, streszczeniu analizy najważniejszych zmian w Stanach Zjednoczonych poświęcono osobny podrozdział, w którym przedstawiono również model hipotetycznego rozwoju eksploatacji złóż łupkowych, których typową charakterystyczną cechą jest szybki spadek wydajności poszczególnych odwiertów. W tym przypadku podano również bardziej szczegółową analizę europejskich złóż łupkowych. Wreszcie, wyciągnięto wnioski dotyczące ewentualnej roli produkcji gazu łupkowego w ograniczaniu emisji CO₂.

5.2. Rozmiary i położenie złóż gazu łupkowego i ropy łupkowej w porównaniu ze złożami konwencjonalnymi

5.2.1. Gaz łupkowy

Ocena zasobów europejskich złóż łupkowych

Złoża węglowodorów dzieli się na zasoby i rezerwy. Dalsza klasyfikacja uwzględnia stopień geologicznej pewności formacji (spekulacyjny, możliwy, zasygnalizowany, wnioskowany, zmierzony, potwierdzony) oraz aspekty technologiczne i gospodarcze. Szacunek zasobów ma zazwyczaj znacznie niższą jakość niż szacunek rezerw, ponieważ jest oparty na mniej wiarygodnej analizie danych geologicznych. Chociaż nie jest to obowiązkowe, zasoby są zazwyczaj mierzone w kategoriach faktycznie występującego gazu (GIP), a w przypadku rezerw zakłada się już możliwość pozyskania w zwykłych warunkach technicznych i gospodarczych. Z reguły wydobywa się 80% faktycznie występującego gazu (GIP) na polach gazu konwencjonalnego, chociaż – w zależności od stopnia złożoności geologicznej – odsetek ten może się wahać od 20 do ponad 90%. Wskaźnik wydobywania na polach gazu niekonwencjonalnego jest znacznie niższy. Nie można zatem mylić zasobów gazu łupkowego z rezerwami gazu. Na podstawie dotychczasowych doświadczeń można stwierdzić, że prawdopodobieństwo przekształcenia oszacowanej ilości faktycznie występującego gazu w pozyskiwalne rezerwy gazu w ciągu następnego kilku dziesięcioleci wynosi jedynie 5–30%.

W tabeli 16 przedstawiono produkcję („Produkcja 2009”) i rezerwy gazu konwencjonalnego („Potwierdzone rezerwy gazu konwencjonalnego”). Liczby te porównano z zakładanymi zasobami gazu łupkowego. Dane dotyczące zasobów pochodzą z ostatniej oceny przeprowadzonej przez Agencję Informacyjną ds. Energetyki Stanów Zjednoczonych (Energy Information Agency) [US-EIA, 2011]. Według definicji potwierdzone rezerwy gazu powinny być możliwe do eksploatacji produkcyjnej z wykorzystaniem istniejących lub planowanych odwiertów w obecnych warunkach gospodarczych i technicznych. Faktycznie występujące zasoby gazu łupkowego to wielkości szacunkowe oparte na ogólnych parametrach geologicznych, takich jak zasięg i grubość złoża, porowatość i ilość gazu na jednostkę objętości itd. Częściowo dane te zweryfikowano eksperymentalnie, lecz w większości przypadków są one bardzo przybliżonymi wartościami szacunkowymi. Dane dotyczące zasobów faktycznie występującego gazu przedstawiono w kolumnie czwartej („GIP dla gazu łupkowego”).

Technicznie pozyskiwalne zasoby gazu łupkowego to ilości, które według szacunków można by wyprodukować z zastosowaniem istniejącej technologii pod warunkiem zakrojonej na szeroką skalę eksploatacji pola. Zakładane technicznie pozyskiwalne zasoby gazu łupkowego podzielone przez ilość zasobów faktycznie występującego gazu dają współczynnik pozyskania lub wydajność. Dane te podano w ostatniej kolumnie („Zakładany współczynnik pozyskania”). Agencja Informacyjna ds. Energetyki oszacowała średni współczynnik pozyskania lub wydajność na 25%, co jest stosunkiem między faktycznie występującym gazem a zasobami pozyskiwalnymi technicznie. Pierwotne jednostki używane w Stanach Zjednoczonych przeliczono na jednostki układu SI¹¹.

Tabela 16: Ocena produkcji i rezerw gazu konwencjonalnego w porównaniu z zasobami gazu łupkowego (faktycznie występujący gaz oraz technicznie pozyskiwalne zasoby gazu łupkowego); GIP = faktycznie występujący gaz; bcm = mld m³ (pierwotne dane przeliczono na m³ według przelicznika 1000 Scf = 28,3 m³)

Kraj	Produkcja 2009 (1) [bcm]	Potwierdzone rezerwy gazu konwencjonalnego [bcm] (1)	GIP dla gazu łupkowego [bcm] (2)	Technicznie pozyskiwalne zasoby gazu łupkowego [bcm] (2)	Zakładany współczynnik pozyskania (2)
Francja	0,85	5,7	20 376	5 094	25%
Niemcy (dane za 2010 r.)	15,6 (13,6)	92,4 (81,5)	934	226	24,2%
Holandia	73,3	1390	1868	481	25,7%
Norwegia	103,5	2215	9424	2349	24,9%
Wielka Brytania	59,6	256	2745	566	20,6%
Dania	8,4	79	2604	651	25%
Szwecja	0	0	4641	1160	25%
Polska	4,1	164	22 414	5292	23,6%
Litwa	0,85	0	481	113	23,5%
Ogółem UE-27 i Norwegia	266	4202	65 487	16 470	~25%

Źródło: (2) US-EIA (2011), (1) BP (2010).

Do oceny znaczenia takich szacunkowych zasobów przydatna jest analiza niektórych największych złóż gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych, ponieważ Europa ma jak dotąd niewielkie doświadczenie w zakresie rozwoju eksploatacji gazu łupkowego. Wraz z upływem czasu jedynie część technicznie pozyskiwalnego gazu łupkowego zostanie przekształcona w rezerwy i wyprodukowana, ponieważ istnieją dodatkowe ograniczenia utrudniające dostęp do całych złóż łupkowych.

¹¹Tabelę zawierającą przeliczniki przedstawiono w załączniku.

Dostęp do tych złóż będzie ograniczony np. ukształtowaniem terenu, istnieniem obszarów chronionych (np. zbiorników wody pitnej, schronisk dzikiej przyrody, parków narodowych) lub gęstym zaludnieniem obszarów. Z tego względu poniżej przedstawiono krótkie porównanie z doświadczeniem Stanów Zjednoczonych, co ma zapewnić lepszą wiedzę o ilości pozyskiwalnych zasobów, które mogą zostać ostatecznie wyprodukowane. Częściowo można wyciągnąć wnioski z tendencji historycznych i ich ekstrapolacji, nawet jeśli działalność jeszcze nie została zakończona. Na podstawie doświadczenia Stanów Zjednoczonych można stwierdzić, że w ciągu następnego kilku dziesięcioleci można będzie ostatecznie wyprodukować prawdopodobnie mniej niż 10% faktycznie występującego gazu.

Ocena zasobów w największych złożach gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych oraz najważniejsze parametry

Stany Zjednoczone mają długie doświadczenie w eksploatacji ponad 50 000 odwiertów przez ponad 20 lat. W tabeli 17 przedstawiono najważniejsze parametry największych złóż gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych. Parametrami takimi są powierzchnia, głębokość i grubość złoża łupkowego oraz całkowita zawartość węgla organicznego (TOC). TOC wraz z porowatością skały to miara zawartości gazu w złożu łupkowym. Na podstawie tych danych grupa ALL Consulting oszacowała faktycznie występujący gaz i zasoby pozyskiwalne w Europie. Dane te wraz z szacunkowym wskaźnikiem produkcji na odwiert pochodzą z [ALL consulting, 2008]. Porównano je z ostatnimi zmianami, takimi jak produkcja łączna do 2011 r., oraz wskaźnikiem produkcji na odwiert w 2010 r.

Wskaźnik produkcji na odwiert w 2010 r. (patrz 17, ostatni wiersz) w dużym stopniu zbiega się z prognozami dla przedsięwzięć na terenie złóż łupkowych Barnett i Fayetteville. Wcześniej zagospodarowane złożo łupkowe Antrim wykazuje znacznie niższy wskaźnik produkcji, zaś najpóźniej zagospodarowane złożo Haynesville nadal odnotowuje wyższy wskaźnik. Aspekty te omówiono bardziej szczegółowo w częściach następnych.

Tabela 17: Ocena rozwoju eksploatacji największych złóż gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych (pierwotne dane przeliczono według przeliczników: 1000 Scf = 28,3 m³ i 1 m = 3 ft)

Złoże gazu łupkowego	Jednostki	Antrim	Barnett	Fayetteville	Haynesville
Szacowana powierzchnia	km ²	30 000	13 000	23 000	23 000
Głębokość	km	0,2–0,7	2,1–2,8	0,3–2,3	3,5–4,5
Grubość netto	m	4–25	30–200	7–70	70–100
TOC	%	1–20	4,5	4–9,8	0,5–4
Porowatość całkowita	%	9	4–5	2–8	8–9
Faktycznie występujący gaz	mln m ³ /km ²	70	720	65	880
Faktycznie występujący gaz	Tm ³	2,2	9,3	1,5	20,3
Zasoby pozyskiwalne	Tm ³	0,57	1,2	1,2	7,1
Wydajność	%	26%	13%	80%	35%
Produkcja łączna (styczeń 2011 r.)	Tm ³	0,08	0,244	0,05	0,05
Szacowany wskaźnik produkcji (2008 r.)	1000 m ³ /dzień/odw iert	3,5–5,7	9,6	15	18–51
Rzeczywisty wskaźnik produkcji gazu w 2010 r.	1000 m ³ /dzień/odw iert	~1	9,5	21,8	~90

Źródło: Arthur (2008).

Łączna produkcja z tych złóż łupkowych i ich tendencje historyczne wskazują, czy realistycznie można zakładać, że ich ekstrapolacja będzie zbliżona do szacowanych zasobów pozyskiwalnych. Na pierwszy rzut oka po prawie 30 latach eksploatacji złoża łupkowego Antrim produkcja wynosi jedynie 14% pozyskiwalnych zasobów lub 3,5% faktycznie występującego gazu, chociaż maksimum produkcji z tego pola zostało osiągnięte już w 1998 r. Oczywiście jest, że nadal można oczekiwać jedynie marginalnego dodatkowego wkładu, ponieważ produkcja obniża się od 10 lat o 4–5% rocznie. Nawet złożo łupkowe Barnett osiągnęło maksymalną produkcję na początku 2010 r. [Laherrere, 2011], kiedy to produkcja wyniosła 20% zasobów pozyskiwalnych lub 2,5% faktycznie występującego gazu. Wydaje się, że złożo łupkowe Fayetteville osiągnęło maksimum w grudniu 2010 r. (patrz rys. 9), kiedy to produkcja wyniosła około 4% zasobów pozyskiwalnych lub 3% faktycznie występującego gazu.

Tylko w przypadku Haynesville, ostatniego złoża znajdującego się na etapie rozwoju eksploatacji, odnotowano ciągły wzrost produkcji po 2 latach jego eksploatacji. Obecnie ze złoża tego wydobyto mniej niż 0,1% zasobów pozyskiwalnych lub 0,02% faktycznie występującego gazu.

Na tej podstawie wydaje się, że ilość faktycznie występującego gazu wyprodukowana ze złoża Antrim wyniesie mniej niż 5%, a w przypadku złóż Barnett i Fayetteville będzie to około 5–6%. Jedynie w przypadku złoża Haynesville może nastąpić dalszy wzrost produkcji, co spowoduje wzrost wskaźnika wydobywania – w tym momencie jest jednak zbyt wcześnie na wyciąganie ostatecznych wniosków.

5.2.2. Ropa łupkowa i ropa zamknięta

Przedstawiona powyżej geologiczna historia złóż gazu łupkowego dotyczy również początków wydobywania ropy łupkowej z tą różnicą, że węglowodory ze złóż ropy łupkowej są na etapie rozwoju węglowodorów nienasyconych zwanych kerogenem. Przekształcenie kerogenu w ropę wymaga jego podgrzania do 350–450°C. Geologowie nazywają ten przedział temperaturowy „oknem powstawania ropy” (ang. „oil window”). Stan rozwoju skały macierzystej stanowi o składzie materii organicznej i zawartości kerogenu, a nawet ropy naftowej, która jest ostatecznym produktem procesu podgrzewania. W związku z tym każde złożo ropy łupkowej może mieć swoiste cechy, które mają wpływ na jej właściwości produkcyjne. W większości przypadków wczesny etap rozwoju złóż łupkowych wymaga bardzo dużych nakładów energetycznych, ekonomicznych i technologicznych, które powodują skutki uboczne dla środowiska naturalnego, aby przekształcić kerogen w ropę naftową za pomocą podgrzewania.

