



Bruksela, dnia 7 października 2011 r.

KANCELARIA SENATU

Przedstawiciel Kancelarii Senatu
przy Unii Europejskiej

Sprawozdanie nr 74/2011

Sprawozdanie nt. reakcji prasowych dotyczących dyskusji w Parlamencie Europejskim o wydobyciu gazu łupkowego

1. WYDOBYCIE GAZU Z ŁUPKÓW NA RAZIE NIEZAGROŻONE

(autor: Agnieszka Łakoma, 6.10.2011, Rzeczpospolita, str. 5, ekonomia i rynek)

Komisja Europejska nie zamierza w najbliższym czasie przygotowywać nadzwyczajnych przepisów ograniczających poszukiwania i wydobycie gazu łupkowego – zadeklarował Jean-Arnold Vinois, odpowiedzialny za bezpieczeństwo dostaw w Generalnej Dyrekcji ds. Energii podczas wczorajszej dyskusji w Parlamencie Europejskim.

–Zapewnił on, że na razie KE przygląda się prowadzonym pracom poszukiwawczym i bada stan prawny, ale jest za wcześniej, by podejmować decyzje o konieczności opracowania szczegółowych przepisów w tej sprawie – powiedziała „Rz”eurodeputowana Lena Kolarska-Bobińska.– To dla nas bardzo ważna i dobra wiadomość, bo okazuje się, że Bruksela nie zamierza blokować prac poszukiwawczych ani wydobycia.

Zdaniem europosłanki PO Komisja Europejska uznała, że ma jeszcze czas na ewentualne przygotowanie rozwiązań prawnych, bo zakłada, że wydobycie gazu łupkowego na skalę przemysłową może ruszyć dopiero ok. 2020 roku. Przedstawiciel Generalnej Dyrekcji ds. Energii uczestniczył wczoraj w debacie (tzw. publicznym wysłuchaniu) dotyczącej gazu łupkowego w Komisji Przemysłu PE. W jej trakcie swoje opinie prezentowali eksperci oraz przedstawiciele firm i instytucji zainteresowanych poszukiwaniami i wydobyciem w Europie oraz badających te prace. W części przewidzianej na prezentację przemysłu argumenty za eksploatacją złóż przedstawił wiceprezes PGNiG Marek Karabuła. PGNiG ma najwięcej, 15 koncesji na poszukiwania łupków w kraju. Prace są zaawansowane na terenie objętym pierwszą z nich –w rejonie Lubocina na Pomorzu, gdzie uruchomiono testową produkcję. Swoje stanowisko przedstawili wczoraj też przeciwnicy poszukiwań, którzy od dawna przekonują, że prace te są szkodliwe dla środowiska i zwiększają emisje dwutlenku węgla. Polscy europosłowie uważają, że mimo wielu krytycznych opinii głos przeciwników gazu łupkowego jest w PE w mniejszości.

2. ŁUPKI ROZGRZEWAJĄ EURODEPUTOWANYCH

(autor: Michał Duszczyk, 6.10.2011, Dziennik Gazeta Prawna, str. 11, Firma)

Przeciwnikom wydobywania gazu łupkowego nie udało się zebrać poparcia połowy eurodeputowanych dla memorandum w tej sprawie. Dziś mija termin składania podpisów pod dokumentem, ale na 735 europosłów poparło go zaledwie 90. Nie oznacza to jednak, że zieloni złożyli broń. Komisją środowiska PE we wtorek wstrząsnął raport o skutkach wydobywania gazu łupkowego dla środowiska i zdrowia człowieka. Dokument jest skrajnie krytyczny wobec eksploatacji tych złóż technologią szczelinowania hydraulicznego, która polega na właczaniu pod ogromnym ciśnieniem wody z kruszywem w skały łupkowe.

Autorzy raportu przygotowanego przez niemiecką fundację **Ludwika Boelkowa**, zaangażowaną w popieranie alternatywnych źródeł energii, stawiają trzy główne zarzuty: wydobywanie powoduje zanieczyszczenie wód metanem i chemikaliami włączanymi pod ziemię wraz z wodą, wypływ niebezpiecznego metanu do atmosfery oraz zanieczyszczenie gleby - poprzez wypływ na powierzchnię wody z radioaktywnymi fragmentami skał. Winnym jednak miejscu raport stwierdza, że „emisje spowodowane przedostaniem się metanu do warstw wodonośnych nie zostały jeszcze ocenione“.

Eksperci są jednak sceptyczni wobec takich prezentacji. - Raport operuje głównie niesprawdzonymi informacjami - mówi Paweł Poprawa, ekspert od gazu łupkowego z Polskiego Instytutu Geologicznego. Przykładem jest informacja o tym, że podczas eksploatacji złóż gaz dostaje się do wody - obrazy płonącego kranu obiegły cały świat. W rzeczywistości gaz płynął w instalacji wodnej amerykańskiego rolnika, bo wykopał studnię w miejscu, gdzie znajdowały się pokłady węgla, a w nich - gaz. - w USA zdarzył się tylko jeden przykład zanieczyszczenia powierzchni przez wodę wydobywającą się z odwiertów. Powodem było to, że odwiert był źle wykonany - przyznaje Stephenie Price z Chevron Upstream Europe.

Nieprawdą jest też, że środowisko zatruwają chemikalia włączane pod ziemię wraz z wodą. Gdy technologia startowała, wraz z wodą włączane były pewne ilości oleju napędowego. Miało to zmniejszyć tarcie podczas pracy maszyn. Dziś wykorzystuje się inne substancje. Jedna z firm stosuje już wyłącznie substancje wykorzystywane w przemyśle spożywczym. Nie mogą więc być groźne dla zdrowia człowieka. Wtorkowa prezentacja raportu wywołała tak ogromne emocje i sprzeciw polskich deputowanych, że wczoraj europosłowie zdecydowali o napisaniu kolejnego raportu. Tym razem ma przedstawiać stanowisko całego europarlamentu. W ciągu miesiąca okaże się, czy raport przygotowują socjaliści, czy chadecy. Jeśli wybór padnie na pierwszych, można się spodziewać, że znów będzie krytyczny. Choć raport nie będzie miał mocy wiążącej dla wszystkich krajów UE, może stać się podstawą do działań, które mają doprowadzić do zakazu eksploatacji złóż. Wczoraj do gry włączyło się Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. Wiceprezes firmy Marek Karabuła na nieformalnym spotkaniu z eurodeputowanymi przekonywał, że gaz łupkowy nie jest zagrożeniem, ale szansą dla Europy.

3. PE - GAZ ŁUPKOWY – DEBATY

(autor: B. Płomecka, IAR – Biznes, 6.10.2011)

Dziś kończy się kilkudniowa debata w Parlamencie Europejskim dotycząca gazu łupkowego, z którym Polska wiąże duże nadzieje na uniezależnienie się w przyszłości od dostaw

blekitnego paliwa. Od wtorku siedziba Parlamentu była miejscem, w którym ścierały się głosy zwolenników i przeciwników wydobywania gazu.

Dyskutowali o tym najpierw deputowani w komisji środowiska, wczoraj zorganizowano debatę w komisji przemysłu, a do dziś zbierane są podpisy pod apelem dotyczącym zakazu wydobywania gazu łupkowego w Europie. Wniosek upadnie, bo nie zebrał poparcia większości deputowanych, podpisało go niespełna sto osób.

Kilkudniowa debata nie przyniosła, bo też i nie mogła przynieść żadnych rozstrzygnięć. Przeciwnicy wydobywania gazu łupkowego pozostali przy swoim stanowisku. „Mamy dużo naukowych informacji o tym, że metoda szczelinowania, czyli wprowadzenie wody z chemikaliami do skał będzie miała negatywny wpływ na środowisko” - mówił w rozmowie z Polskim Radiem **Jose Bove** z grupy Zielonych, inicjator akcji zbierania podpisów pod apelem o zakaz wydobywania gazu łupkowego. Zwolennicy z kolei przekonywali by nie ograniczać i nie utrudniać wydobywania gazu z łupków. „Nam przede wszystkim zależy, żeby gaz łupkowy traktować jak każde inne źródło energii, żeby nie traktować go jako fantasmagorii, ale jako szansę” - podkreślała w rozmowie z Polskim Radiem europosłanka Lena Kolarska-Bobińska. Europosłanka potwierdziła, że w komisji środowiska powstanie raport dotyczący gazu łupkowego, a nie wykluczone, że także w komisji przemysłu i energii. Jednak te dokumenty nie będą prawnie wiążące. Będą jedynie opinią, którą Komisja Europejska może wziąć pod uwagę, ale nie musi. A Komisja Europejska już zapowiedziała, że gromadzi własne ekspertyzy i w przyszłym roku przygotuje propozycje unijnych standardów dotyczących norm środowiskowych i technologii wydobywania gazu łupkowego.

4. WICEPREZES PGNIG: DAJMY EUROPIE SZANSE, JAKĄ DAJE GAZ ŁUPKOWY

(autor: Julita Żylińska, PAP – Biznes, 5.10.2011)

- Mamy zasoby gazu łupkowego, które możemy bezpiecznie wydobywać; niech Europa da sobie szansę na bezpieczeństwo energetyczne i korzyści ekonomiczne - powiedział w środę PAP wiceprezes PGNiG Marek Karabuła. Zieloni w PE chcą zakazu wydobywania gazu łupkowego.

W Parlamencie Europejskim trwa próba sił między przeciwnikami a zwolennikami gazu łupkowego. Wiceprezes PGNiG przyłączył się do apelu o nieograniczanie czy obwarowywanie dodatkowymi obostrzeniami wydobywania gazu łupkowego w UE.