Ogólnie zasoby łupkowe są ogromne, a w skali światowej prawdopodobnie przekraczają rezerwy ropy konwencjonalnej. Szacunkowe ilości zasobów w Europie przedstawiono w tabeli 18. Złóża ropy łupkowej są eksploatowane od dziesięcioleci, a czasami od stuleci. Ze względu na niewielką wydajność złoża te jednak nigdy nie pełniły istotnej roli, a ich eksploatację wstrzymywano, gdy pojawiały się lepsze alternatywy. W związku z tym szacunkowe ilości zasobów są jedynie przybliżoną miarą ich występowania. Obecnie tylko Estonia produkuje ropę z ropy łupkowej, a wskaźnik produkcji wynosi 350 kt rocznie [WEC, 2010].

Tabela 18: Szacunkowe ilości zasobów ropy łupkowej w Europie (w Mt)

Kraj	Faktycznie występujące zasoby (WEC, 2010) [Gb]	Faktycznie występujące zasoby (WEC, 2010) [Mt]
Austria	0,008	1
Bułgaria	0,125	18
Estonia	16,286	2494
Francja	7	1002
Niemcy	2	286
Węgry	0,056	8
Włochy	73	10 446
Luksemburg	0,675	97
Polska	0,048	7
Hiszpania	0,28	40
Szwecja	6,114	875
Wielka Brytania	3,5	501
UE	109,1	15 775

Źródło: [WEC, 2010].

Dane dotyczące zasobów ropy zamkniętej są bardzo niepewne, a często nie istnieją, ponieważ są zawarte w statystykach dotyczących ropy konwencjonalnej. Również złoża ropy łupkowej bogate w kerogen są wymieszane z występującymi między nimi porami i warstwami ropy naftowej o niewielkiej przepuszczalności. Mieszanina ta zależy od tego, czy w swojej historii geologicznej część kerogenu w skale macierzystej osiągnęła wyżej wspomniany przedział temperaturowy („okno powstawania ropy”). Wydobycie tego rodzaju ropy należy do kategorii produkcji ropy zamkniętej, chociaż odbywa się pomiędzy złożami ropy łupkowej. Na przykład w Basenie Paryskim występują znaczne złoża ropy łupkowej.

Przedsięwzięcia, które obecnie mają znaczenie, koncentrują się jednak na wydobyciu ropy zamkniętej w tych złożach łupkowych [Leteurtrois i in., 2011].

Basen Paryski położony jest pod Paryżem we Francji i w jego okolicach, ma mniej więcej kształt owalny i długość 500 km ze wschodu na zachód i 300 km z północy na południe. Jego całkowita powierzchnia wynosi około 140 000 km² [Raestadt, 2004]. Na wschodzie basenu warstwy nośne są położone bliżej powierzchni [Leteurtrois i in., 2011]. Pierwszy odwiert wykonano w 1923 r. W latach 50. i 60. XX w. wzrosło zainteresowanie przedsiębiorstw naftowych i dokonano wielu odwiertów badawczych, odkryto kilka mniejszych pól, lecz jedynie około 3% tych wczesnych odwiertów doczekało się eksploatacji komercyjnej [Kohl, 2009]. Drugi szybki rozwój nastąpił w latach 80. po dwóch wstrząsach cen ropy, gdy wzdłuż Champs-Élysées przeprowadzono badania sejsmiczne i oceniono strukturę geologiczną również pod Paryżem. W tym czasie odkryto również kilka większych pól ropy konwencjonalnej. Ogółem od 1950 r. z ponad 800 odwiertów w rejonie tego basenu wydobyto około 240 Mb ropy. Cały ten rozwój polegał na wydobyciu ropy konwencjonalnej bez zastosowania szczelinowania hydraulicznego.

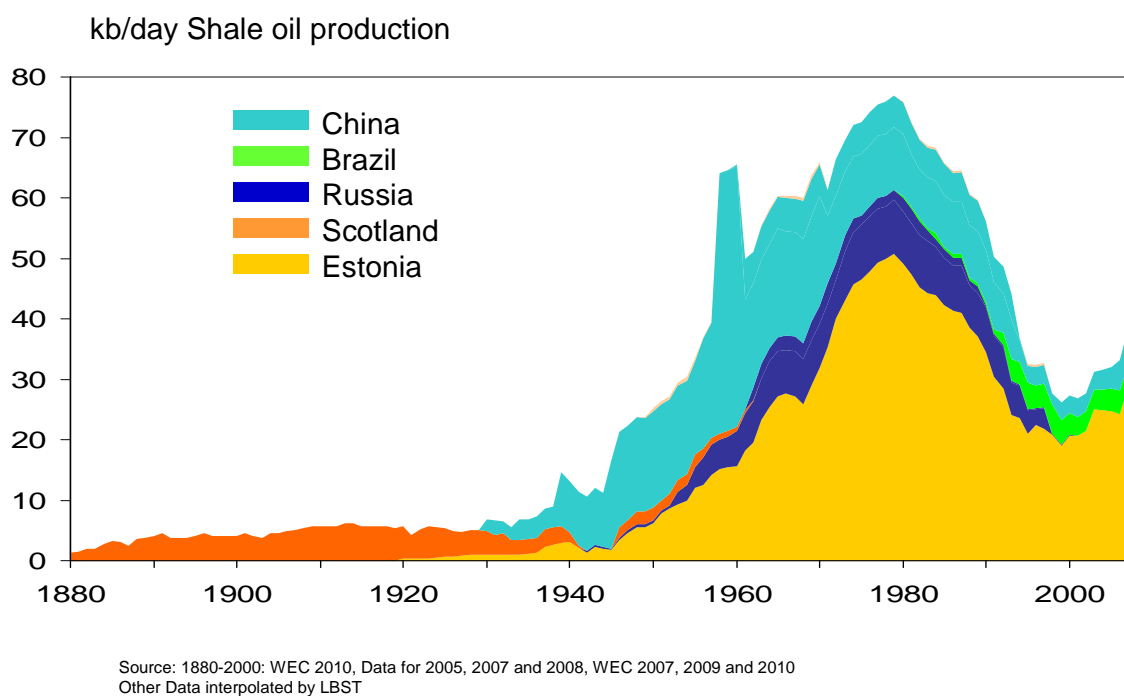
Ostatnio wzrosło zainteresowanie, gdy niewielkie przedsiębiorstwo, Treador, po analizie starych protokołów badań ogłosiło pierwsze szacunki dotyczące możliwości istnienia basenu bogatego w ropę, rozciągającego się od regionów położonych na południu Paryża do regionu winnego Szampania. Przedsiębiorstwo Treador skoncentrowało swoją działalność na Francji i utworzyło partnerstwo z Hess Corp. w celu eksploatacji złoża łupkowego [Schaefer, 2010]. Planuje się, że szczelinowanie hydrauliczne będzie odgrywać istotną rolę w eksploatacji basenu i wydobyciu ropy. W formacji znajduje się podobno do 65 gigabaryłek (Gb) ropy lub nawet więcej [Kohl, 2009]. Liczby te nie zostały jednak potwierdzone niezależnie, w związku z tym należy traktować je z dozą ostrożności.

Należy zauważyć, że u podstaw ważnych planów rozwoju ukierunkowanych na ogromne możliwe zasoby zawsze leżą interesy komercyjne, w związku z czym należy je oceniać bardzo ostrożnie. Liczby dotyczące zasobów są przeszacowane i nie odzwierciedlają problemów, które mogą utrudniać ewentualne wydobycie. Obecnie prawie niemożliwe jest zgromadzenie wystarczających informacji pozwalających na ocenę faktycznych rozmiarów i możliwości produkcyjnych tego złoża łupkowego, ponieważ w literaturze pojawiają się zarówno entuzjastyczne [Schaefer, 2010], jak i sceptyczne [Kohl, 2009] uwagi. Nowością w basenie mogą być dokonywane na szeroką skalę odwierty poziome z zastosowaniem szczelinowania hydraulicznego. Szacuje się, że na km² przypada około 5 Mb faktycznie występującej ropy, która mogłaby być eksploatowana za pomocą odwiertów poziomych. Optymistycznie uważa się, że typowy wskaźnik produkcji na odwiert osiągnie 400 baryłek dziennie w pierwszym miesiącu produkcji, a następnie co roku będzie następował spadek o 50% [Schaefer, 2010].

Stosunkowo podobną, chociaż pod niektórymi względami inną formacją jest złożo łupkowe Bakken w Stanach Zjednoczonych, gdzie produkowana jest ropa zamknięta w formacji ropy łupkowej.

Rys. 6 przedstawia historyczny rozwój produkcji ropy łupkowej na świecie od 1880 r. We Francji ropa łupkowa była produkowana już od 1930 r. Jej produkcji zaprzestano w 1959 r. [Laherrere, 2011]. Ilość wydobytej ropy jest jednak zbyt mała, aby mogła być widoczna na rysunku. Na rysunku złoża łupkowe przeliczono na ropę łupkową przy założeniu, że zawartość ropy wynosi 100 l lub 0,09 tony ropy na złożo.

Rys. 8: Światowa produkcja ropy łupkowej; pierwotne jednostki przeliczono przy założeniu, że 1 tona złoża ropy łupkowej równa się 100 l ropy łupkowej



Źródło: [WEC, 2007, 2009, 2010], niektóre dane dotyczące lat 2001–2005 i 2007 są danymi szacunkowymi LBST.

5.3. Analiza pól produkcji gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych

5.3.1. Wskaźnik produkcji w pierwszym miesiącu

Wspólnymi cechami złóż gazu łupkowego są:

- niewielka przepuszczalność (setki tysięcy razy mniejsza niż w przypadku pól konwencjonalnych [Total, 2011]),
- niska zawartość samego gazu na jednostkę objętości oraz
- ogromna powierzchnia, na której występują łupki.

Odwierców dokonuje się w głąb złoża łupkowego zawierającego gaz. Aby zwiększyć powierzchnię kontaktu między porami zawierającymi gaz a odwiercem, za pomocą szczelinowania hydraulicznego tworzy się różne szczeliny. Całkowita dostępna ilość jest jednak niewielka w porównaniu z konwencjonalnymi odwiercami.

W związku z tym początkowy wskaźnik produkcji jest bardzo niski w porównaniu z odwiercami na polach gazu konwencjonalnego. Ponadto przedsiębiorstwa dążą do zagospodarowania w pierwszej kolejności najbardziej obiecujących obszarów złóż łupkowych.

Na przykład w pierwszym pełnym miesiącu eksploatacji wczesne odwierty pionowe w złożu łupkowym Barnett produkowały typowo 700 000 m³ (25 MMcf) miesięcznie. W przypadku najpóźniej zagospodarowanych odwiertów ilość ta zmniejszyła się do około 400 000 m³ (15 MMcf) miesięcznie [Charpentier, 2010].

Ostatnie badanie przeprowadzone przez USGS (amerykańską agencję zajmującą się badaniami geologicznymi) potwierdza, że w pierwszym pełnym miesiącu eksploatacji odwiertów pionowych średnia produkcja wszystkich zbadanych odwiertów jest niższa niż 700 000 m³ miesięcznie. Jedynym wyjątkiem jest złożo łupkowe Bossier, które wykazało czterokrotnie wyższy początkowy wskaźnik produkcji (2,8 mln m³ miesięcznie). Jego eksploatacja rozpoczęła się jednak już 40 lat temu, co potwierdza początkowy rozwój eksploatacji najbardziej produktywnych pól.

Odwierty poziome wykazują średnio wyższy początkowy wskaźnik produkcji. W przypadku złoża łupkowego Barnett lub Fayetteville wynosi on 1,4 mln m³ miesięcznie (50 MMcf). Jedynie najpóźniej zagospodarowane złożo Haynesville wykazuje niezwykle wysoki początkowy wskaźnik produkcji wynoszący 7–8 mln m³ miesięcznie (~260 MMcf). Tego wyższego początkowego wskaźnika produkcji oczekiwano już jednak wcześniej ze względu na parametry geologiczne tego złoża (patrz tabela 17).

5.3.2. Typowe profile produkcji

Początkowe ciśnienie po szczelinowaniu znacznie przewyższa naturalne ciśnienie w złożu. Po szczelinowaniu ciśnienie jest zmniejszane. Skutkuje to szybkim wypływem zużytej wody (wody szczelinującej), która zawiera wszystkie ruchome składniki i zanieczyszczenia złoża, w tym sam gaz ziemny. Ze względu na szybkie tempo przepływu w porównaniu z rozmiarami złoża ciśnienie w złożu bardzo szybko się obniża. Skutkuje to gwałtownym spadkiem jakości produkcji. Pola gazu konwencjonalnego wykazują tempo obniżania produkcji rzędu kilku procent rocznie, natomiast produkcja ze złóż gazu łupkowego zmniejsza się o kilka procent miesięcznie. Historyczna analiza niektórych złóż łupkowych w Stanach Zjednoczonych pokazuje, że początkowy wskaźnik produkcji jest znacznie mniejszy, a późniejsze tempo jej obniżania się jest znacznie gwałtowniejsze niż w przypadku pól konwencjonalnych. Z reguły produkcja obniża się w tempie 50, 60 lub nawet więcej procent w ciągu pierwszego roku [Cook, 2010]. Doświadczenie pokazuje, że na ostatnim zagospodarowanym złożu łupkowym, Haynesville, produkcja obniżała się o 85% w pierwszym roku i o 40% w drugim roku. Nawet po dziewięciu latach produkcja nadal obniża się o 9% [Goodrich, 2010]. Wydaje się, że przedsiębiorstwa w Haynesville usiłują w pewien sposób zoptymalizować produkcję, aby jak najszybciej wydobyć gaz.

5.3.3. Szacunkowa ostatecznie pozyskana ilość (EUR) na odwiert

Statystyczna analiza profili produkcji umożliwia obliczenie szacunkowej ostatecznie pozyskanej ilości na odwiert, co pozwala na porównanie różnych złóż łupkowych. Szacunkowa ostatecznie pozyskana ilość z początkowych odwiertów pionowych w złożu łupkowym Barnett wynosi około 30 mln m³. Ilość ta jest dwukrotnie wyższa w przypadku nowych odwiertów i wynosi 60 mln m³ dla odwiertów zarówno pionowych, jak i poziomych. Większość innych formacji łupkowych (Fayetteville, Nancos, Woodford, basen Arkoma) daje znacznie mniejsze ilości gazu, zbliżone do poziomu 30 mln m³ lub mniejsze. Jedynie we wczesnie zagospodarowanym złożu łupkowym Bossier ostateczna produkcja gazu z pojedynczych odwiertów wyniosła do 90 mln m³. W przypadku złoża łupkowego szacunkowa ostatecznie pozyskana ilość pozostaje pomiędzy tymi wartościami i wynosi średnio 75 mln m³ na odwiert [Cook, 2010].

5.3.4. Kilka przykładów w Stanach Zjednoczonych

Złoże łupkowe Antrim w Michigan znajduje się jedynie kilkaset metrów pod powierzchnią. Dlatego jego eksploatacja rozpoczęła się wcześniej i szybko dodawane były nowe odwierty. W 1998 r. osiągnęło ono maksymalną produkcję. Następnie produkcja zaczęła spadać o 4–4,5% rocznie, chociaż obecnie nadal powstają nowe odwierty.

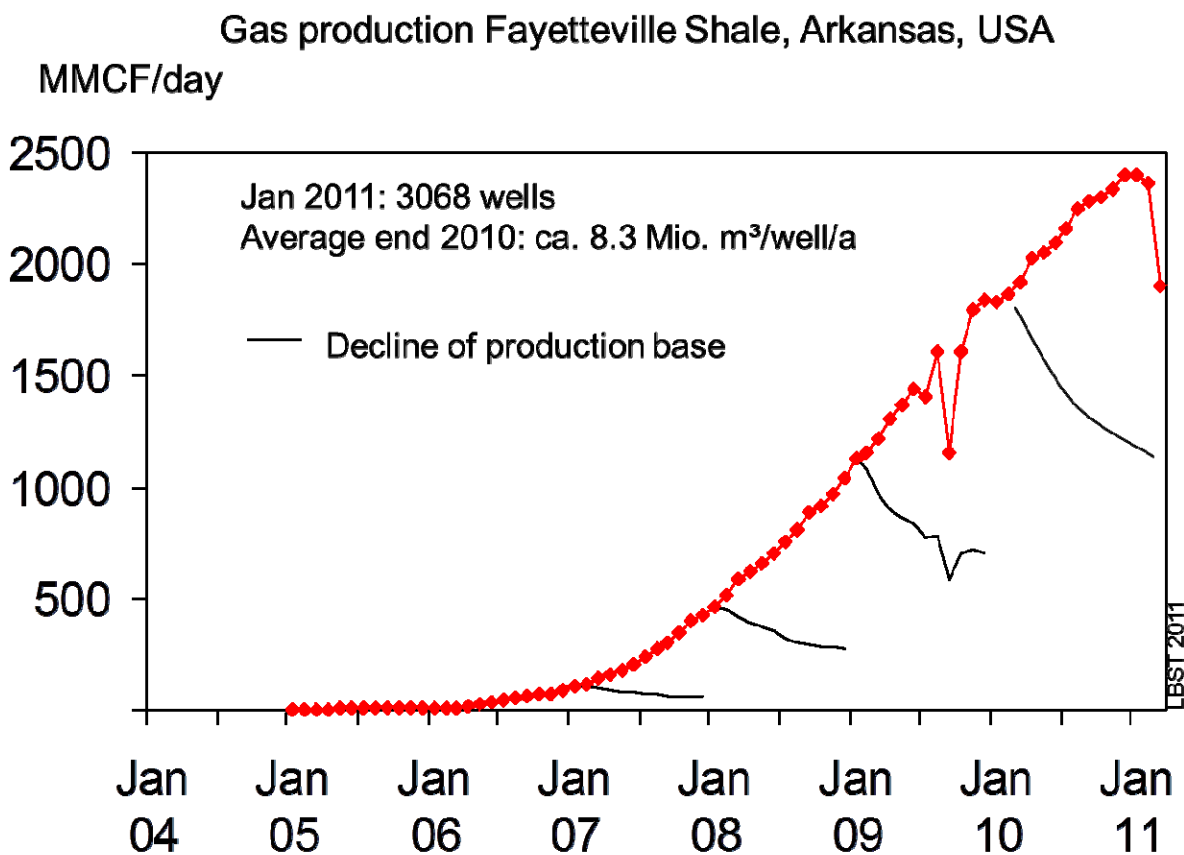
Równoległe z przyjęciem ustawy o czystej energii przez parlament Stanów Zjednoczonych w 2005 r., która wyłączyła odwierty węglowodorów z ograniczeń ustawy o bezpieczeństwie wody pitnej z 1974 r., zwiększyła się eksploatacja złoża Barnett. W ciągu pięciu lat produkcja wzrosła tam do 51 mln m³ gazu pozyskiwanego z prawie 15 000 odwiertów w 2010 r. Średnio zagospodarowuje się 13 000 km² pola, na którym dokonuje się 1 odwiert na km², chociaż na obszarach o znacznym potencjale dokonuje się ponad 5 odwiertów na km². Ze względu na szybki rozwój eksploatacji pole to osiągnęło maksymalną produkcję w 2010 r.

Wykonanie ponad 2000 dodatkowych odwiertów w 2010 r. nie mogło zapobiec spadkowi produkcji. Pod koniec 2010 r. typowy wskaźnik produkcji na odwiert wynosił 3,4 mln m³ rocznie.

Od 2005 r. następował rozwój eksploatacji również złoża łupkowego Fayetteville. Chociaż ma ono mniejsze rozmiary i mniejszą wydajność, charakteryzuje się typowym profilem produkcji, który przedstawiono na rys. 9. Linie czarne przedstawiają spadek produkcji bazowej, jeśli w ciągu lat nie dokonano by nowych odwiertów.

Łączny spadek produkcji bazowej odzwierciedla wysoki wskaźnik spadku, który w Fayetteville wynosi 5% miesięcznie. Ostre spadki we wrześniu 2009 r. i marcu 2011 r. wynikają z zamknięcia odwiertów w jednej części pola z powodu poważnych ograniczeń związanych z pogodą. Z analizy profilów poszczególnych odwiertów można wywnioskować, że złożo Fayetteville osiągnęło już maksymalną produkcję w grudniu 2010 r. Średni wskaźnik produkcji pod koniec 2010 r. wynosił około 8 mln m³ rocznie na odwiert.

Rys. 9: Produkcja gazu ze złoża łupkowego Fayetteville w Arkansas



Data: State of Arkansas, Oil and Gas Commission, May 2011
<http://www.aogc.state.ar.us/Fayprodinfo.htm>

Źródło: źródło własne w oparciu o [Arkansas, 2009].

W 1993 r. Chesapeake, niewielka spółka o obrotach wynoszących 13 mln dolarów, rozwinęła się głównie dzięki eksploatacji złoża Fayetteville [Chesapeake, 2010]. Dzięki rozkwitowi sektora gazu łupkowego jej obroty wzrosły do ponad 5 mld dolarów do 2009 r. W ubiegłym roku sprzedała wszystkie aktywa w złożu łupkowym Fayetteville za 5 mln dolarów spółce BHP Billiton [Chon, 2011].

Najnowszym eksploatowanym polem jest Haynesville. W 2010 r. stało się ono największym pod względem produkcji polem gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych, większym niż złoża Barnett. Szybki wzrost produkcji jest głównie spowodowany wyższymi początkowymi wskaźnikami produkcji wynoszącymi 7–8 mln m³ na odwiert w pierwszym miesiącu. Oczekiwano tego wyższego wskaźnika produkcji ze względu na inne parametry geologiczne tego pola w połączeniu ze strategią jak najszybszego wydobycia gazu. Jak już wspomniano, później nastąpił spadek na niespotykaną wcześniej skalę, który wyniósł 85% w pierwszym roku.

5.3.5. Najważniejsze parametry największych europejskich złóż gazu łupkowego.

W tabeli 19 określono najważniejsze parametry największych europejskich złóż gazu łupkowego. Zbadany potencjalny obszar jest znacznie mniejszy niż całkowity obszar złóż łupkowych, ponieważ zastosowano już określone kryteria wykluczenia. Należy o tym pamiętać w przypadku porównania ilości faktycznie występującego gazu na daną powierzchnię z danymi w tabeli 17, gdzie do porównania wykorzystano cały zasięg złóż łupkowych. Faktycznie występujący gaz (GIP) na km² jest miarą ilości gazu, który można by wyprodukować z pojedynczego odwiertu.

Całkowita zawartość węgla organicznego (TOC) jest miarą zawartości gazu w złożu łupkowym, istotną dla oszacowania zasobów. Wraz z grubością warstwy stanowi ona również o wyborze odwiertów pionowych lub poziomych, ich zasięgu i optymalnym zagęszczeniu odwiertów.

Biorąc pod uwagę te parametry, środkowoeuropejskie złoża łupkowe w Polsce wydają się najbardziej obiecującymi złożami łupkowymi europejskimi, w których znajdują się największe ilości faktycznie występującego gazu. Inne złoża łupkowe są mniej produktywnie, chociaż ich zasięg jest znacznie większy. Oznacza to, że konkretne nakłady produkcyjne w przypadku tego gazu znacznie się zwiększają i wiążą się ze skutkami dla użytkowania gruntów, zapotrzebowania na wodę itd.

Biorąc te aspekty pod uwagę, można stwierdzić, że bardzo prawdopodobne jest, iż prawie wszystkie europejskie złoża łupkowe z wyjątkiem Polski i ewentualnie Skandynawii wykazują wskaźniki wydobycia i rezerwy porównywalne ze złożem Fayetteville lub Barnett w Stanach Zjednoczonych, a nawet mniejsze.