"Mamy nadzieję, że nasze oczekiwania zostaną potwierdzone i że będziemy mogli spokojnie przygotowywać się do kolejnych otworów (poszukiwawczych) tak, aby w 2014 roku uruchomić już pierwsze komercyjne ilości gazu (łupkowego) na rynek" - powiedział Karabuła w Brukseli przed wysłuchiwaniem w komisji PE ds. badań, przemysłu i energii.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) potwierdziło obecność gazu na koncesji poszukiwawczej w Lubocinie. Teraz spółka przygotowuje się do wywiercenia i tzw. szczelinowania hydraulicznego otworu poziomego. To właśnie ta technologia pozyskiwania gazu ze skały łupkowej wzbudza protesty zielonych w PE. We wtorek komisja PE ds. środowiska przedstawiła studium, w którym zawarto tezę, że technologia ta powoduje dwukrotnie większą emisję metanu w stosunku do wydobywania gazu konwencjonalnego. Członek tej komisji Konrad Szymański (ECR) ocenił ekspertyzę jako stronniczą, a debatę -

jako nierzetelną. Eksperci z USA przyznają, że emisja metanu przy wydobyciu gazu łupkowego jest nieco większa.

"Komisja środowiska chce zakazu wydobywania gazu łupkowego w UE metodą szczelinowania. Teraz czekamy na działania Komisji Europejskiej, jeśli takie nie nastąpią, wyjdziemy z inicjatywą rezolucji wzywającej do takiego zakazu" - powiedziała PAP francuska europosłanka Zielonych Sandrine Belier.

W odpowiedzi na ekspertyzę komisji środowiska, w środę komisja ds. energii zorganizowała debatę z udziałem PGNiG. "Nie chcemy już słuchać przypuszczeń na bazie Stanów Zjednoczonych i Kanady, gdzie są inne warunki środowiskowo-prawne, chcemy informacji od tych, którzy aktualnie wiercą w UE, a jest to na pewno PGNiG" - powiedział PAP członek komisji ds. energii Bogdan Marcinkiewicz (EPP).

Ponadto w PE trwa walka na oświadczenia, podpisy pod apelem o moratorium na wydobycie gazu łupkowego w Europie zainicjowali posłowie francuskich zielonych. Powstało też oświadczenie "prołupkowe". „Ani oświadczenie przeciw wydobyciu gazu łupkowego, ani oświadczenie ‘progazowe’ nie uzyskały wystarczającego poparcia, by stać się dokumentem parlamentu, ale sprawa gazu łupkowego będzie powracać” - powiedział dziennikarzom europoseł Bogusław Sonik (EPP).

Poinformował, że w komisji ds. środowiska ma powstać raport nt. wpływu wydobycia gazu łupkowego na środowisko i zdrowie człowieka. "To będzie raport nielegislacyjny, tym nie mniej będzie wyznaczał pewne kierunki (w wypracowywaniu stanowiska PE - PAP). Odbędzie się prawdziwa próba sił" - podkreślił Sonik.

Gaz łupkowy wydobywa się metodą tzw. szczelinowania hydraulicznego. Zakłada ona pompowanie pod dużym ciśnieniem pod powierzchnię ziemi wody z niewielką domieszką substancji chemicznych, by rozsadzić podziemne skały i uwolnić gaz. Według ekologów, taka metoda jest szkodliwa dla środowiska, bo może prowadzić do zanieczyszczenia wód gruntowych. Z tego powodu wydobycia gazu metodą szczelinową zakazano np. we Francji, przeciwne tej metodzie są też Niemcy, z kolei na szeroką skalę stosuje się ją w USA.

Polska może mieć największe złoża gazu łupkowego w Europie.

5. NIE MA POROZUMIENIA W PE WS. RAPORTU O GAZIE ŁUPKOWYM

(autor: Katarzyna Szymańskiej-Borginon, RMF, 5.10.2011)

Frakcje w europarlamencie nie porozumiały się, kto będzie sprawozdawcą raportu w sprawie gazu łupkowego. To kluczowy dokument na temat wpływu wydobycia tego surowca na środowisko, który ma być jednocześnie stanowiskiem całego Parlamentu Europejskiego.

Decyzję przesunięto o miesiąc. Z informacji korespondentki RMF FM Katarzyny Szymańskiej-Borginon wynika, że nie ma szans, aby sprawozdawcą został któryś z polskich eurodeputowanych lub europoseł z partii Zielonych.

Obie strony zostały uznane za zbyt zaangażowane - Polacy po stronie zwolenników wydobywania gazu, a Zieloni przeciw. Nie udało się także próba zablokowania raportu.

Niechętna powstaniu dokumentu jest Europejska Partia Ludowa (jej członkiem jest PO) oraz Europejscy Konserwatyści i Reformatorzy (członkiem jest PiS).

Eurodeputowani PO chcieli w ostatniej chwili doprowadzić do tego, by był to wspólny dokument PE o komisji ds. przemysłu. Zasiada w niej więcej eurodeputowanych, którzy dostrzegają także pozytywne aspekty wydobywania gazu z łupków, jak na przykład zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego. Pomysł ten nie znalazł jednak większego poparcia.

6. OŚWIADCZENIE EUROPOSŁÓW KLUBU PO-PSL WS. GAZU ŁUPKOWEGO

Studium w sprawie gazu łupkowego, które było wczoraj przedstawione na komisji środowiska PE, jest opracowaniem stroniczym, pisanym pod tezę i opiera się na niepotwierdzonych naukowo badaniach. Prawdziwą przesłanką ekspertyzy jest próba zniechęcenia do poszukiwań i ewentualnego wydobycia gazu łupkowego. W związku z dużym zainteresowaniem tematem, koordynatorzy w komisji środowiska zdecydowali o rozpoczęciu prac nad sprawozdaniem. Dokument ten nie będzie miał charakteru prawa europejskiego, wyrazi jedynie stanowisko i poglądy najpierw komisji środowiska PE, a później całego parlamentu. Decyzja o tym, z której grupy politycznej będzie pochodził sprawozdawca zostanie podjęta w przyszłym miesiącu. Pozostaje również do rozstrzygnięcia czy komisja przemysłu nie będzie wniosowała o współpracę przy tym raporcie, ze względu na jej kompetencje w dziedzinie energii.

Głos przeciwko gazowi łupkowemu jest w Parlamencie Europejskim w mniejszości, o czym świadczy marginalne zainteresowanie oświadczeniem pisemnym nawołującym do unijnego zakazu wydobywania tego surowca. Termin podpisywania oświadczenia mija jutro. Większość eurodeputowanych jest przeciwna nakładaniu tego typu zakazów, przykładem są odrzucone postulaty moratoriów na energię nuklearną (po Fukushima) czy na odwierty podmorskich złóż ropy i gazu (po katastrofie w Zatoce Meksykańskiej). Traktaty Unii Europejskiej wyraźnie mówią, że kwestia wyboru tak zwanego koszyka energetycznego należy do poszczególnych państw członkowskich.

Celem posłów zainteresowanych rzetelną debatą na temat gazu łupkowego jest oddanie głosu ekspertom międzynarodowym i oparcie się o merytoryczne argumenty, czego przykładem jest dzisiejsze i sprzed dwóch tygodni wysłuchanie publiczne nt. gazu łupkowego w komisji przemysłu, badań i energii w Parlamencie Europejskim.

Andrzej Grzyb
Jolanta Hibner
Lena Kolarska-Bobińska
Bogdan Marcinkiewicz
Bogusław Sonik

7. OŚWIADCZENIE POSŁA KONRADA SZYMAŃSKIEGO Z ECR

Mniej niż 10% posłów do Parlamentu Europejskiego podpisało deklarację wzywającą do unijnego zakazu wydobycia gazu niekonwencjonalnego. 6 października minął ostateczny termin zbierania podpisów pod dokumentem zaproponowanym głównie przez francuskich

posłów prawicy i lewicy. By dokument stał się zaleceniem Parlamentu Europejskiego potrzebnych jest 369 podpisów - więcej niż połowa z 736 posłów zasiadających w tej kadencji PE.

Poseł do PE Konrad Szymański (ECR) od początku zarejestrowania tego dokumentu prowadził kampanię podważającą jej podstawy merytoryczne oraz polityczny sens.

„Wygraliśmy istotną potyczkę z oponentami gazu łupkowego w Parlamencie. Najbardziej radykalny postulat wprowadzenia europejskiego moratorium na badania i wydobywanie gazu niekonwencjonalnego padł. - mówi Konrad Szymański. Przed nami dużo poważniejsze starcie, które będzie się koncentrowało wokół regulacji unijnych, które są decydujące dla opłacalności wydobywania tego gazu. Komercjalizacja tego gazu może być utrudniona np. przez zawyżenie europejskich standardów w zakresie ochrony środowiska, wód gruntowych, ochrony jakości gleby, czy zasad uzyskiwania pozwoleń administracyjnych na inwestycje w gaz niekonwencjonalny. W każdym z tych aspektów Unia może uderzyć w ekonomiczny sens wydobywania tego gazu. Efektem może być sytuacja, w której nikt niczego nie zabrania wprost, ale gaz niekonwencjonalny przestaje być konkurencyjny wobec dotychczasowych dostaw.”

13 października br. w PE odbędzie się konferencja ECR nt. znaczenia gazu niekonwencjonalnego dla środowiska, polityki klimatycznej i bezpieczeństwa energetycznego UE. W listopadzie odbędzie się także seminarium nt. ukraińskich planów wykorzystania gazu niekonwencjonalnego. Obie imprezy organizowane są przez posła Konrada Szymańskiego i Grupę ECR.

8. POLSKA PRZECIWKO UNIJNYM STANDARDOM WYDOBYCIA GAZU ŁUPKOWEGO

(Źródło: gazetaprawna.pl, 4 października 2011 r.)

Jeszcze przed objęciem Prezydencji w Unii Europejskiej, Polska zabiegała o to, aby gaz łupkowy stał się „wspólnym europejskim projektem”. Ale obecnie najwyraźniej opowiada się przeciwko kreśleniu planów rozwoju tego przemysłu przez Brukselę – pisze unijny portal EurActive.

W polskim przedstawicielstwie w UE zaprezentowano wczoraj raport Polskiego Instytutu Spraw Międzynarodowych zatytułowany “Droga do dobrobytu czy do ruiny? Gaz łupkowy pod lupą polityków”, w którym przedstawia się argumenty przeciwko tworzeniu europejskim standardów wydobywania gazu łupkowego.