Tabela 19: Ocena najważniejszych parametrów największych europejskich złóż gazu łupkowego (pierwotne dane przeliczono na jednostki układu SI i zaokrąglono)

Region	Basen/złoże	Potencjalna powierzchnia (km ²)	Grubość netto (m)	TOC (%)	GIP (mln m ³ /km ²) (2)
Polska	Bałtyk	8846	95	4	1600
Polska	Lublin	11 660	70	1,5	900
Polska	Podlasie	1325	90	6	1600
Francja	Paryż	17 940	35	4	300
Francja	Południowy wschód	16 900	30	3,5	300
Francja	Południowy wschód	17 800	47	2,5	630
Europa Środkowa	Posidonia	2650	30	5,7	365
Europa Środkowa	Namurian	3969	37	3,5	600
Europa Środkowa	Wealden	1810	23	4,5	290
Skandynawia	Alum	38 221	50	10	850
Wielka Brytania	Bowland	9822	45	5,8	530
Wielka Brytania	Liassic	160	38	2,4	500

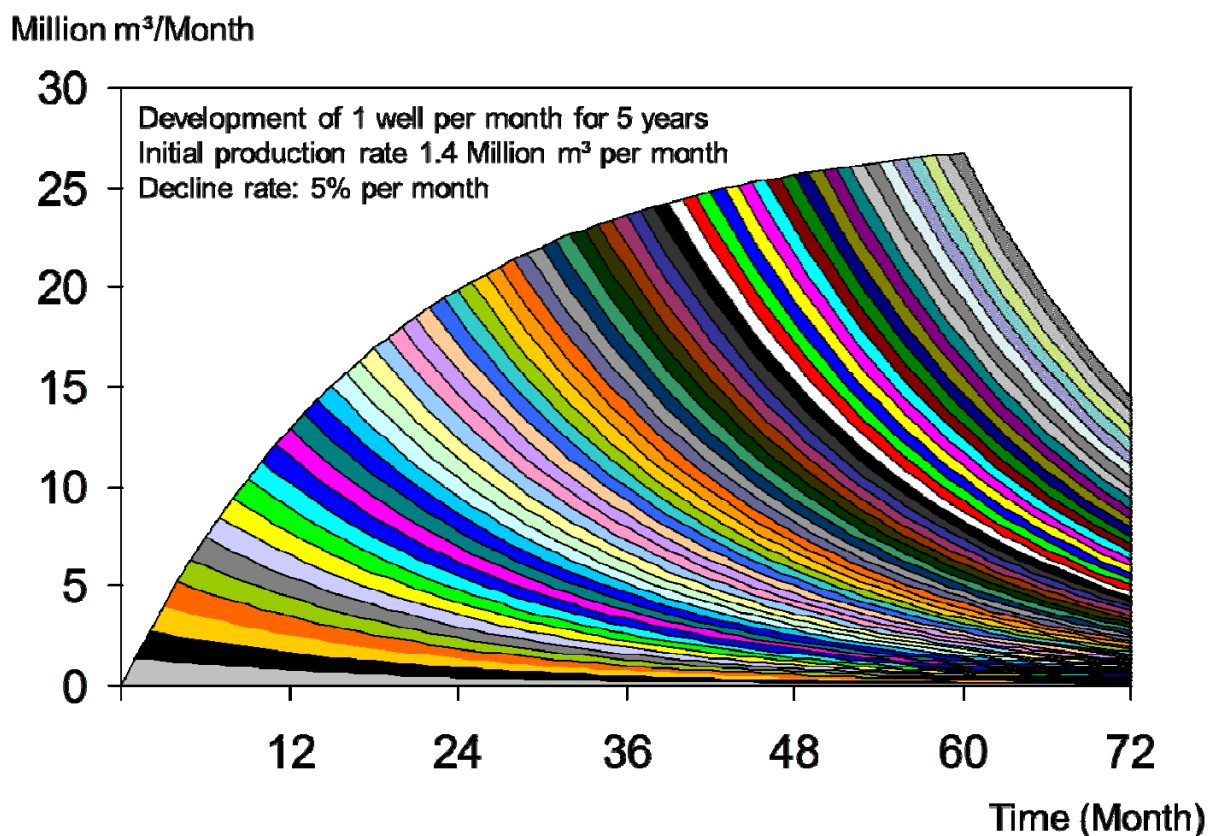
Źródło: US-EIA (2011).

5.3.6. Hipotetyczny rozwój eksploatacji pola

Główną cechą odróżniającą produkcję gazu łupkowego od produkcji gazu konwencjonalnego jest gwałtowny spadek produkcji poszczególnych odwiertów. Hipotetyczny rozwój eksploatacji złoża łupkowego można określić poprzez dodanie wielu identycznych profili produkcji. Rys. 10 przedstawia wyniki obliczeń dokonanych dla takiego scenariusza poprzez zsumowanie profili produkcji z jednego złoża oraz jednego nowego odwiertu przyłączanego co miesiąc. Zakłada się, że dane te są podobne do danych dotyczących złoża łupkowego Barnett o typowej produkcji w pierwszym miesiącu wynoszącej 1,4 mln m³ i jej spadku o 5% miesięcznie. Po 5 latach połączonych jest 60 odwiertów, które produkują około 27 mln m³ miesięcznie lub 325 mln m³ rocznie. Z powodu gwałtownego spadku produktywności odwiertów średni wskaźnik produkcji na odwiert zmniejsza się o 5 mln m³ na odwiert rocznie po 5 latach.

Ten scenariusz rozwoju wykorzystano poniżej do oszacowania wpływu produkcji gazu łupkowego na europejski rynek gazu.

Rys. 10: Typowy rozwój eksploatacji złoża łupkowego poprzez stałe dodawanie jednego nowego odwiertu miesięcznie



Źródło: źródło własne.

5.4. Rola wydobycia gazu łupkowego w przechodzeniu na gospodarkę niskoemisyjną i długoterminowym ograniczeniu emisji CO₂

5.4.1. Produkcja gazu konwencjonalnego w Europie

Produkcja gazu ziemnego w UE była najwyższa w 1996 r., kiedy to wskaźnik produkcji wynosił 235 bcm rocznie. W 2009 r. produkcja była już niższa o 27% i wynosiła 171 bcm rocznie. Równocześnie zużycie wzrosło z 409 bcm w 1996 r. do 460 bcm w 2009 r., czyli o 12%. W związku z tym udział produkcji wewnętrznej zmniejszył się z 57% do 37%.

Z uwzględnieniem również Norwegii maksymalna produkcja przypadła na 2004 r., kiedy to wyniosła 306 bcm rocznie, a następnie obniżyła się do 275 bcm rocznie w 2009 r. (-11%). Przywóz spoza UE lub Norwegii wzrósł z 37% w 2004 r. do 40% w 2009 r. [BP, 2010].

Ostatnia prognoza w sprawie sytuacji energetycznej na świecie przygotowana przez Międzynarodową Agencję Energetyczną przewiduje dalszy spadek produkcji do poziomu poniżej 90 bcm rocznie lub, z uwzględnieniem Norwegii, do 127 bcm rocznie.

Oczekuje się, że zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie nadal wzrastać o 0,7% rocznie i w 2035 r. wyniesie 667 bcm [WEO, 2011]. Różnica między zapotrzebowaniem a zmniejszającą się podażą wewnętrzną nieuchronnie powiększa się, co zmusi UE do zwiększenia przywozu do ponad 400 bcm rocznie w 2035 r., co oznacza, że jego udział wyniesie 60%.

5.4.2. Prawdopodobne znaczenie produkcji gazu niekonwencjonalnego dla europejskich dostaw gazu

Specjalne wydanie prognozy w sprawie sytuacji energetycznej na świecie (WEO) przygotowanej przez MAE koncentruje się na roli, którą odegrać może niekonwencjonalny gaz ziemny. Eksploatacja zasobów niekonwencjonalnego gazu ziemnego w Europie będzie prawdopodobnie prowadzona przede wszystkim przez Polskę, która powinna posiadać od 1,4 do 5,3 Tcm gazu łupkowego [WEO, 2011], głównie na północy. Do połowy 2011 r. Polska przyznała już 86 licencji na poszukiwanie gazu niekonwencjonalnego.

W WEO 2011 wskazano jednak kilka przeszkód, które trzeba pokonać: „Ze względu na stosunkowo dużą liczbę odwiertów, które trzeba wykonać, uzyskanie zgody od władz i społeczności lokalnych może nie być łatwe. Oczyszczanie i unieszkodliwianie dużych ilości zużytej wody także może dodatkowo komplikować przedsięwzięcia. Ponadto dostęp osób trzecich do infrastruktury rurociągów będzie wymagać reformy polityki wewnętrznej”. Potencjał jest jednak uważany za duży: „Mimo barier technicznych, środowiskowych i prawnych gaz łupkowy może radykalnie zmienić polski krajobraz energetyczny” [WEO, 2011].

Pomimo tych uwag, w sprawozdaniu przewiduje się jedynie marginalny wpływ na produkcję gazu łupkowego w Europie. Średni spadek wewnętrznej produkcji gazu, w tym konwencjonalnego i niekonwencjonalnego, szacowany jest na 1,4% rocznie.

Poniższy podstawowy scenariusz oparty na omówionych profilach produkcji nakreśla wielkość nakładów potrzebnych do przekształcenia ewentualnych zasobów gazu łupkowego w produkcję. Przedstawia on również maksymalny wpływ odwiertów, które można by wykonać w złożach łupkowych. Wzmacnia to twierdzenie, że gaz niekonwencjonalny prawdopodobnie nie będzie mógł odwrócić spadkowej tendencji, jeśli chodzi o europejską produkcję gazu.

W Europie dostępnych jest około 100 wiertnic [Thornhäuser, 2010]. Zakładany średni czas wykonania jednego odwiertu wynoszący 3 miesiące umożliwiłby wykonanie w Europie maksymalnie 400 odwiertów rocznie. Oznaczałoby to, że wszystkie wiertnice używane byłyby wyłącznie do wykonywania odwiertów w złożach gazu łupkowego, z tym że nie wszystkie z nich nadają się do tego celu, a inne odwierty byłyby nadal eksploatowane. Ponadto zakładając, że wskaźnik produkcji w pierwszym miesiącu wyniósłby 1,4 mln m³, po 5 latach wykonano by 2000 odwiertów, których łączna produkcja wynosiłaby 900 mln m³ miesięcznie lub 11 mld m³ rocznie. Profil produkcji wyglądałby podobnie jak profil przedstawiony na rys. 9, z tym że jego skala byłaby dostosowana do większej liczby odwiertów. W ciągu następnego dziesięciolecia produkcja tych odwiertów stanowiłaby mniej niż 5% europejskiej produkcji gazu lub 2–3% zapotrzebowania na gaz. Nawet takie tempo dalszego rozwoju eksploatacji (400 dodatkowych odwiertów rocznie) spowodowałoby jedynie marginalny dodatkowy wzrost produkcji, ponieważ w ciągu roku nastąpiłby gwałtowny jej spadek o prawie 50%, jeżeli wstrzymano by wykonywanie nowych odwiertów.

5.4.3. Rola produkcji gazu łupkowego w długoterminowym ograniczeniu emisji CO₂

Z uwagi na połączenie wszystkich omówionych powyżej aspektów technicznych, geologicznych oraz środowiskowych prawie niemożliwe jest, aby nawet bardzo intensywna eksploatacja złóż gazu łupkowego mogła wywrzeć istotny wpływ na przyszłe emisje CO₂ w Europie.

Jak już wspomniano wcześniej, powodzenie produkcji gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych było częściowo możliwe dzięki obniżeniu ograniczeń związanych z ochroną środowiska naturalnego za pomocą ustawy o czystej energii w 2005 r. Nawet przy tej intensywnej i taniej eksploatacji wkład kilkudziesięciu tysięcy odwiertów w produkcję gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych wyniósł jedynie 10%.

Tymczasem szczelinowanie hydrauliczne jest omawiane w Stanach Zjednoczonych jako kwestia kontrowersyjna. Ograniczenia środowiskowe mogą bardzo szybko ograniczyć dalszy rozwój eksploatacji, jak opisano to w analizie sektora przygotowanej przez Ernst&Young: „Głównym czynnikiem, który może zahamować prognozowany wzrost produkcji gazu łupkowego, są nowe przepisy dotyczące ochrony środowiska naturalnego” oraz: „Agencja Ochrony Środowiska Naturalnego Stanów Zjednoczonych prowadzi obecnie całościową analizę wpływu szczelinowania hydraulicznego na jakość wody i zdrowie publiczne. Inwestycje w rozwój eksploatacji gazu łupkowego mogą się zakończyć, jeżeli szczelinowanie hydrauliczne zostanie zakazane prawnie lub znacznie ograniczone w związku z ustaleniami dokonanymi podczas tej analizy” [Ernst&Young, 2010].

Intensywny rozwój produkcji gazu łupkowego w Europie mógłby skutkować tylko kilkuprocentowym wkładem w europejską produkcję gazu. Ze względu na długi czas wprowadzania bardzo prawdopodobne jest, że w ciągu następnego 5–10 lat produkcja pozostanie na prawie nic nieznaczącym poziomie.

Stwierdzenia te nie świadczą jednak o tym, że na szczeblu regionalnym można by produkować określoną istotną ilość gazu.

Przy założeniu, że ograniczenia środowiskowe zwiększają koszty i zmniejszają tempo rozwoju, produkcja gazu łupkowego w Europie pozostanie prawie marginalna.

Europejska produkcja gazu maleje od kilku lat. Spadku tego nie powstrzyma eksploatacja gazu niekonwencjonalnego. Nawet w analizach sektorowych uznaje się, że wzrost wkładu produkcji gazu łupkowego w europejskie dostawy gazu jest bardzo powolny i nie przekracza kilku procent zapotrzebowania [Korn, 2010].

W związku z tym produkcja gazu niekonwencjonalnego w Europie nie będzie miała potencjału, aby zmniejszyć zapotrzebowanie na gaz ziemny przywożony do Europy. Nie musi dotyczyć to Polski. W tym przypadku może ona mieć widoczny wpływ, ponieważ niewielka obecna produkcja wynosząca 4,1 bcm zaspokaja około 30% całkowitego zapotrzebowania krajowego, które jest również niskie i wynosi 13,7 bcm [BP, 2010].

Ze względu na rosnące zapotrzebowanie na gaz z innych regionów świata i obniżającą się produkcję bazową w Rosji nie można wykluczyć, że – delikatnie mówiąc – ilości gazu ziemnego przywożonego do Europy nie mogą się zwiększyć w ciągu następnych dwóch dziesięcioleci w taki sposób, w jaki wymagałyby tego prognozy zapotrzebowania europejskiego. W takim przypadku polityka europejska dotycząca zwiększenia zapotrzebowania na gaz miałaby skutki odwrotne do zamierzonych. Odpowiednie środki dostosowawcze polegałyby na ciągłym ograniczaniu całkowitego zapotrzebowania na gaz za pomocą stosownych zachęt. Inwestycje w przedsięwzięcia dotyczące eksploatacji gazu łupkowego prawdopodobnie mogłyby przynieść skutki odwrotne do zamierzonych, ponieważ wywarłyby one krótki, lecz ograniczony wpływ na wewnętrzne dostawy gazu, co stanowiłoby niewłaściwe sygnały dla konsumentów i rynków, zachęcające mianowicie do kontynuacji uzależnienia od zasobów na poziomie, który nie byłby uzasadniony z uwagi na zapewnione dostawy. Nieunikniony szybszy spadek pogorszyłby sytuację, ponieważ ograniczyłby dostępny czas na wprowadzenie substytutów, a na te przedsięwzięcia i dalsze uzależnienie od zasobów przeznaczone zostałyby znaczne inwestycje, które należało lepiej wykorzystać na technologie przejścia.

6. WNIOSKI I ZALECENIA

Obowiązujące przepisy górnicze w Europie i związane z nimi regulacje mające wpływ na działalność górnictw nie uwzględniają konkretnych aspektów szczelinowania hydraulicznego. W europejskich państwach członkowskich występują istotne różnice między przepisami w tym zakresie. W wielu przypadkach prawa do użytkowania górnictwa mają pierwszeństwo przed prawami obywateli, a lokalne władze polityczne często nie mają wpływu na ewentualne przedsięwzięcia lub tereny działalności górnictwa, ponieważ zezwolenia wydawane są przez rządy krajowe lub lokalne i ich organy.

W zmieniającej się sytuacji społecznej i technicznej, w której najważniejszymi priorytetami są kwestie dotyczące zmiany klimatu i przejście na system energii produkowanej z poszanowaniem zasady zrównoważonego rozwoju oraz zwiększanie udziału społeczeństwa na szczeblu regionalnym i lokalnym, trzeba poddać ponownej ocenie interesy krajowe w zakresie działalności górnictwa oraz interesy samorządów regionalnych i lokalnych i miejscowej ludności.

Wstępnym warunkiem takiej oceny powinien być obowiązek przeprowadzenia oceny cyklu życia nowych przedsięwzięć, w tym analizy oddziaływania na środowisko. Jedynie pełna analiza kosztów i korzyści zapewnia właściwą podstawę do oceny adekwatności i zasadności poszczególnych przedsięwzięć.

Technologia szczelinowania hydraulicznego wywiera znaczny wpływ w Stanach Zjednoczonych, które obecnie są jedynym krajem mającym kilkudziesięcioletnie doświadczenie i długoterminowe dane statystyczne.

Technologia eksploatacji gazu łupkowego ma takie cechy charakterystyczne, które częściowo świadczą o nieuchronnych skutkach dla środowiska naturalnego, częściowo wiążą się z wysokim ryzykiem, jeżeli technologia ta nie jest stosowana odpowiednio, a częściowo oznaczają możliwe znaczne niebezpieczeństwo powstania szkód dla środowiska naturalnego i zagrożenia dla zdrowia ludzi, nawet przy właściwym stosowaniu.

Jednym z nieuchronnych skutków jest zajęcie dużej powierzchni gruntów i istotne zmiany w krajobrazie, ponieważ zagęszczenie odwiertów musi być bardzo duże, aby umożliwić szczelinowanie skał macierzystych na znaczną skalę i tym samym uzyskanie dostępu do zmagazynowanego gazu. Poszczególne wiertnie – w Stanach Zjednoczonych istnieje do co najmniej 6 wiertni na km² – muszą zostać przygotowane, zagospodarowane i połączone drogami, które byłyby dostępne dla transportu ciężkiego. Uruchomione odwierty muszą zostać połączone rurociągami zbiorczymi o niskiej przepustowości, lecz trzeba je również podłączyć do układów oczyszczania, aby oddzielić użytą wodę i chemikalia, metale ciężkie i składniki promieniotwórcze od wyprodukowanego gazu, zanim zostanie on wtłoczony do istniejącej sieci gazowej.

Możliwe zagrożenia wynikające z trudnej obsługi to wypadki, np. wytrysk wody szczelinującej, wycieki ze stawów lub rurociągów ze użytą wodą lub płynem szczelinującym, zanieczyszczenie wód gruntowych spowodowane nieprawidłową obsługą lub nieprofesjonalnym cementowaniem osłony odwiertu. Zagrożenia te można ograniczyć, a prawdopodobnie można ich uniknąć dzięki odpowiednim wytycznym technicznym, praktyce ostrożnej obsługi i nadzorowi prowadzonemu przez władze publiczne. Wszystkie te środki bezpieczeństwa podwyższają jednak koszty przedsięwzięcia i spowalniają tempo eksploatacji. W związku z tym niebezpieczeństwo wypadków zwiększa się wraz ze wzrostem presji ekonomicznej i koniecznością przyspieszenia eksploatacji. Większa liczba odwiertów powstających w danym czasie wymaga wyższych nakładów na nadzór i monitorowanie.

Ponadto pewne zagrożenie wiąże się z niekontrolowanym szczelinowaniem, które skutkuje niekontrolowanym przepływem płynów szczelinujących lub nawet samego gazu. Na przykład dobrze wiadomo, że szczelinowanie hydrauliczne może wywołać niewielkie trzęsienia ziemi, które mogą prowadzić do przepływu gazu lub płynów przez „naturalnie” utworzone szczeliny.

Doświadczenie Stanów Zjednoczonych pokazuje, że w praktyce dochodzi do wielu wypadków. Oficjalne władze zbyt często nakładają na przedsiębiorstwa grzywny za naruszenia. Wypadki te są częściowo spowodowane stosowaniem nieszczelnego lub wadliwie działającego sprzętu, częściowo – złymi praktykami stosowanymi, aby zmniejszyć koszty i zaoszczędzić czas, częściowo – nieprofesjonalnie wykonaną osłoną odwiertów, a częściowo – zanieczyszczeniem wód gruntowych z niewykrytych przecieków.

W czasie, w którym zrównoważony rozwój jest istotnym elementem przyszłych działań, można zadać pytanie o to, czy włączanie toksycznych chemikaliów pod ziemię powinno być dozwolone czy zakazane, ponieważ praktyka taka ograniczyłaby lub wykluczyła możliwość późniejszego wykorzystania zanieczyszczonej warstwy (np. do celów geotermalnych), a długoterminowe skutki nie zostały zbadane. Na terenach aktywnego wydobycia gazu łupkowego na jeden metr kwadratowy włącza się około 0,1–0,5 litra chemikaliów.

Emisje gazów cieplarnianych spowodowane przez gaz ziemny są zazwyczaj mniejsze niż emisje spowodowane innymi paliwami kopalnymi i wynoszą około 200 g ekwiwalentu CO₂ na kWh. Z powodu niewielkich ilości gazu pozyskiwanych z jednego odwiertu i niekontrolowanych strat metanu, większych nakładów na eksploatację i niewielkiej przepustowości rurociągów zbiorczych i kompresorów emisje wynikające ze zużycia gazu łupkowego są większe niż emisje z pól gazu konwencjonalnego. Ocen wynikających z praktyki stosowanej w Stanach Zjednoczonych nie można jednak w łatwy sposób przenieść na grunt europejski. Nadal brakuje realistycznej oceny opartej na danych dotyczących przedsięwzięć. Ocenę przedstawioną w niniejszym dokumencie można postrzegać jako pierwszy krok w kierunku takiej analizy.

Zgodnie z obecnymi ramami prawnymi UE ocena oddziaływania na środowisko jest wymagana jedynie wówczas, gdy wskaźnik produkcji danego odwiertu przekracza 500 000 m³ dziennie. Limit ten jest zdecydowanie za wysoki i nie uwzględnia realiów działania odwiertów gazu łupkowego, które z reguły początkowo produkują ilości rzędu kilkudziesięciu tysięcy m³ dziennie. Ocena oddziaływania na środowisko z udziałem społeczeństwa powinna być obowiązkowa w przypadku każdego odwiertu.

Władze regionalne powinny mieć prawo do wyłączenia wrażliwych obszarów (np. stref ochrony wody pitnej, wsi, gruntów ornych itd.) z zakresu ewentualnego szczelinowania hydraulicznego. Ponadto należy zwiększyć autonomię władz regionalnych, jeśli chodzi o podejmowanie decyzji o zakazie szczelinowania hydraulicznego na ich terytorium lub wydaniu licencji na taką działalność.

Obecne przywileje dla poszukiwania i produkcji ropy naftowej i gazu trzeba poddać ponownej ocenie, biorąc pod uwagę następujące fakty:

- europejska produkcja gazu gwałtownie maleje od kilku lat i oczekuje się, że zmaleje o następne 30% lub więcej do 2035 r.,
- oczekuje się, że do 2035 r. zapotrzebowanie w Europie dodatkowo wzrośnie,
- nieunikniony jest dalszy wzrost przywozu gazu ziemnego, jeżeli tendencje te staną się rzeczywistością,
- nie ma żadnej gwarancji, że można będzie zapewnić dodatkowe ilości gazu przywożonego, rzędu 100 mld m³ rocznie.

Zasoby gazu niekonwencjonalnego w Europie są zbyt małe, aby mogły mieć znaczący wpływ na wyżej wspomniane tendencje. Twierdzenie to jest tym bardziej prawdziwe, że typowe profile produkcji umożliwią wydobycie jedynie ograniczonej części tych zasobów. Zobowiązania dotyczące środowiska naturalnego podwyższą również koszty przedsięwzięć i opóźnią ich realizację. Spowoduje to dodatkowe ograniczenie potencjalnego wkładu.

Wśród powodów zezwolenia na szczelinowanie hydrauliczne rzadko znajduje się uzasadnienie, że pomaga ono ograniczyć emisje gazów cieplarnianych. Bardzo prawdopodobne jest natomiast, że ewentualne inwestycje w przedsięwzięcia dotyczące wydobycia gazu łupkowego mogą wyrzucić krótkotrwałe skutki na dostawy gazu, które mogą być odwrotne do zamierzonych, ponieważ jego wydobycie może stwarzać wrażenie zagwarantowanych dostaw gazu w momencie, w którym konsumenci powinni otrzymać sygnał, że uzależnienie to należy ograniczać za pomocą oszczędności, działań podnoszących wydajność i zastępowania innymi źródłami.