Od czerwca tego roku, kiedy Francja zakazała ze względów ekologicznych stosowania tzw. szczelinowania hydraulicznego – głównej technologii wydobywania gazu łupkowego – trudno mówić o wspólnym podejściu krajów UE do rozwoju tego sektora. „Warszawa obawia się, że takie wspólne podejście oznaczać będzie ograniczenia regulacyjne” – podkreśla EurActive.

Polska należy do tych krajów Europy, w których o gazie łupkowym mówi się z dużą nadzieją i entuzjazmem. Ale dążąc do rozwoju tego przemysłu Polska kieruje się nie tyle perspektywą „napływu petrodolarów”, ile politycznymi implikacjami dla bezpieczeństwa energetycznego kraju – stwierdzają autorzy raportu PISM.

Jednak gaz łupkowy jest w Europie kwestią kontrowersyjną, budzi bardzo różne reakcje – od pełnej aprobaty po zdecydowany sprzeciw. Według polskich uczonych głównym powodem tak daleko idącej polaryzacji stanowisk jest brak wiarygodnych danych na temat ekonomicznych korzyści wynikających z wydobycia gazu łupkowego w Europie.

Sprawa gazu łupkowego przyciągnęła uwagę unijnych instytucji dopiero w zeszłym roku, prowadząc znowu do wykrystalizowania się dwóch opcji. Jedna z nich opowiada się za określaniem standardów wydobycia surowca wyłącznie przez poszczególne kraje, druga wskazuje na konieczność regulacji unijnych.

„Ze względu na złożoność i intensywność debaty, wprowadzenie zasad prawnych lub ram regulacyjnych dotyczących wydobycia gazu łupkowego w całej Unii Europejskiej, wydaje się niepraktyczne” – konkluduje raport PISM.

Poniżej link to artykułu nr. raportu PISM "Path to prosperity or road to ruin? Shale gas under political scrutiny.", który został w dniu 4 października br. zaprezentowany w Stałym Przedstawicielstwie RP przy UE.

<http://www.euractiv.com/energy/poland-lobbies-eu-shale-gas-regulation-news-508136>

<http://www.euractiv.com/fr/general/la-pologne-contre-une-glementation-europ-enne-sur-le-gaz-de-schiste-news-508147>

9. EURACTIV KRYTYCZNIE O POLSKIM LOBBINGU W SPRAWIE GAZU ŁUPKOWEGO

(autor: Wojciech Jakóbiak, 7.10.2011, ebe.org.pl)

Portal EurActiv.com przeciwstawia stanowisko Polski w sprawie wydobycia gazu łupkowego, jej działaniom w sprawie regulacji jego dotyczących. Portal nazywa badania przedstawione przez polskich europarlamentarzystów „zaskakującymi”.

Polacy przedstawili w środę badania które przemawiają za powstrzymaniem planów wprowadzenia europejskich regulacji dotyczących wydobycia gazu łupkowego. Chodzi o dokument Polskiego Instytutu Spraw Międzynarodowych pt. „Path to Prosperity or Road to Ruin? Shale Gas Under Political Scrutiny”.

EurActiv wskazuje, że w czasie gdy Francja zablokowała wykorzystywanie hydraulicznego kruszenia w czerwcu tego roku, Polacy opowiadali się w opozycji do decyzji tego kraju za wspólną polityką europejską względem gazu łupkowego. Portal uważa, że unijne regulacje mogłyby być jej emanacją. Dziś Polacy prezentują twarde stanowisko sprzeciwiające się jakimkolwiek nowym ograniczeniom.

Polska obawia się, że nowe prawo może ograniczyć opłacalność wydobycia gazu łupkowego, a tym samym zniweczyć szanse na uzyskanie przez Polaków większej dywersyfikacji na rynku gazu.

10. SPÓR O GAZ ŁUPKOWY

(Euractiv, 21.09.2011)

„Gaz łupkowy będzie budził na jesieni wiele emocji w Brukseli” – zapowiadała niedawno na swoim blogu Lena Kolarska-Bobińska, eurodeputowana Europejskiej Partii Liberalnej (EPP).

I rzeczywiście, w Brukseli rozgorzał spór o zakaz wydobywania gazu niekonwencjonalnego. "Wciąż próbuje się wprowadzić zapisy utrudniające rozpoczęcie eksploatacji złóż na skalę przemysłową" - mówi Kolarska-Bobińska w rozmowie z „Dziennikiem”. Autorka raportu o energetycznej przyszłości Europy tłumaczy, że Komisja Europejska jest w trakcie przeglądu różnych dyrektyw środowiskowych, między innymi tej dotyczącej oceny oddziaływania na środowisko (Environment Impact Assessments) i niewątpliwie będzie się zastanawiać, w jaki sposób będą one dotyczyć gazu łupkowego.

Otwarcie przeciwko eksploatacji złóż łupkowych występują przede wszystkim Zieloni. Eurodeputowani przyznają jednak nieoficjalnie, że za sprzeciwem stoi potężne lobby, dla którego nowe źródło energii jest zagrożeniem. To – wylicza „Dziennik” - przedsiębiorstwa zaangażowane w pozyskiwanie energii ze źródeł odnawialnych oraz firmy rosyjskie, które gaz łupkowy pozbawi sporej części ogromnych dochodów z eksportu paliwa.

Zdaniem Jacka Saryusz-Wolskiego, eurodeputowanego EPP, jedyną szansą walki z takimi naciskami jest przedstawianie argumentów i badań na temat gazu łupkowego. W tym celu zorganizował on w Brukseli konferencję na ten temat i zaprosił na nią ekspertów z krajów zarówno eksploatujących złoża łupkowe, jak i tych, które tego nie czynią.

O lobbingu przeciwników gazu łupkowego w Europie mówi też Kolarska-Bobińska. Chcąc dowiedzieć się, czy Komisja Europejska planuje jakieś działania dotyczące gazu łupkowego, spotkała się z przedstawicielami dwóch różnych dyrekcji generalnych - do spraw energetyki oraz środowiska. Podkreślali oni, że Komisja Europejska „nie planuje na razie żadnych tego typu działań, ponieważ nie ma powodu, by je podejmować”. Gaz łupkowy jest częścią polityki energetycznej poszczególnych państw. Nie ma więc uzasadnienia dla uregulowań na szczeblu unijnym. Ponadto nie otrzymano – podkreśla eurodeputowana - żadnych negatywnych sygnałów dotyczących wydobycia gazu łupkowego w Europie.

Jeden z jej rozmówców podkreślił dwa największe wyzwania związane z gazem łupkowym. Pierwsze to potrzeba budowania poparcia dla jego wydobycia na poziomie lokalnym, poszczególnych gmin i powiatów. Należy dążyć do włączenia mieszkańców w ten proces, tak aby firmy nie pojawiały się w regionach jako "ciało obce". Drugie istotne wyzwanie dla gazu łupkowego, opisuje Kolarska-Bobińska, ma charakter bardziej techniczny - jest to brak połączeń, którymi można przesyłać gaz dalej. Oznacza to duże nakłady, również w sieci przesyłowe.

„Z umiarkowanym optymizmem twierdzimy, że rok 2014 będzie początkiem komercyjnej eksploatacji. Opracowaliśmy perspektywę do 2035 roku i jest to czas, kiedy będziemy mogli odpowiedzialnie powiedzieć, że będziemy zależni głównie od gazu swojego” - zapowiedział w ubiegłym tygodniu premier Donald Tusk. Szef rządu odwiedził platformę wiertniczą gazu łupkowego w Lubocinie na Pomorzu.

W połowie października klub PO-PSL w Parlamencie Europejskim zorganizuje wysłuchanie na temat gazu łupkowego. Wezmą w nim udział specjaliści z Polski, a przede wszystkim znaczący eksperci z różnych krajów Unii Europejskiej. Na razie polityczno-ekologiczna walka o gaz łupkowy trwa. I nic nie wskazuje, by się szybko zakończyła.

Polska posiada jednak także inne potencjalne źródła energii. Według raportu Wind Energy Council za rok 2009, nasz kraj mógłby się w znaczącym stopniu oprzeć także na energii wiatrowej. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej informuje, że Polska do 2020 roku może mieć ok. 13 gigawatów mocy z farm wiatrowych. Na razie jednak - jak zauważa EurActiv.com - Polska spogląda głównie na gaz łupkowy, by uwolnić się od zależności od wydobycia węgla kamiennego. O rosyjskim gazie nie wspominając.

11. RAPORT LEINENA NA TEMAT GAZU ŁUPKOWEGO STWORZONY POD DYKTANDO LOBBY

(autor: Wojciech Jakóbiak, 16.07.2011, ebe.org.pl)

Biuro prasowe komisarza UE do spraw Energii na koniec roku zapowiedziało prezentację raportu z badania unijnych regulacji odnośnie wydobycia gazu łupkowego. Komisja Europejska ma rozważyć wprowadzenie specjalnych regulacji w wypadku gdyby istniejące były niewystarczające.

Komisja środowiska Parlamentu Europejskiego przedstawiła już raport badający oddziaływanie wydobycia gazu łupkowego na środowisko i zdrowie obywateli. Szef komisji, niemiecki polityk Jo Leinen (S&D) zapowiedział w środę, że Parlament podejmie debatę i zdecyduje, jakie środki zaproponuje, by chronić środowisko i zdrowie obywateli UE.

Posłanka do PE Lena Kolarska-Bobińska zwraca uwagę na fakt, że Leinen należał kiedyś do ruchu antynuklearnego w Niemczech. Jej zdaniem obecna atmosfera względem gazu łupkowego w Niemczech znów „wznosi go na fali”.

Jak pisze dziennik Guardian, Jo Leinen żąda wprowadzenia kar, a nawet całkowitego zakazu eksploatacji gazu łupkowego. Na posiedzeniu komisji, której przewodzi postulował stworzenie dyrektywy powodującej zablokowanie możliwości wydobycia gazu łupkowego. Chodzi o dyrektywę tzw. „równości energetycznej”, która w praktyce prowadziłaby do dyskryminacji konwencjonalnej energetyki na rzecz odnawialnej.