ZALECENIA

- Nie istnieje całościowa dyrektywa określająca europejskie prawo górnicze. Nie istnieje również publicznie dostępna, całościowa i szczegółowa analiza europejskich ram prawnych dotyczących wydobycia gazu łupkowego i ropy zamkniętej, w związku z czym należałoby ją opracować.
- Obecne ramy prawne UE dotyczące szczelinowania hydraulicznego, które jest podstawowym elementem wydobycia gazu łupkowego i ropy zamkniętej, mają luki. Przede wszystkim próg wyznaczony dla ocen oddziaływania na środowisko, które należy przeprowadzić w przypadku szczelinowania hydraulicznego stosowanego przy wydobyciu węglowodorów, jest znacznie wyższy niż poziom wszelkiej potencjalnej działalności przemysłowej tego rodzaju, a zatem należałoby go znacznie obniżyć.
- Należy poddać ponownej ocenie zakres ramowej dyrektywy wodnej ze szczególnym naciskiem na działalność polegającą na szczelinowaniu i jej ewentualny wpływ na wody powierzchniowe.
- W ramach oceny cyklu życia (LCA) narzędziem służącym do zbadania ogólnych korzyści dla społeczeństwa i obywateli mogłaby być gruntowna analiza kosztów i korzyści. Należy opracować zharmonizowany sposób podejścia stosowany w całej UE-27, na którego podstawie właściwe władze mogłyby przeprowadzać oceny cyklu życia i omawiać je z ogółem obywateli.
- Należy ocenić, czy powinno się ogólnie zakazać wtłaczania toksycznych chemikaliów. Informacje o wszystkich chemikaliach, które będą wykorzystywane, powinny przynajmniej być podane do wiadomości publicznej, liczba dozwolonych chemikaliów powinna być ograniczona, a ich zastosowanie powinno być monitorowane. Dane statystyczne dotyczące wtłaczanych ilości oraz liczby przedsięwzięć powinny być gromadzone na szczeblu europejskim.
- Władze regionalne powinny mieć większe uprawnienia do podejmowania decyzji dotyczących zezwoleń na realizację przedsięwzięć, które wiążą się ze szczelinowaniem hydraulicznym. W procesie podejmowania tych decyzji obowiązkowe powinny być oceny cyklu życia i udział społeczeństwa.
- Jeżeli zostaną wydane zezwolenia na realizację przedsięwzięć, obowiązkowe powinno być monitorowanie przepływów wód powierzchniowych i emisji do powietrza.
- Dane statystyczne dotyczące wypadków i skarg powinny być gromadzone i analizowane na szczeblu europejskim. W przypadku dopuszczenia przedsięwzięć do realizacji niezależny organ powinien gromadzić i analizować skargi.
- Ze względu na złożony charakter ewentualnych skutków i zagrożeń powodowanych przez szczelinowanie hydrauliczne dla środowiska naturalnego i zdrowia ludzi należy wziąć pod uwagę opracowanie nowej dyrektywy na szczeblu europejskim, która całościowo regulowałaby wszystkie kwestie z tego zakresu.

BIBLIOGRAFIA

- Aduschkina V.V., Rodionov V.N., Turuntaev S., Yudin A. (2000). Seismicity in the Oilfields [Aktywność sejsmiczna na polach naftowych], Oilfield Review, lato 2000 r., Schlumberger, URL: http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2000/or2000sum01_seismicity.aspx
- AGS (2011). Aktualne informacje o trzęsieniach ziemi w Arkansas, internetowa baza danych zawierająca przegląd trzęsień ziemi w Arkansas, Arkansas Geological Survey. 2011. URL: <http://www.geology.ar.gov/geohazards/earthquakes.htm>
- Arthur J. D., Bruce P.E., Langhus, P. G. (2008). An Overview of Modern Shale Gas Development in the United States [Przegląd nowoczesnej eksploatacji gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych], ALL Consulting. 2008. URL: <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALLShaleOverviewFINAL.pdf>
- Anderson S. Z. (2011). Toreador agrees interim way forward with French Government in Paris Basin tight rock oil program [Toreador uzgadnia z rządem francuskim tymczasową linię działania w ramach programu eksploatacji ropy zamkniętej w Basenie Paryskim]. Luty 2011 r.
- Arkansas (2011). Informacje dotyczące gazu łupkowego w Fayetteville, Oil and Gas Division (Wydział ds. Ropy Naftowej i Gazu), stan Arkansas, URL: <http://www.aogc.state.ar.us/Fayproinfo.htm>
- Arkansas Oil and Gas Commission (Komisja ds. Ropy Naftowej i Gazu w Arkansas). (2011). Styczeń 2011 r. URL: <http://www.aogc.state.ar.us/Fayproinfo.htm>
- Armendariz AI (2009). Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements [Emisje pochodzące z produkcji gazu ziemnego ze złoża łupkowego Barnett i szanse na dokonanie opłacalnych ulepszeń], Al. Armendariz, Department of Environmental and Civil Engineering (Departament Inżynierii Środowiskowej i Lądowej), Southern Methodist University, Dallas, Teksas, na zlecenie: R. Alvarez, Environmental Defense Fund, Austin, Teksas., wersja 1.1., 26 stycznia 2009 r.
- Arthur J. D., Bohm B., Coughlin B. J., Layne M. (2008). Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells of the Fayetteville Shale [Aspekty szczelinowania hydraulicznego w przypadku odwiertów gazu ziemnego w złożu łupkowym Fayetteville]. 2008
- Blendinger W. (2011). Stellungnahme zu Unkonventionelle Erdgasvorkommen: Grundwasser schützen - Sorgen der Bürger ernst nehmen - Bergrecht ändern (Antr Drs 15/1190) - Öffentliche Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Mittelstand und Energie am 31.05.2011. Landtag Nordrhein-Westfalen, 20 maja 2011 r.
- Bode, J. (2011). Antwort der Landesregierung in der 96. und 102. Sitzung des Landtages der 16. Wahlperiode am 21. Januar und 17. März 2011 auf die mündlichen Anfragen des Abgeordneten Ralf Borngreber (SPD) – Drs. 16/3225 Nr. 18 und 16/3395 Nr. 31. Niedersächsischer Landtag – 16. Wahlperiode, Drucksache 16/3591. Kwiecień 2011 r.
- BP (2010). BP Statistical Review of World Energy [Statystyczny przegląd światowych danych energetycznych BP], czerwiec 2010 r. URL: <http://www.bp.com>

- Charpentier (2010). R.R. Charpentier, T. Cook, Applying Probabilistic Well-Performance Parameters to Assessments of Shale-Gas Resources [Zastosowanie probabilistycznych parametrów dobrej wydajności do oceny zasobów gazu łupkowego], sprawozdanie publiczne US Geological Survey 2010-1151, 18 s.
- Chesapeake (2010). Sprawozdania roczne, wydania różne, Chesapeake corp., URL: <http://www.chk.com/Investors/Pages/Reports.aspx>
- Chesapeake Energy, Water use in deep shale gas exploration I [Wykorzystanie wody w poszukiwaniu głębokiego gazu łupkowego I], maj 2011 r.
- Chesapeake Energy, Water use in deep shale gas exploration II [Wykorzystanie wody w poszukiwaniu głębokiego gazu łupkowego II], maj 2011 r.
- Chon (2011). G. Chon, R.G. Matthews. BHP to buy Chesapeake Shale Assets [BHP zamierza wykupić aktywa w złożach łupkowych Chesapeake], Wallstreet Journal, 22 lutego 2011, URL: <http://online.wsj.com/article/SB10001424052748703800204576158834108927732.html>
- COGCC (2007). Colorado Oil and Gas Conservation Commission (Komisja ds. Ochrony Zasobów Ropy Naftowej i Gazu w Kolorado), Oil and Gas Accountability Project [Projekt dotyczący odpowiedzialności w branży naftowo-gazowniczej]
- Departament Informatyki COGCC w hrabstwie Garfield w Kolorado. Gas Wells, Well Permits&Pipelines, Including Public Lands, Western Garfield County, Colorado, Glenwood Springs, Colorado: Composed Utilizing Colorado Oil and Gas Conservation Commission Well Site [Odwierty gazowe, zezwolenia na odwierty i rurociągi, w tym grunty publiczne, wschodnie hrabstwo Garfield, Kolorado, Glenwood Springs, Kolorado: Umiarkowane użytkowanie terenów odwiertów gazowych, Komisja ds. Ochrony Zasobów Ropy Naftowej i Gazu w Kolorado]
- Colborn T. (2007). Pisemne zeznanie dr. Theo Colborna, prezesa TEDX, Paonia, Kolorado, przed Komisją Izby Reprezentantów ds. Nadzoru i Reform Rządowych (House Committee on Oversight and Government Reform) Stanów Zjednoczonych, w ramach przesłuchania w sprawie: The Applicability of Federal Requirements to Protect Public Health and the Environment from Oil and Gas Development [Zastosowanie wymogów federalnych do ochrony zdrowia publicznego i środowiska naturalnego przed eksploatacją ropy naftowej i gazu], 31 października 2007 r.
- Cook (2010). Cook, Troy i Charpentier, Assembling probabilistic performance parameters of shale-gas wells [Zestawienie probabilistycznych parametrów wydajności odwiertów gazu łupkowego]: Sprawozdanie publiczne Geological Survey 2010-1138, 17 s.
- D.B. Burnett, Global Petroleum Research Institute, Desalination of Oil Field Brine [Odsalanie solanki z pól naftowych], 2006
- Duncan, I., Shale Gas: Energy and Environmental Issues [Gaz łupkowy – kwestie energetyczne i środowiskowe], Bureau of Economic Geology (Biuro Geologii Gospodarczej), 2010
- KE 2010 Grantham: Komisja Europejska – Przedsiębiorstwa i przemysł (Grantham J., Owens C., Davies E.) (2010). Poprawa warunków ramowych wydobycia minerałów w UE. Lipiec 2010 r. URL: http://ec.europa.eu/enterprise/policies/raw-materials/files/best-practices/sust-full-report_en.pdf [6.6.2011]
- KE 2010 MMM: Komisja Europejska, sektor „Górnictwo, metale i minerały”. Dokumenty źródłowe. (ostatnia aktualizacja: 31/10/2010). URL:

http://ec.europa.eu/enterprise/sectors/metals-minerals/documents/index_en.htm
[6.6.2011]

- KE 2011 MW: Komisja Europejska – Środowisko. Podsumowanie prawodawstwa UE dotyczącego odpadów kopalnianych, opracowań i innych odpowiednich przepisów UE. Ostatnia aktualizacja: 18/02/2011, URL: <http://ec.europa.eu/environment/waste/mining/legis.htm> [6.6.2011]
- KE 2011 S: Komisja Europejska – Środowisko, ostatnia aktualizacja: 19/01/2011, URL: <http://ec.europa.eu/environment/seveso/review.htm> [5.6.2011] Przegląd II do czerwca 2015 r.
- KE BREF: KE, Komisja Europejska, Wspólne Centrum Badawcze, Instytut Perspektywicznych Studiów Technologicznych, URL: <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/> [6.6.2011]
- KE LCA: Komisja Europejska – Wspólne Centrum Badawcze – Instytut Środowiska i Zrównoważonego Rozwoju: Life Cycle Thinking and Assessment [Myślenie w kategoriach cyklu życia i jego ocena]. URL: http://lct.jrc.ec.europa.eu/index_jrc [16.6.2011]
- KE NEEI: Komisja Europejska (2010). Dokument zawierający wytyczne dotyczące Natura 2000. Non-endergy mineral extraction and Natura 2000 [Wydobycie surowców nieenergetycznych a Natura 2000]. Lipiec 2010 r. URL: http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/management/docs/nee_i_n2000_guidance.pdf [16.6.2011]
- EIA cod: Urząd Publikacji Unii Europejskiej (2009). Dyrektywa Rady z dnia 27 czerwca 1985 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko naturalne – łącznie ze zmianami. Dokument ten służy wyłącznie do celów dokumentacyjnych i instytucje nie ponoszą żadnej odpowiedzialności za jego zawartość. Czerwiec 2009 r. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:1985L0337:20090625:PL:PDF> [10.6.2011]
- EPA (2005). Odpowiednia sekcja 322 ustawy o polityce energetycznej z 2005 r. wyraźnie stanowi: „Sekcja 1421(d) ust. (1) ustawy o bezpiecznej wodzie pitnej (Dziennik Ustaw Stanów Zjednoczonych (U.S.C.) 300h(d)) otrzymuje następujące brzmienie: (1) Zatlaczanie pod powierzchnią ziemi. – Pojęcie zatlaczania pod powierzchnią ziemi – (A) oznacza umieszczenie płynów pod powierzchnią za pomocą zatlóczenia do odwiertu; oraz (B) nie obejmuje – (i) zatlóczenia gazu ziemnego pod powierzchnią ziemi do celów składowania; oraz (ii) zatlóczenia płynów lub materiałów podsadzkowych (innych niż oleje napędowe) w ramach operacji szczelinowania hydraulicznego związanych z działalnością polegającą na produkcji ropy naftowej, gazu lub energii geotermalnej” (patrz ustawa 109 – 58, 8 sierpnia 2005 r.; ustawa o polityce energetycznej z 2005 r., Podtytuł C Produkcja, sekcja 322, s. 102).
- EPA (2009). Discovery of „fracking” chemical in water wells may guide EPA review [Odkrycie chemicznej substancji szczelinującej w studniach wodnych może być wskazówką w przeglądzie EPA], Agencja Ochrony Środowiska Naturalnego, 21 sierpnia 2009 r.
- Ernst&Young (2010) The global gas challenge [Światowy problem gazowy], Ernst&Young, wrzesień 2010, s. 4, URL: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/The_global_gas_challenge_2010/\\$FILE/The%20global%20gas%20challenge.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/The_global_gas_challenge_2010/$FILE/The%20global%20gas%20challenge.pdf)

- ExxonMobil (2010) H. Stapelberg. Auf der Suche nach neuem Erdgas in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, Presentation at a hearing on a side event of the German Parliamentm, organized by the Bündnis90/Die Grünen, Berlin, 29 października 2010 r.
- Gény (2010). Florence Gény (2010). Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets? [Czy gaz niekonwencjonalny może zmienić reguły gry na europejskich rynkach gazu?] The Oxford Institute for Energy Studies, NG 46, grudzień 2010 r.
- Goodman W. R., Maness T. R. (2008). Michigan's Antrim Gas Shale Play—A Two-Decade Template for Successful Devonian Gas Shale Development [Złoża gazu łupkowego Antrim w Michigan — dwudziestoletni model pomyślnej eksploatacji dewońskich złóż gazu łupkowego]. Wrzesień 2008 r.
- Goodrich (2010). Prezentacja Goodrich Petroleum Corporation na sympozjum IPAA (niezależnego amerykańskiego stowarzyszenia naftowego) na temat inwestycji w produkcję ropy naftowej i gazu w Nowym Jorku, Nowy Jork, 11 kwietnia 2010 r., URL: <http://www.goodrichpetroleum.com/presentations/April2010.pdf>
- Grieser B., Shelley B. Johnson B.J., Fielder E.O., Heinze J.R. i Werline J.R. (2006). Data Analysis of Barnett Shale Completions [Analiza danych dotyczących wykończeń w złożu łupkowym Barnett]. Dokument SPE (Stowarzyszenia Inżynierów Naftowych) 100674
- Hackl (2011). Osobiste kontakty z właściwym pracownikiem dużego europejskiego przedsiębiorstwa reasekuracji. Marzec 2011 r.
- Harden (2007). Northern Trinity/Woodbine GAM. Assessment of Groundwater Use in the Northern Trinity Aquifer Due to Urban Growth and Barnett Shale Development [Ocena wykorzystania wód gruntowych w północnej części warstw wodonośnych Trinity spowodowane rozwojem obszarów miejskich i eksploatacją złoża łupkowego Barnett], przygotowana dla Teksasńskiej Rady ds. Eksploatacji Wód (Texas Water Development Board), Austin, Teksas, Numer zamówienia TWDB: 0604830613, URL: http://rio.twdb.state.tx.us/RWPG/rpgm_rpts/0604830613_BarnetShale.pdf
- Hejny H., Hebestreit C. (2006). EU Legislation and Good Practice Guides of Relevance for the EU Extractive Industry [Prawodawstwo UE i przewodniki po dobrych praktykach mające znaczenie dla przemysłu wydobywczego w UE]. Grudzień 2006 r. URL: <http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taiaex/presentations/Paper%20Hejny%20TAIEX%202006%20Tallinn.pdf> [6.6.2011]
- Howarth B., Santoro R., Ingraffea T. (2011) Developing Natural Gas in the Marcellus and other Shale Formations is likely to Aggravate Global Warming [Eksploatacja gazu ziemnego w złożach łupkowych Marcellus i innych formacjach łupkowych może zaostrzyć problem globalnego ocieplenia]. Marzec 2011 r.
- Ineson, R. (Fundacja INGAA) Changing Geography of North American Natural Gas [Zmiana geografii północnoamerykańskiego gazu ziemnego], kwiecień 2008 r., s. 6]

- Kim Y.J., Lee H.E., Kang S.-A., Shin J.K., Jung S.Y., Lee Y.J. (2011). Uranium Minerals in black shale, South Korea [Minerały uranowe w łupkach czarnych w Korei Południowej], abstrakt prezentacji, która zostanie przedstawiona na konferencji Goldschmidt w 2011 r. w Pradze, 14-19 sierpnia, URL: <http://www.goldschmidt2011.org/abstracts/originalPDFs/4030.pdf>
- Kohl (2009). The Paris oil shale basin – Hype or Substance? [Paryski basen złóż ropy łupkowej – sensacja czy fakt?], K. Kohl, Energy and Capital, 23 listopada 2009 r., URL: <http://www.energyandcapital.com/articles/paris-basin-oil-shale/1014>
- Korn (2010). Andreas Korn, Prospects for unconventional gas in Europe [Perspektywy gazu niekonwencjonalnego w Europie], Andreas Korn, eon-Ruhrgas, 5 lutego 2010 r., URL: http://www.eon.com/de/downloads/ir/20100205_Unconventional_gas_in_Europe.pdf
- Kullmann U. (Federalne Ministerstwo Ekonomii i Technologii) (2006). European legislation concerning the extractive industries [Prawodawstwo europejskie dotyczące przemysłu wydobywczego]. URL: <http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taix/presentations/European%20legislation%2006.pdf> [6.6.2011]
- Kummetz D., Neun Lecks – null Information, taz, 10 stycznia 2011 r., URL: <http://www.taz.de/1/nord/artikel/1/neun-lecks-null-information/>
- Laherrere (2011). Laherrère J.H. 2011 «Combustibles fossiles: donnees, fiabilite et perspectives» Ecole Normale Supérieure CERES-04-02 Choix energetiques Paris 7 avril. URL: http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_ENS_avril2011.pdf
- Leteurtois J.-P., J.-L. Durville, D. Pillet, J.-C. Gazeau (2011). Les hydrocarbures de roche-mère en France, Rapport provisoire, Conseil général de l'énergie et des technologies, CGEIT n° 2011-04-G, Conseil général de l'environnement et du développement durable, CGEDD n° 007318-01
- Lobbins C. (2009). Powiadomienie o naruszeniu skierowane przez Craiba Lobbinsa, asystenta kierownika regionalnego w Departamencie Ochrony Środowiska (DEP), do Thomasa Liberatore'a, wiceprezesa Cabotr Oil& Gas Corporation, 7 lutego 2009 r.
- (Louisiana Department of Natural Resources (LDNR) (Departament Zasobów Naturalnych w Luizjanie). Number of Haynesville Shale Wells by Month [Liczba odwiertów w złożu łupkowym Haynesville według miesięcy]. Czerwiec 2011 r.
- Lustgarten A. (2008). Buried Secrets: Is Natural Gas Drilling Endangering U.S. Water Supplies? [Pogrzebane tajemnice – czy odwiarty gazu ziemnego zagrażają dostawom wody w Stanach Zjednoczonych?], Pro Publica, 13 listopada 2008 r.
- Michaels, C., Simpson, J. L., Wegner, W. (2010). Fractured Communities: Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling [Studia przypadku dotyczące wpływu przemysłowych odwiertów gazu na środowisko naturalne] Wrzesień 2010 r.
- NDR (2011). Grundwasser von Söhlingen vergiftet? Wiadomości w Norddeutscher Rundfunk, 10 stycznia 2011 r., 18.25, URL: <http://www.ndr.de/regional/niedersachsen/heide/erdgas109.html>
- Departament Ochrony Środowiska Naturalnego w Nowym Jorku (NYCDEP). (2009). Rapid Impact Assessment report: Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed [Sprawozdanie z szybkiej oceny oddziaływania – ocena oddziaływania produkcji gazu ziemnego w zlewisku zapewniającym dostawy wody dla miasta Nowy Jork]. Wrzesień 2009 r.

- NGE 2011: Natural Gas for Europe, URL: <http://naturalgasforeurope.com/shale-gas-regulatory-framework-work-progress.htm> [6.6.2011]
- Nonnenmacher P. (2011). Bohrungen für Schiefergas liessen die Erde beben, Basler Zeitung, 17 czerwca 2011 r.
- Nordquist (1953). „Mississippian stratigraphy of northern Montana” [Stratygrafia Missisipi w Montanie północnej], Nordquist, J.W., Billings Geological Society, 4th Annual Field Conference Guidebook [Przewodnik na 4. doroczną konferencję terenową], s. 68–82, 1953
- NYC Riverkeeper, Inc. (2010). Fractured Communities – Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling [Studia przypadku dotyczące wpływu przemysłowych odwiertów gazu na środowisko naturalne], s. 13. Wrzesień 2010 r. URL: <http://www.riverkeeper.org/wp-content/uploads/2010/09/Fractured-Communities-FINAL-September-2010.pdf> [16.6.2011]
- ODNR (2008). Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio [Sprawozdanie z badań nad przedostawaniem się gazu ziemnego do warstw wodonośnych w Bainbridge Township w hrabstwie Geauga w Ohio]. Ohio Department of Natural Resources, Division of Mineral Resources Management (Departament Zasobów Naturalnych w Ohio, Wydział Gospodarowania Zasobami Mineralnymi), 1 września 2008 r.
- International Association of Oil & Gas Producers (OGP) (Międzynarodowe Stowarzyszenie Producentów Ropy Naftowej i Gazu) (2008). Guidelines for the management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil and gas industry [Wytyczne dotyczące gospodarowania naturalnie występującymi materiałami promieniotwórczymi (NORM) w przemyśle naftowo-gazowniczym]. Wrzesień 2008 r.
- Ohio Department of Natural Resources (ODNR), Division of Mineral Resources Management (Departament Zasobów Naturalnych w Ohio, Wydział Gospodarowania Zasobami Mineralnymi) (2008). Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio [Sprawozdanie z badań nad przedostawaniem się gazu ziemnego do warstw wodonośnych w Bainbridge Township w hrabstwie Geauga w Ohio]. Wrzesień 2008 r.
- Osborn St. G., Vengosh A., Warner N. R., Jackson R. B. (2011). Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing [Zanieczyszczenie wody pitnej metanem towarzyszące odwiertom gazu i szczelinowaniu hydraulicznemu]. Kwiecień 2011 r.
- PA DEP (2009). Propozycja zaspokojenia roszczenia w związku z żądaniem kary cywilnej, numery zezwoleń 37-125-23165-00, Pennsylvania Department of Environmental Protection (Departament Ochrony Środowiska Naturalnego w Pensylwanii), 23 września 2009 r., URL: http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural_gas/range_resources_consent_assessment090923.pdf
- PA DEP (2010). Department of Environmental Protection fines Atlas \$85000 for Violations at 13 Well sites [Departament Ochrony Środowiska Naturalnego nakłada na Atlas grzywnę w wysokości 85000 dolarów za naruszenia w 13 miejscach odwiertów], 7 stycznia 2010 r., URL: <http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/community/newsroom/14287?id=2612&typeid=1>

- Papoulias F. (Komisja Europejska, DG ds. Środowiska) (2006). The new Mining Waste Directive: towards more Sustainable Mining [Nowa dyrektywa w sprawie odpadów kopalnianych – w kierunku bardziej zrównoważonego górnictwa]. Listopad 2006 r. URL: <http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taiax/presentations/Mining%20waste%20dir%20-%20Tallinn%2030-11-06.pdf> [6.6.2011]
- Patel 2011. French Minister Says „Scientific” Fracking Needs Strict Control [Francuski minister mówi, że „naukowe” szczelinowanie wymaga ścisłej kontroli], Tara Patel, Bloomberg News, 1 czerwca 2011 r., adres strony: <http://www.bloomberg.com/news/2011-06-01/french-minister-says-scientific-fracking-needs-strict-control.html>
- Penn State, College of Agricultural Science. (2010). Accelerating Activity in the Marcellus Shale: An Update on Wells Drilled and Permitted [Przyspieszenie działalności w złożu łupkowym Marcellus – aktualizacja informacji o wykonanych odwiertach i zezwoleniach na odwierty]. Maj 2010 r. URL: <http://extension.psu.edu/naturalgas/news/2010/05/accelerating-activity>
- Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC). (2011). Evolving Water Use Regulations British Columbia Shale Gas [Zmiany w wykorzystaniu wody. Uregulowania. Gaz łupkowy w Kolumbii Brytyjskiej]. 7. doroczne wiosenne Forum Wody, maj 2011 r.
- Pickels, M. (2010). Moon's Atlas Energy Resources fined \$85K for environmental violations [Spółka Atlas Energy Resources w Moon ukarana grzywną 85000 dolarów za naruszanie przepisów o ochronie środowiska], 9 stycznia 2010 r., URL: http://www.pittsburghlive.com/x/dailycourier/s_661458.html#ixzz1Q1X8kCXz
- PLTA (2010). Marcellus Shale Drillers in Pennsylvania Amass 1614 Violations since 2008 [Przedsiębiorstwa wiertnicze działające w złożu łupkowym Marcellus w Pensylwanii dopuściły się 1614 naruszeń od 2008 r.], Pennsylvania Land Trust Association (PLTA), 1 września 2010 r., URL: <http://conserveland.org/violationsrpt>
- Quicksilver. (2005). The Barnett Shale: A 25 Year „Overnight” Success [Złoże łupkowe Barnett – dwudziestopięcioletni „nagły” sukces]. Maj 2005 r.
- Raestadt (2004). Nils Raestadt. Paris Basin – The geological foundation for petroleum, culture and wine [Basen Paryski – geologiczna podstawa ropy naftowej, kultury i wina], GeoExpoPro, czerwiec 2004, s. 44-48, URL: http://www.geoexpo.com/sfiles/7/04/6/file/paris_basin01_04.pdf
- Resnikoff M. (2019). Notatka. Czerwiec 2010 r. URL: http://www.garyabraham.com/files/gas_drilling/NEWSNY_in_Chemung/RWMA_6-30-10.pdf
- RRC (2011). Patrz Texas Railroad Commission (Teksaska Komisja Kolejowa) (2011)
- Safak S. (2006). Discussion and Evaluation of Mining and Environment Laws of Turkey with regard to EU Legislation [Omówienie i ocena tureckich przepisów dotyczących górnictwa i środowiska naturalnego w odniesieniu do prawodawstwa UE]. Wrzesień 2010 r. URL: <http://www.belgeler.com/blg/lgt/discussion-and-evaluation-of-mining-and-environment-laws-of-turkey-with-regard-to-eu-legislation-turk-maden-ve-cevre-kanunlarinin-avrupa-birligi-mevzuatiyla-karsilastirilmasi-ve-degerlendirilmesi> [6.6.2011]
- Schaefer (2010). Keith Schaefer, The Paris Basin Oil Shale Play [Pola ropy łupkowej w Basenie Paryskim], Biuletyn Oil and Gas Investments, 30 grudnia 2010 r., adres strony: <http://oilandgas-investments.com/2010/investing/the-paris-basin-oil-shale-play/>