Oprócz podnoszonych wcześniej zarzutów względem eksploatacji gazu z łupków, o których mowa poniżej, Leinen zarzuca producentom gazu zaniżanie o połowę poziomu emisji CO₂ wydzielanego do atmosfery podczas eksploatacji łupków. Według polityka ten czynnik decyduje o „szkodliwości” wydobycia gazu łupkowego. Leinen domaga się stworzenia dyrektywy narzucającej limity eksploatacyjne i kary finansowe za ich przekroczenie. Więcej na ten temat pisze Łukasz Sianozecki z Naszego Dziennika.

• Raport

W raporcie komisji Leinena jest mowa o skażeniu wód gruntowych i małych trzęsieniach ziemi jakie mają się zdaniem jego twórców nieuchronnie wiązać z eksploatacją gazu łupkowego. Według nich przed rozpoczęciem wydobycia powinno się przeprowadzać obowiązkowe analizy projektów obejmujące koszty generowane w całym „cyklu życia” projektu. Dokument powiela zarzuty przedstawiane przed jego przedstawieniem przez krytyków eksploatacji gazu łupkowego.

Raport został sporządzony przez ekspertów z niemieckiego Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy oraz niemieckiej firmy konsultingowej Ludwig-Boelkow-Systemtechnik GmbH.

Kolarska-Bobińska zauważyła, że w Polsce przydałaby się kampania promująca wydobycie gazu łupkowego i korzyści dla społeczności lokalnych, a także krajowe przepisy regulujące tę kwestię. „Kwestia gazu łupkowego, jak soczewka skupia w sobie interesy ekonomiczne i polityczne. Na jesieni w PE szykuje się szereg +bitew+ i przesłuchań w tej sprawie” – poinformowała Kolarska-Bobińska.

- Są różne interesy i będzie można obserwować, które kraje europejskie będą miały zbieżne interesy z interesami na przykład rosyjskimi w zakresie gazu łupkowego – tak w środę wieczorem wicepremier, minister gospodarki Waldemar Pawlak odpowiedział na pytanie PAP o możliwe regulacje w Unii Europejskiej, które ograniczałyby wydobycie gazu łupkowego w Europie.

- **Brachowicz (Pressje) – więcej o twórcach raportu**

Maciej Brachowicz z krakowskich Pressji analizuje dobór autorów wspomnianego wcześniej raportu. Wszyscy są Niemcami. Jak pisze Brachowicz: „(...)piątka autorów zatrudniona jest w Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, podmiocie gospodarczym zajmującym się doradztwem na rynku ‘energii zrównoważonej’, która w dzisiejszym modnym żargonie znaczy ni mniej, ni więcej, tylko odnawialne źródła energii.

Autor wskazywany w raporcie jako najważniejszy z jego twórców jest pracownikiem Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy. Jest to organizacja, której właścicielem jest land Nadrenii Północnej Westfalii (Brachowicz podkreśla, że oznacza to, że jest przez ten land finansowana, a w radzie nadzorczej zasiadają głównie wysocy urzędnicy ministerialni). Pikanterii sprawie dodaje fakt, że jest to land rządony przez koalicję SPD/Zieloni. Jest to także jedyny land w Niemczech, który wprowadził moratorium na wydobycie gazu łupkowego.

Brachowicz nurtuje, jak niemieckim naukowcom udało się stworzyć stustronnicowy raport posiadający tak wielką ilość danych w ciągu czterech miesięcy. Jego zdaniem został on opracowany z niespotykaną dla pracy naukowej prędkością.

Wartość naukowa raportu stworzonego przez środowisko zależne od jednej opcji politycznej może być podawana w wątpliwość. Można jej również przeciwstawić w przyszłości raport stronnictwa z drugiej strony barykady. W debacie na temat gazu łupkowego w Unii Europejskiej wciąż brakuje dokumentu naukowego wyjaśniającego rzeczywisty wpływ eksploatacji tego surowca na środowisko naturalne. Pomimo to, jak informuje KE podjęto już prace nad stworzeniem regulacji ograniczające ten, do tej pory niepotwierdzony wpływ.

**Opracowała:
Dr Magdalena Skulimowska**

Załączniki:

1. Sprawozdanie zaprezentowane na posiedzeniu Komisji Ochrony Środowiska Naturalnego, Zdrowie Publiczne i Bezpieczeństwo Żywności autorstwa niemieckiej fundacji Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (po polsku):

http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/envi/dv/shalegas_pe464425/shalegas_pe464425_pl.pdf

2. Raport Polskiego Instytutu Spraw Międzynarodowych: „Path to prosperity or road to ruin? Shale gas under political scrutiny” (po angielsku):

http://www.pism.pl/files/?id_plik=8613

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, wydobywaniem 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, wydobywaniem 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 profilów 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 postępowym 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 uwieczonych 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 uwieczoną 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.

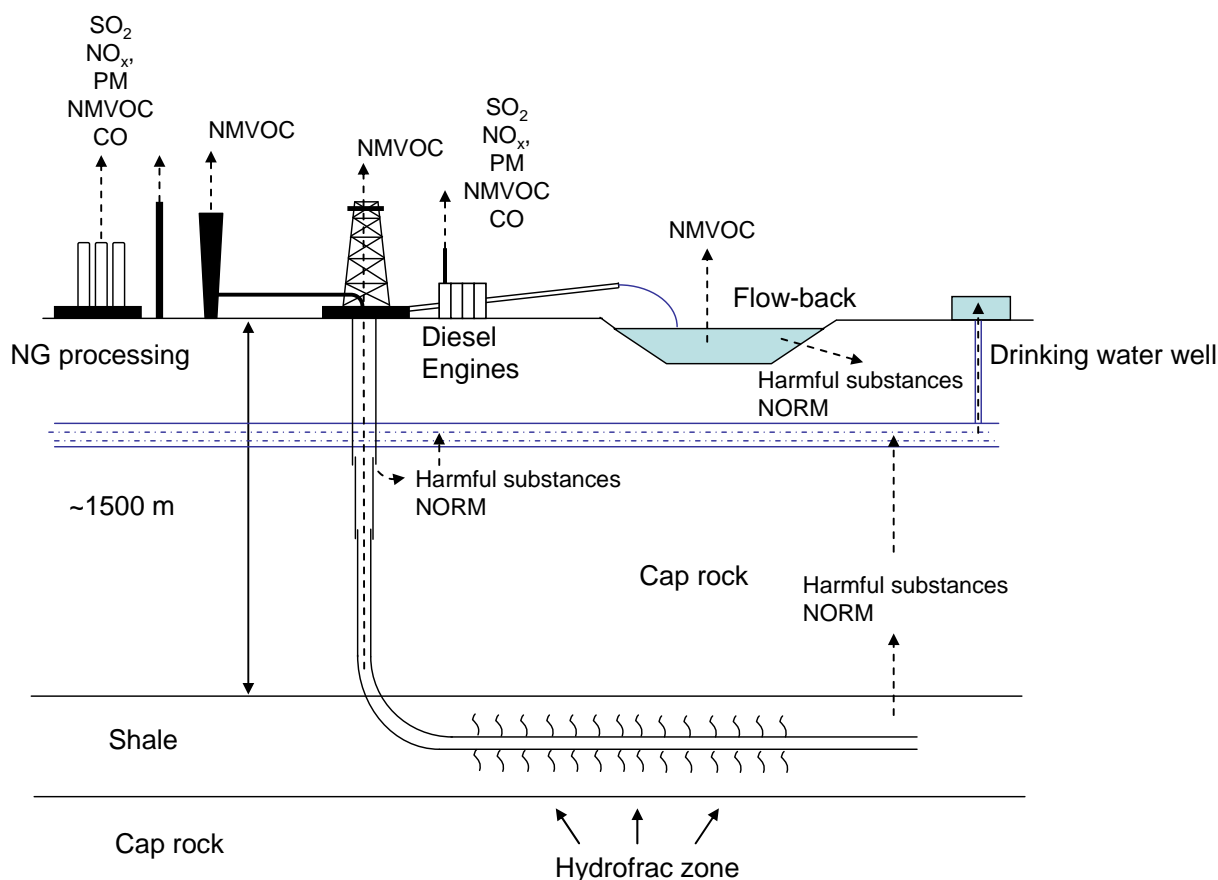
W tej warstwie używa się materiałów wybuchowych, aby utworzyć niewielkie szczeliny poprzez perforację osłony. Szczeliny te są sztucznie poszerzane poprzez wypełnienie ich wodą pod wysokim ciśnieniem. Liczba sztucznych szczelin, ich długość i położenie w warstwie (poziome lub pionowe) zależą od cech formacji. 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 poziomych 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; Kummert, 2011].

2.5. Trzęsienia ziemi

Dobrze wiadomo, że szczelinowanie hydrauliczne może powodować niewielkie trzęsienia ziemi o sile rzędu 1–3 stopni w skali Richtera [Adusckin, 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, uwiecznione 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 210Pb (izotop ołowiu), a następnie do 210Bi (izotop bizmutu), 210Po (izotop polonu), a wreszcie do stabilnego 206Pb (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 Ci = 3,7 10¹⁰ 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.