- Schein G.W., Carr P.D., Canan P.A., Richey R. (2004). Ultra Lightweight Proppants: Their Use and Application in the Barnett Shale [Ultralekkie propanty – użycie i zastosowanie w złożu łupkowym Barnett]: Dokument SPE (Stowarzyszenia Inżynierów Naftowych) 90838 przedstawiony na dorocznej konferencji i wystawie technicznej SPE, 26-29 września, Houston, Teksas.
- Schuetz M (Komisja Europejska: urzędnik ds. naturalnie występujących paliw kopalnych) (2010). Schiefergas: Game-Changer für den europäischen Gasmarkt? Październik 2010 r.
- SDWA (1974). Ustawa o bezpiecznej wodzie pitnej, ogólnie skodyfikowana w Dz.U. Stanów Zjednoczonych (U.S.C) nr 42. 300f-300j-25, ustawa 93-523, patrz art. 1421(d).
- SGEIS (2009). Uzupełniające oświadczenie dotyczące ogólnego wpływu na środowisko naturalne (SGEIS) przygotowane przez Departament Ochrony Środowiska Naturalnego w stanie Nowy Jork (NYSDEC), Wydział Zasobów Naturalnych, na temat programu regulacyjnego dotyczącego wydobycia ropy, gazu i wydobycia ługowniczego, wydawania zezwoleń na odwierty poziome i szczelinowanie hydrauliczne na dużą skalę w celu eksploatacji złoża łupkowego Marcellus i innych złóż gazu o niewielkiej przepuszczalności, projekt z września 2009 r., URL: <http://dec.ny.gov/energy/45912.html>, oraz sprawozdanie ostateczne z 2010 r., URL: <http://www.dec.ny.gov/energy/47554.html>
- Stapelberg H. H. (2010). Auf der Suche nach neuem Erdgas in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. Październik 2010 r.
- Sumi L. (2008). Shale gas: focus on Marcellus shale [Gaz łupkowy – złoża łupkowe Marcellus w centrum uwagi]. Sprawozdanie dla Oil & Gas Accountability Project/ Earthworks. Maj 2008 r.
- Swanson V.E. (1960). Oil yield and uranium content of black shales [Wydajność ropy i zawartość uranu w łupkach czarnych], USGS, seria nr 356-A, URL: <http://pubs.er.usgs.gov/publication/pp356A>
- Sweeney M. B, McClure S., Chandler S., Reber C., Clark P., Ferraro J-A., Jimenez-Jacobs P., Van Cise-Watta D., Rogers C., Bonnet V., Shotts A., Rittle L., Hess S. (2010). Marcellus Shale Natural Gas Extraction Study - Study Guide II - Marcellus Shale Natural Gas: Environmental Impact [Analiza wydobycia gazu ziemnego ze złoża łupkowego Marcellus – poradnik II – gaz ziemny w złożu łupkowym Marcellus: wpływ na środowisko]. Styczeń 2010 r.
- Talisman (2011). Spis wszystkich powiadomień o naruszeniu przepisów przez Talisman otrzymanych z PA DEP, znajduje się pod adresem: http://www.talismanusa.com/how_we_operate/notices-of-violation/how-were-doing.html
- TCEQ (2010). Health Effects Review of Barnett Shale Formation Area Monitoring Projects [Skutki zdrowotne. Przegląd projektów monitorowania formacji łupkowej Barnett], faza I (24-28 sierpnia 2009 r.), faza II (9-16 października 2009 r.) i faza III (16-20 listopada 2009 r.): lotne związki organiczne, zredukowane związki siarki, tlenki azotu (NOx) i monitorowanie za pomocą kamery na podczerwień, okólnik międzyresortowy, dokument nr BS0912-FR, Shannon Ethridge, Toxicology Division, Texas Commission on Environmental Quality (Wydział Toksykologii, Teksaska Komisja ds. Jakości Środowiska Naturalnego), 27 stycznia 2010 r.

- Teßmer D. (2011). Stellungnahme Landtag NRW 15/621 zum Thema: „Unkonventionelle Erdgasvorkommen: Grundwasser schützen – Sorgen der Bürger ernst nehmen – Bergrecht ändern“. Sprawozdanie w sprawie ram prawnych dotyczących eksploatacji gazu łupkowego. Maj 2011 r.
- Texas Rail Road Commission (RRC) (Teksaska Komisja Kolejowa). (2011). URL: <http://www.rrc.state.tx.us/>
- Thonhauser (2010): G. Thonhauser. Prezentacja na Światowym Forum Gazu Łupkowego w Berlinie, 6-8 września 2010 r., cyt. w: „The Drilling Champion of Shale gas” [Mistrz odwiertów gazu łupkowego], Natural Gas for Europe, URL: <http://naturalgasforeurope.com/?p=2342>
- Thyne G. (2008). Review of Phase II Hydrogeologic Study [Przegląd fazy II analizy hydrogeologicznej], przygotowany dla hrabstwa Garfield, 20 grudnia 2008 r., URL: http://cogcc.state.co.us/Library/Presentations/Glenwood_Spqs_HearingJuly_2009/GlenwoodMasterPage.html
- Tiess G. (2011). Legal Basics of Mineral Policy in Europe – an overview of 40 countries [Podstawy prawne polityki w zakresie minerałów w Europie – przegląd 40 krajów]. Springer, Wiedeń, Nowy Jork.
- Total (2011). Główne źródła gazu niekonwencjonalnego, prezentacja internetowa przygotowana przez Total. URL: <http://www.total.com/en/our-energies/natural-gas-exploration-and-production/our-skills-and-expertise/unconventional-gas/specific-fields-201900.html> [15.06.2011]
- Agencja Ochrony Środowiska Naturalnego Stanów Zjednoczonych (EPA), Office of Research and Development (Biuro Badań Naukowych i Rozwoju). (2011). Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources [Projekt planu badania potencjalnego wpływu szczelinowania hydraulicznego na zasoby wody pitnej]. Luty 2011 r.
- US EIA, (2011). World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the US [Światowe zasoby gazu łupkowego – wstępna ocena 14 regionów położonych poza Stanami Zjednoczonymi], US- Energy Information Administration (Agencja Informacyjna ds. Energetyki), kwiecień 2011 r. URL: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/?src=email>
- UWS Umweltmanagement GmbH. Wszystkie odpowiednie przepisy na szczeblu niemieckim i europejskim dotyczące ochrony środowiska naturalnego, bezpieczeństwa w miejscu pracy, emisji itd. URL: http://www.umwelt-online.de/recht/wasser/ueber_eu.htm [6.6.2011]
- Waxman H., Markey E., DeGette D. (United States House of Representatives Committee on Energy and Commerce (Komisja Izby Reprezentantów Stanów Zjednoczonych ds. Energetyki i Handlu)) (2011). Chemicals Used in Hydraulic Fracturing [Chemikalia stosowane w szczelinowaniu hydraulicznym]. Kwiecień 2011 r. URL: <http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/documents/Hydraulic%20Fracturing%20Report%204.18.11.pdf> [6.6.2011]
- Weber L. (2006). Minerals Policy in Austria in the Framework of EU Legislation [Polityka dotycząca minerałów w Austrii w ramach ustawodawstwa Stanów Zjednoczonych]. Prezentacja na posiedzeniu TAIEX, Tallin 2006 r. URL: http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taieux/presentations/Taieux_tallinn_weber.pdf [6.6.2011]

- WEC (2010). 2010 Survey of Energy Resources [Przegląd zasobów energetycznych za 2010 r.], World Energy Council (Światowa Rada Energetyczna), Londyn, 2010, URL: www.worldenergy.org
- WEO (2011). Prognoza w sprawie sytuacji energetycznej na świecie 2011, sprawozdanie specjalne: Are we entering a golden age of gas? [Czy wkraczamy w złoty wiek gazu?], Międzynarodowa Agencja Energetyczna, Paryż, czerwiec 2011 r., URL: http://www.worldenergyoutlook.org/golden_age_gas.asp
- Witter R., Stinson K., Sackett H., Putter S. Kinney G. Teitelbaum D., Newman L. (2008). Potential Exposure-Related Human Health Effects of Oil and Gas Development: A White Paper [Potencjalne skutki dla zdrowia ludzi wynikające z narażenia na działanie czynników związanych z eksploatacją ropy naftowej i gazu – biała księga], University of Colorado Denver, Colorado School of Public Health, Denver, Kolorado, oraz Colorado State University, Wydział Psychologii, Fort Collins, Kolorado, 15 września 2008 r.
- Wolf (2009). Town of Dish, Texas, Ambient Air Monitoring Analysis, Final Report [Miasto Dish w Teksasie, analiza monitorowania otaczającego powietrza, sprawozdanie końcowe], przygotowane przez Wolf Eagle Environmental, 15 września 2009 r., URL: www.wolfeagleenvironmental.com
- Wood R., Gilbert P., Sharmina M., Anderson K. (2011). Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts [Gaz łupkowy – tymczasowa ocena zmiany klimatu i skutków dla środowiska naturalnego]. Styczeń 2011 r.
- Zeeb H., Shannoun F. (2009). WHO handbook on indoor radon: a public health perspective [Podręcznik WHO dotyczący radonu występującego w pomieszczeniach – perspektywa zdrowia publicznego]. Światowa Organizacja Zdrowia (WHO), 2009

ZAŁĄCZNIK: WSPÓŁCZYNNIKI PRZELICZENIOWE

Tabela: Jednostki stosowane w Stanach Zjednoczonych

Jednostka	Odpowiednik w układzie SI
1 cal (in)	2,54 cm
1 stopa (ft)	0,3048 m
1 jard (yd)	0,9144 m
1 mila (mi)	1,609344 km
1 stopa kwadratowa (sq ft) lub (ft ²)	0,09290341 m ²
1 akr	4046,873 m ²
1 stopa sześcienna (cu ft) lub (ft ³)	28,31685 l
1 jard sześcienny (cu yd) lub (yd ³)	0,7645549 m ³
1 akro-stopa (acre ft)	1233,482 m ³
1 galon amerykański (gal)	3,785412 l
1 baryłka ropy (bbl)	158,9873 l
1 buszel (bu)	35,23907 l
1 funt (lb)	453,59237 g
1 tona amerykańska	907,18474 kg
Fahrenheit (F)	$(5/9) * (F - 32)^\circ C$
1 brytyjska jednostka temperatury (BTU) lub (Btu)	1055,056 J

Źródło: http://en.wikipedia.org/wiki/US_units_of_measurement.

DYREKCJA GENERALNA DS. POLITYKI WEWNĘTRZNEJ

DEPARTAMENT TEMATYCZNY POLITYKA GOSPODARCZA I NAUKOWA **A**

Działalność

Departamenty Tematyczne są jednostkami badawczymi, udzielającymi specjalistycznych porad komisjom, delegacjom międzyparlamentarnym i innym organom parlamentarnym.

Obszary polityki

- Sprawy Gospodarcze i Monetarne
- Zatrudnienie i Sprawy Socjalne
- Ochrona Środowiska Naturalnego, Zdrowie Publiczne i Bezpieczeństwo Żywności
- Przemysł, Badania Naukowe i Energia
- Rynek Wewnętrzny i Ochrona Konsumentów

Dokumenty

Więcej informacji na stronie Parlamentu Europejskiego:
<http://www.europarl.europa.eu/studies>

ZRÓDŁO ZDJEŃ:
iStock International Inc.



ISBN