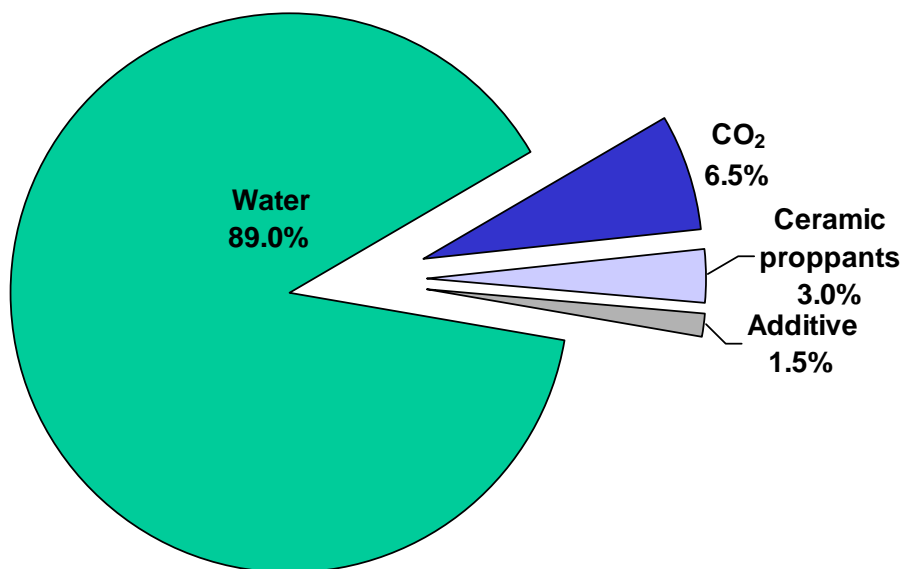
- 8 substancji sklasyfikowano jako znane substancje rakotwórcze, takie jak benzen (klasyfikacja GHS: rakotwórczość 1A) i akryloamid, tlenek etylenu oraz różne rozpuszczalniki zawierające substancje aromatyczne (klasyfikacja GHS⁵: rakotwórczość 1B).
- 6 substancji sklasyfikowano jako podejrzewane substancje 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 monobutylowym 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 zużytą 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 naboju 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.

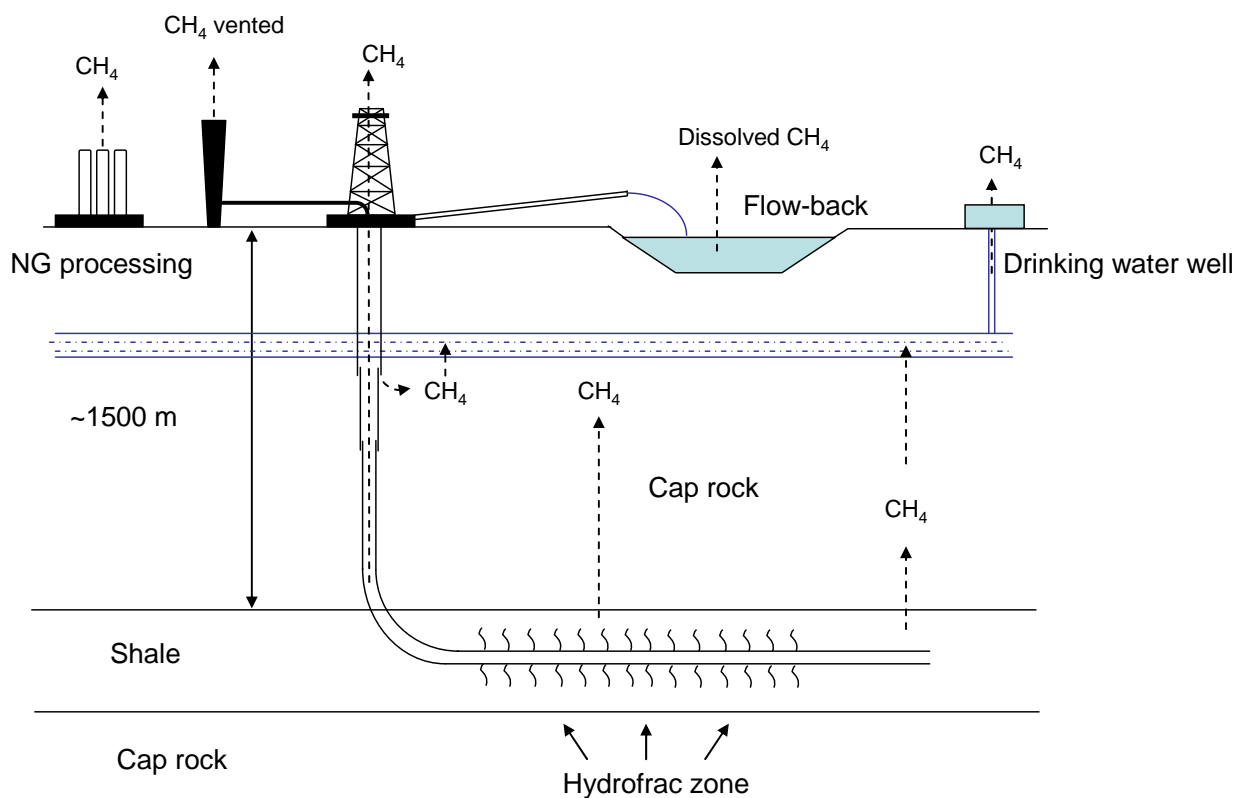
3.1. Gaz łupkowy i gaz zamknięty

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.

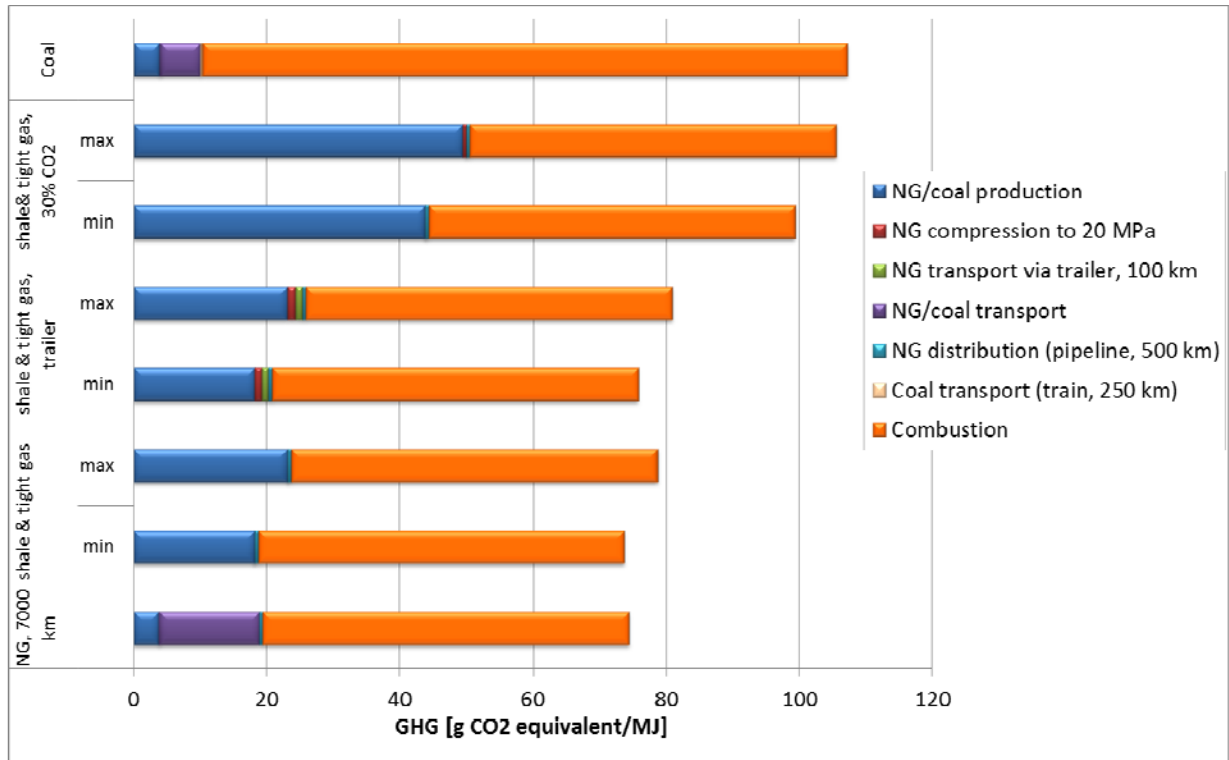
Inną kwestią, którą należy wziąć pod uwagę, jest transport gazu ziemnego z odwiertu do sieci gazowej. W przypadku niewielkiej wydajności gazu ziemnego na odwiert gaz ziemny jest transportowany w formie sprężonej pojazdem ciężarowym z doczepioną cysterną CNG.

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 podziemnych 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 podwiertowych, 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 podwiertowych 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. Przede 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

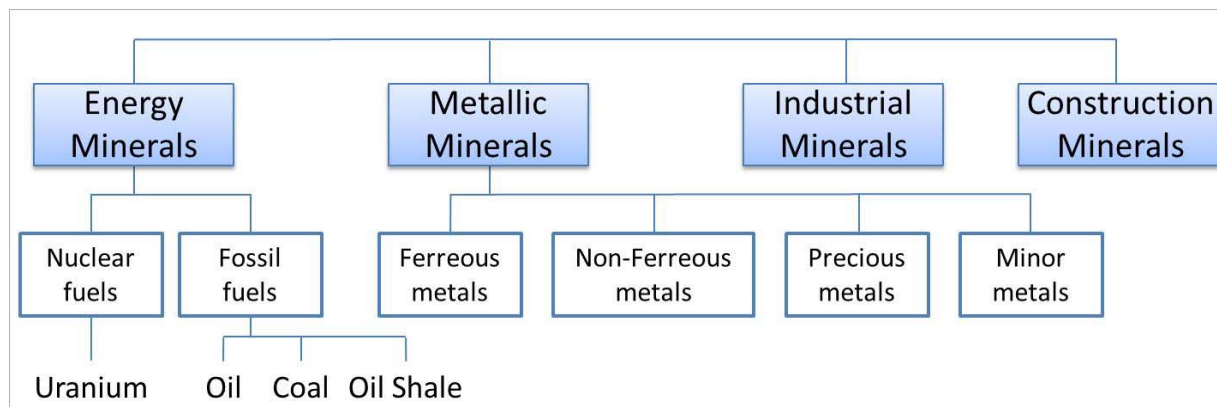
| Dyrektywa | Dyrektywy dotyczące górnictwa |
|--------------|---|
| 2006/21/WE | Dyrektywa w sprawie gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego Dyrektywa w sprawie odpadów kopalnianych |
| 1992/104/EWG | Dyrektywa w sprawie minimalnych wymagań w zakresie poprawy bezpieczeństwa i ochrony 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

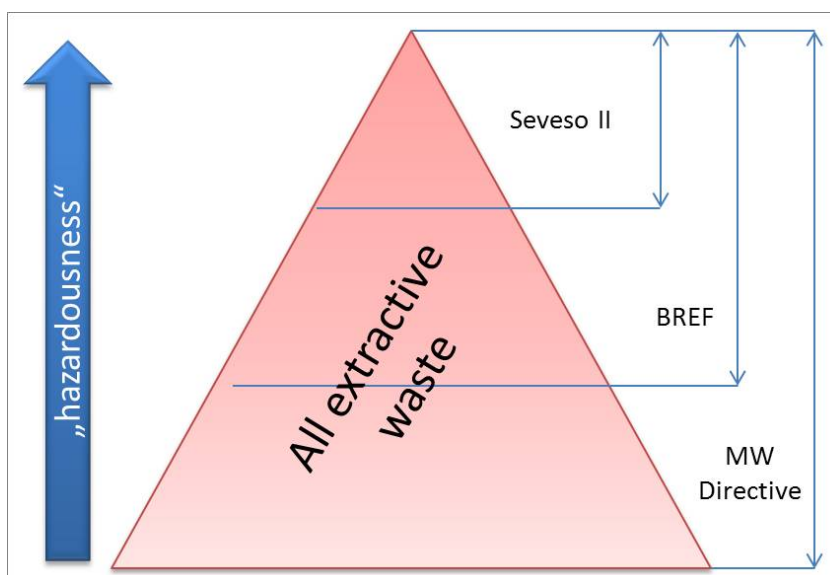
Jak przedstawiono w rozdziale 4.1, jedynie cztery dyrektywy UE zostały dostosowane specjalnie do wymogów przemysłu wydobywczego. Istnieje jednak dodatkowe prawodawstwo, zwłaszcza w dziedzinach środowiska naturalnego, zdrowia i bezpieczeństwa, które dotyczy również aspektów górnictwa [Safak, 2006]. W 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 podwiertowej 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 następnych 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.

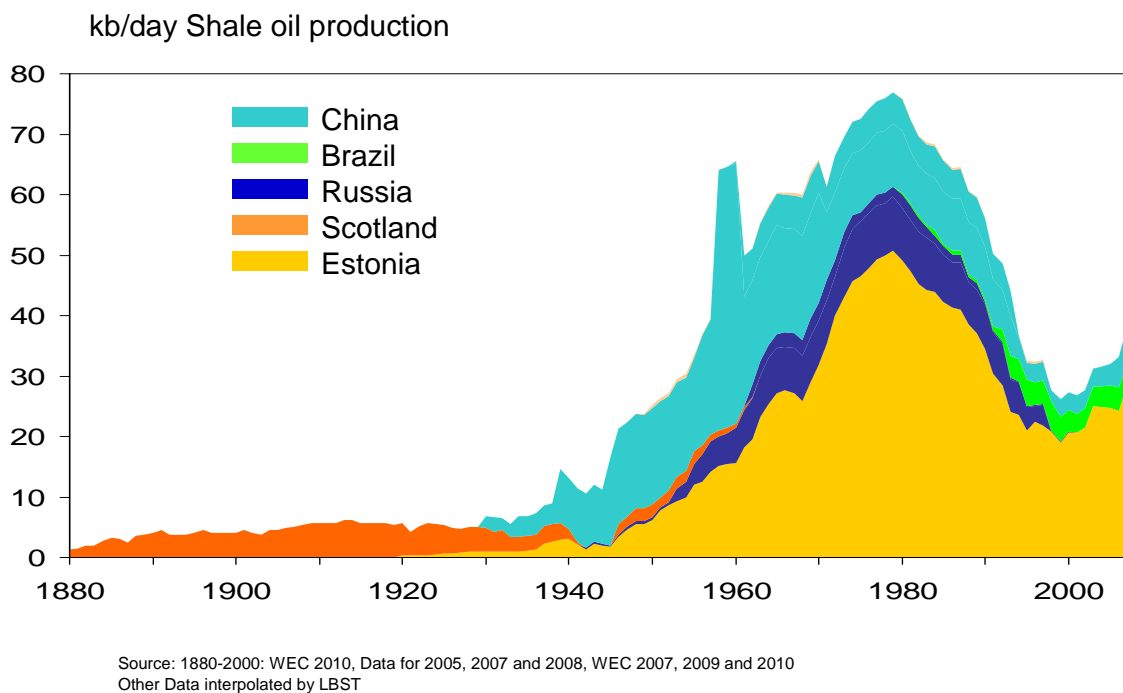
Ostatnio wzrosło zainteresowanie, gdy niewielkie przedsiębiorstwo, Treador, po analizie starych protokołów badań ogłosiło pierwsze szacunki dotyczące możliwości istnienia basenu bogatego w ropę, rozciągającego się od regionów położonych na południu Paryża do regionu winnego Szampania. Przedsiębiorstwo 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 szeroka 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.

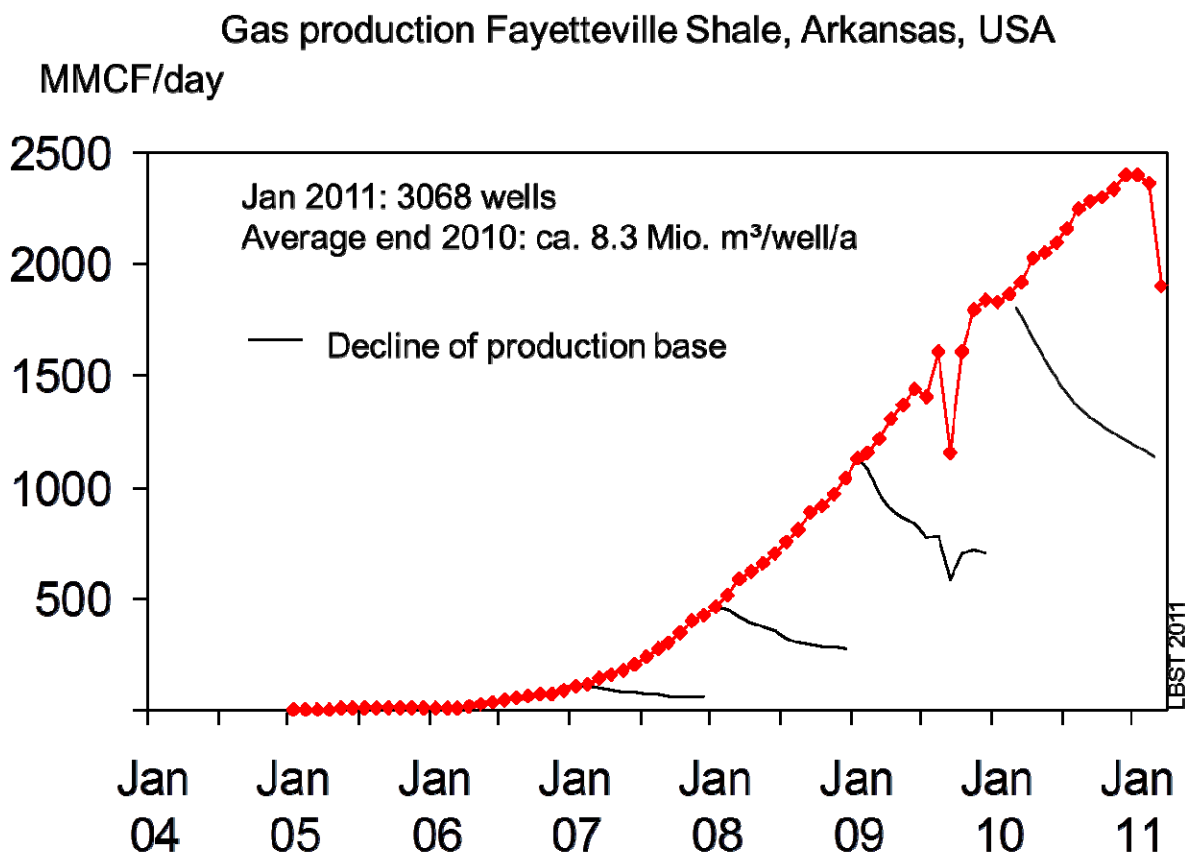
Równoległe z przyjęciem ustawy o czystej energii przez parlament Stanów Zjednoczonych w 2005 r., która wyłączyła odwierty węglowodorów z ograniczeń ustawy o bezpieczeństwie wody pitnej z 1974 r., zwiększyła się eksploatacja złoża Barnett. W ciągu pięciu lat produkcja wzrosła tam do 51 mln m³ gazu pozyskiwanego 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 złożo 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 złoża łupkowego. 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 produktywne, 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 |

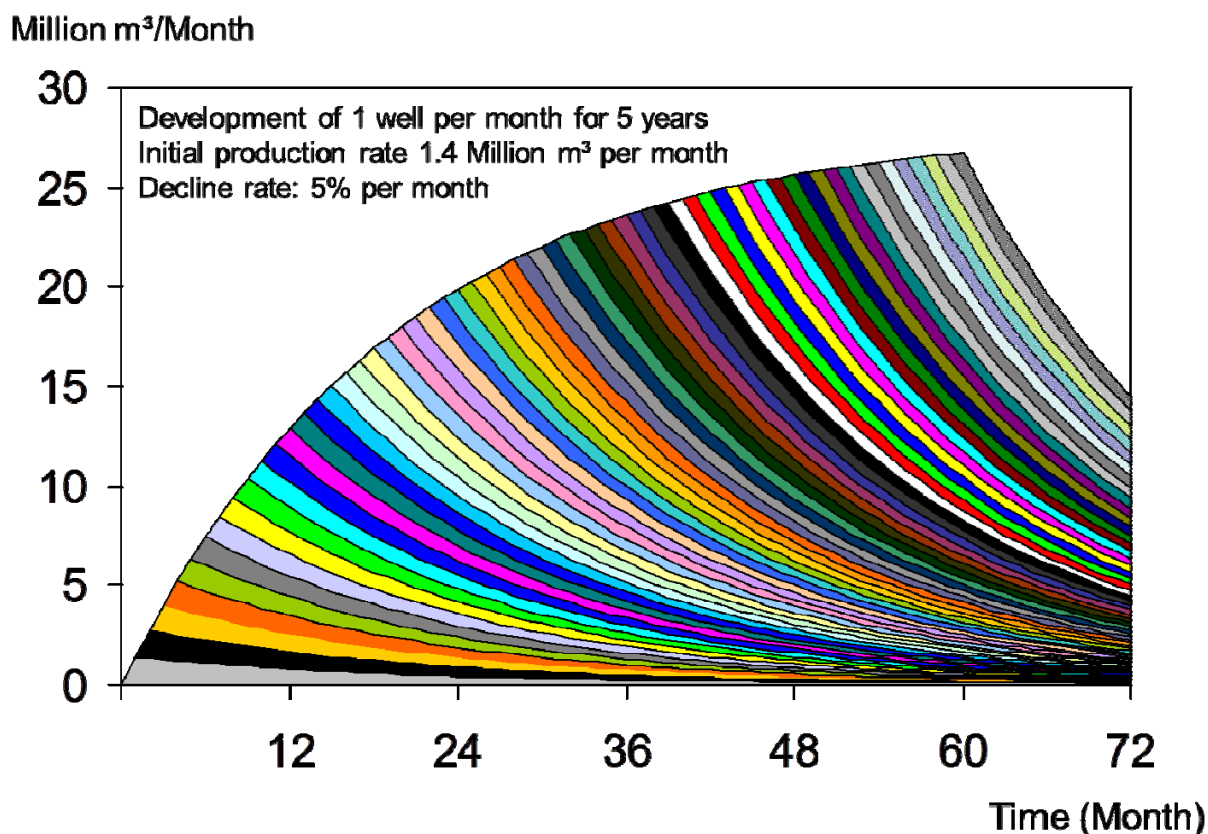
Źródło: US-EIA (2011).

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 dziesięcioleci 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 górnictwem nie uwzględniają konkretnych aspektów szczelinowania hydraulicznego. W europejskich państwach członkowskich występują istotne różnice między przepisami w tym zakresie. W wielu przypadkach prawa do użytkowania górnictwem mają pierwszeństwo przed prawami obywateli, a lokalne władze polityczne często nie mają wpływu na ewentualne przedsięwzięcia lub tereny działalności górnictwem, 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 górnictwem 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 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 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 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.

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 Borngräber (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-energetic 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) Zatłaczanie pod powierzchnią ziemi. – Pojęcie zatłaczania pod powierzchnią ziemi – (A) oznacza umieszczenie płynów pod powierzchnią za pomocą zatłoczenia do odwiertu; oraz (B) nie obejmuje – (i) zatłoczenia gazu ziemnego pod powierzchnią ziemi do celów składowania; oraz (ii) zatłoczenia 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/taix/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 gaz ziemny zagraża 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/taie/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 – złożo 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) (Teksańska Komisja Kolejowa). (2011). URL: <http://www.rrc.state.tx.us/>
- Thonhauser (2010): G. Thonhäuser. 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 ZDJEĆ:
iStock International Inc.



ISBN

Path to Prosperity or Road to Ruin? Shale Gas Under Political Scrutiny

Report of the Polish Institute of International Affairs



WARSAW
OCTOBER 2011

ERNEST WYCISZKIEWICZ (ED.),
AGATA GOSTYŃSKA, DOROTA LISZCZYK, LIDIA PUKA,
BARTOSZ WIŚNIEWSKI, BARTŁOMIEJ ZNOJEK

THE POLISH INSTITUTE OF INTERNATIONAL AFFAIRS

PATH TO PROSPERITY OR ROAD TO RUIN?
SHALE GAS UNDER POLITICAL SCRUTINY

Ernest Wyciszkiewicz (ed.),
Agata Gostyńska, Dorota Liszczyk, Lidia Puka,
Bartosz Wiśniewski, Bartłomiej Znojek

Warsaw, October 2011

Cover photo: A wellhead "christmas tree" at a shale gas completions site,
British Columbia, Canada, May 2011
© Bartosz Wiśniewski

© Polski Instytut Spraw Międzynarodowych, 2011

ISBN 978-83-62453-25-2

Polski Instytut Spraw Międzynarodowych
ul. Warecka 1a, 00-950 Warszawa
phone (+48) 22 556 80 00, fax (+48) 22 556 80 99
pism@pism.pl, www.pism.pl

CONTENTS

| | |
|---|----|
| Executive summary | 5 |
| Introduction. | 7 |
| From Revolution to Evolution—Looking Into the North American Experience | 8 |
| In the Wake of the U.S. Revolution | 8 |
| Canada’s Shale Gas Experience | 12 |
| Golden Era of (Shale) Gas? | 15 |
| The Involvement of European Union Institutions | 19 |
| European Council | 19 |
| Council of the European Union. | 19 |
| European Commission | 20 |
| The European Parliament | 22 |
| Shale Gas—Public Debate in Select EU member States | 25 |
| Germany | 26 |
| France | 30 |
| United Kingdom | 35 |
| The Netherlands | 40 |
| Denmark | 42 |
| Sweden | 43 |
| Norway | 44 |
| Instead of a Conclusion—Poland as a Shale Gas Lab | 46 |

Executive summary

- Uncertainty reigned in last year’s debates about the future of gas markets. There was uncertainty about prices, a sufficient level of investments, the implementation of climate policies and the post-crisis economic recovery, thus, about demand, but not about the availability of new sources of supply. This year, the uncertainty seemed to be narrowed down to the European market, while elsewhere a new “dash-for-gas” is predicted, with new centres of consumption and new sources of supply on the horizon.
- Unconventional gas is at the heart of the current debates. The European shale-gas debate is peculiar for its polarization between euphoria (“game-changer”) and total rejection (“environmental disaster”). The fiercest critics are prone to more ideological and, thus, categorical judgments despite a general lack of sufficient scientific studies, credible geological data and environmental impact assessments. However, even if many of the potential risks associated with shale-gas production are just a part of “scare game”, all public concerns should be addressed and the myths exposed and explained.
- Available estimates of unconventional-gas reserves outside North America are rarely accompanied by reliable data about the economic feasibility of production. Opponents of shale gas refer to this lack of knowledge about reserves or the environmental footprint of its extraction as a sufficient cause to prematurely halt all such activities in Europe. Supporters tend to overestimate the U.S. breakthrough and underestimate local nuances, and thus run the risk of overlooking the need to put proper preventive measures in place. The debate about shale gas in Europe is therefore focused on the extremes rather than on acceptable trade-offs.
- A simple replication of the U.S. scenario in Europe is unfeasible. Sceptics take this claim as proof that the development of shale gas in Europe is highly unlikely. But such a thesis is based on the wrong assumption that success requires reaching the same scale of production as in the U.S. In the EU, which is still divided into separate national markets with growing regional cooperation but a common market still beyond the horizon, what indeed matters most are the implications for individual member states. So, shale gas should be seen as a potential “local or regional game-changer”, in particular with respect to Central Europe.
- Shale gas might become a sort of mental game-changer as well. For supporters of renewables, natural gas becomes a direct competitor, not just a supplementary source. For shale-gas promoters, mainly from heavily import-dependent countries, natural gas may go from a necessary evil to a long-awaited solution to their current security of supply concerns.
- The mounting controversies about shale-gas exploration and production in Europe reveal political and ideological differences. Meeting geological, technical and economic challenges might not be enough to develop this new industry in Europe. Debates about energy in the EU are pursued in a very complex legal and political environment. The future energy landscape will be decided by both national governments responsible under EU primary law for their own energy mix and EU institutions that will pave the way for a low-emission economy and, thus, are certain to have an impact on the national energy mixes.
- Shale gas caught the attention of the EU institutions only last year. At first, the debate was focused on energy security, but now environmental dimensions have started to prevail. Two different approaches can be distinguished: A) the Commission opts for legal and regulatory adjustments to address the potential risks of shale-gas exploration and production, which would be introduced by the member states themselves; and, B) some MEPs insist on EU-wide legislation to impose strict environmental rules and limit these activities.

- In 2010, European discussions about unconventional gas were limited to energy experts and the industry, but this year they were translated into political decisions, public campaigns and legal measures, such as a ban on hydraulic fracturing in France. This clearly shows that political and public concerns will play almost as equally as important a role as will confirming reserves and finding economically efficient ways of production.
- However, emphasizing the potential risks and threats as well as repeating calls for a radical implementation of the precautionary principle (a total ban until the full record of threats is known) might turn into a self-fulfilling prophecy. With the existing uncertainty, a more pragmatic approach is recommended, one based on in-depth analysis of the trade-offs and their public acceptance, which might replace the current oscillation between rejection and enthusiasm.
- The debate over shale gas reveals the shakiness of the EU's energy goals, in particular constant efforts to balance competitiveness, security of supply and sustainability, and underscores the need for flexibility rather than one-size-fits-all policies. What seems obvious from the EU level, becomes less so from the perspective of an individual member state. Shale gas as a new fossil fuel does not fit into the grand strategy of the almost totally decarbonised EU energy system proclaimed by the 2050 Road Map. Yet, it fits perfectly into the energy strategy of Poland given its security of supply concerns and its need for the diversification of its coal-dominated power-generation sector. At this point, precisely because of the complexity and breadth of the debate, it seems unfeasible to consider introducing a comprehensive legal or regulatory framework within the EU.

Introduction

Natural gas raises ambivalent feelings amongst EU members. For some of them, it is still the most convenient bridge between a carbon-intensive past and a decarbonised future, while for others it is rather a source of security concerns. Nonetheless, Europe's demand for gas and its reliance on imports will be growing in the coming years and decades, but at a slower pace than was expected a couple of years ago. In its World Energy Outlook 2010, the IEA announced that "unprecedented uncertainty" best characterizes the development of gas markets. Under such circumstances, categorical judgments should be replaced by cautious assessments. This recommendation comes only a year after the same institution introduced new assumptions into its analysis and drew a picture of a forthcoming "golden era of gas". It only proves that volatility is the name of the game. It is enough to mention the Fukushima accident, with its immediate implications embodied by the German decision to phase-out nuclear power plants. Natural gas has been announced as the major beneficiary of this step even though in the German energy strategy released not even a year ago it almost did not exist. Although this change adds new arguments to the IEA's "golden era of gas" scenario, it also allows for a question about the sustainability and the very existence of a common EU gas policy. Even if one accepts the IEA's new, optimistic global scenario, it does not mean that it would have identical implications all over the world. The European Union seems to face the risk of becoming just an onlooker, reaping some benefits from this process as a free-rider and not as an active participant, as evidenced by the debate on shale gas in which opportunities are being increasingly overshadowed by fears (real and imagined).

What is interesting is that shale gas might become a sort of mental game-changer, altering current energy "love-hate" relationships. On one hand, for supporters of renewables, natural gas emerges now not only as a supplementary source of base-load capacity but as a direct competitor in the power-generation sector, in particular if prices were to remain low. On the other hand, it happens that the most promising geological structures are located in countries that are heavily dependent on a single supplier and looking for new sources. For them, natural gas has ceased to be a necessary evil and has started to be treated as a durable solution to their security-of-supply concerns.

It is the main goal of this report to look at the shale-gas debate in Europe through political and institutional lenses, to track down the interests of member states and other agents and to compare an existing map of the most-promising shale gas areas with a map of interests revealed through the course of discussions with European institutions and member states. Numerous reports already have covered the origins of the U.S. shale-gas revolution, the possibilities for its replication in other parts of the world, including Europe, and the potential geopolitical implications of unconventional gas for the largest gas producers and consumers. In practice, all major challenges already have been identified: geological, technical, economic, regulatory, environmental and social. All but one, political circumstances, because relatively little attention has been devoted so far to its analysis. Since the central goal of this report is to focus on the political discourse in Europe, it will show how this aspect is going to have a profound impact on the future of shale-gas exploration and development. The debate already has spilled across the continent, reaching various groups and institutions. Political parties, advocacy groups and the business community are becoming increasingly involved in the debate, with camps of supporters and opponents already formed and the first battles fought. It seems clear that the scale of challenges in Europe mean that previous political decisions or expected changes would matter most for the business, which is interested chiefly in the stability and predictability of the rules, both at the European and national levels.

From Revolution to Evolution —Looking Into the North American Experience

Specific market, legal and political circumstances make the automatic transfer of the North American experience to Europe impractical, if not impossible. Thus, debating the shale revolution in the EU seems counterproductive. What matters more than another analysis of the origins of the Americans' success is observation of the ongoing debate about the potential for enhancing the regulatory framework caused by growing fears about shale-gas extraction's impact on the environment. It is interesting that the industry is going to face similar challenges, although in the U.S. (and, to a smaller degree, in Canada) it is happening *ex post facto*, after massively scaled production has gone online, while in the EU it will take place before any serious developments have started.

In the Wake of the U.S. Revolution

The surge in U.S. shale gas production resulted from a mix of advantageous factors: high prices for natural gas, federal fiscal incentives, a favourable regulatory system¹ and, perhaps crucial, the ability to slash operational costs and boost productivity thanks to advances in two techniques—horizontal drilling and hydraulic fracturing, often dubbed “fracking.” Just how meaningful these occurrences were is evident when looking into the dynamics of shale gas production: In the period between 2000 and 2006, year-to-year increases in production stood at about 17%, while between 2006 and 2010 that figure rose to 48%.

If current U.S. Department of Energy estimates of the reserves and future production are correct, the long-term unconventional gas supply, *i.e.*, in the 2030–2035 time horizon, could satisfy as much as 8% of the total U.S. energy demand. This level of production could offset an anticipated decline in yields from conventional natural gas deposits and allow for a decrease in the amount of imported gas.

At the same time, it needs to be stressed that accounts vary considerably as to exactly how much unconventional gas there is in the U.S. deposits. Subsequent reports about the amount of the resource are useful tools for any interest group intent on influencing public opinion about the direction of U.S. energy policy to shape the debate about the significance of unconventional gas in general.² Then again, the differences in estimates with respect to both the reserves and the future level of production can be justified in light of the remarkable innovative potential of the industry and its ability to exploit economies of scale. New drilling techniques lead to a rise in productivity and open new deposits for exploration with only modest increases in capital expenditure. Thus, ambitious forecasts about the volume of production from unconventional deposits can be interpreted as anticipating technological improvements in the industry.

The optimism surrounding the unconventional gas industry also is easily attributable to growing interest by leading U.S. and international oil and gas companies in making inroads into the sector, either via takeovers or by acquiring stakes in existing enterprises. In December 2009, ExxonMobil completed a takeover of XTO Energy, one of the pioneers of the industry, in a \$40 billion deal. At that time, it was rightly tipped as heralding an outcrop of similar transactions, if

¹ Hydraulic fracturing is almost entirely exempt from federal regulation of the natural gas industry. Vesting these competences in state authorities implies that the regulation can differ from one area of shale-gas production to another. Federal agencies such as the Environmental Protection Agency can exercise only limited oversight over hydraulic fracturing.

² In 2009, the U.S. DoE put the reserves estimate at 7.6 Tcm. Calculations prepared by U.S. consulting firms and expert panels associated with the gas industry, such as the widely-known Potential Gas Committee, are more ambitious. The PGC, registered as a non-profit association, publishes its estimates of the U.S. unconventional gas potential every two years. In June 2009, the PGC put a 17.5 Tcm tag on the U.S. shale-gas resources. According to the study by Navigant Consulting, the U.S. deposits could hold as much as 23.9 Tcm of shale gas, with a total amount of natural gas of roughly 65 Tcm.

less spectacular.³ Indeed, Royal Dutch Shell picked up gas fields in north-eastern U.S. in May 2010 after the acquisition of East Resources; and, November 2010 saw Chevron taking over Atlas Energy. Arguably the most notable investment decisions of 2011 came from Australian giant BHP Billiton: First, it picked up production rights in Arkansas from Chesapeake Energy then, following the acquisition of Petrohawk Energy, got hold of deposits in Texas and Louisiana.⁴ Oil and gas tycoons recognize the potential of the unconventional gas industry and are unlikely to be discouraged by stories about faulty operations or doubts about the environmental impact of fracking in horizontal wells.⁵ It is worth noting these transactions were carried out during a prolonged drop in gas prices. The cumulative effect of the recession and the greater availability of LNG supplies after the opening of new terminals and doubling of LNG storage capacity meant that North American gas prices fell by roughly 50% in the first half of 2008. The current prices are widely regarded as guaranteeing only a modest, in fact minimal, return. An associated element is uncertainty concerning the future prices of gas, which are expected to rise only if the U.S. economy bounces back. Given these ramifications, market consolidation is being further accelerated by the terms of use of the drilling licenses. If a license requires continuous operations to remain valid, operators with limited financial liquidity are forced to sell them. Also, in order to stay afloat, some smaller players tend to drop production from deposits that offer smaller yields or are expected to run out. What follows is that even though prices are low, production does not have to significantly decrease and the market saturation will endure.⁶

The boom in production from shale deposits is accompanied by a debate about the potential negative impacts of fracking on the environment, as borne out by an increase in interest by federal authorities in introducing tighter regulations on the industry. In late 2009, the Environmental Protection Agency (EPA) was instructed by the U.S. Congress to pursue a comprehensive examination of possible links between fracking and the security of potable water resources.⁷ The House of Representatives' Committee on Oversight and Government Reform began to pressure the industry to submit information on the chemical makeup of the additives used during fracking. These requests, though, were not backed by any legal instruments that would have obligated the addressees to respond.⁸ Apart from these ad hoc measures, a draft bill was introduced that if adopted would have nullified the provision that in effect placed hydraulic fracturing outside the regulations of the Safe Water Act and would have forced the companies to disclose in detail the composition of the fracking fluids.⁹ Interestingly enough, the draft bill was only a response to an attempt to actually strengthen industry-friendly regulations.¹⁰ In July 2010, the chairman of the House Committee on Energy and Commerce broadened the list to include drilling operators as entities with access to quintessential details about the actual application of fracking, thus approaching the CEOs of leading U.S. oil and gas companies, such as Occidental

³ J. Reimbold, "Could Exxon-XTO deal be a precursor?", *Oil & Gas Financial Journal*, 1 January 2010, www.ogfj.com.

⁴ J. Paton, S. Raja, "BHP to Buy Chesapeake Shale Gas Assets for \$4.75 Billion", *Bloomberg*, 22 February 2011, www.bloomberg.com; M. Smith, R. Kebede, "BHP Billiton swoops on Petrohawk for \$12.1 billion", *Reuters*, 15 July 2011, www.reuters.com.

⁵ One of the most widely reported cases of groundwater contamination took place in Pennsylvania in 2008 and early 2009; see: Ch. Batman, "A Colossal Fracking Mess", *Vanity Fair*, 21 June 2010, www.vanityfair.com. At the same time, in 2010 alone, the value of purchases involving U.S. shale-gas companies reached nearly \$40 billion; see: T. Bergin, "BHP shale buy show industry shrugs off green fears", *Reuters*, 15 July 2011, www.reuters.com.

⁶ S. McNulty, "Low U.S. gas prices to reshape industry", *Financial Times*, 18 October 2010.

⁷ The EPA presented a detailed methodology of the study in February 2011.

⁸ See: "Memorandum of the Subcommittee on Energy and Environment on Examining the Potential Impact of Hydraulic Fracturing", US House of Representatives Committee on Energy and Commerce, 18 February 2010, www.house.gov.

⁹ *Fracturing Responsibility and Awareness of Chemicals Act (FRAC Act)*, introduced on June 9, 2009.

¹⁰ *American Energy Innovation Act*, introduced on May 7, 2009.

Petroleum, Chesapeake Energy, ExxonMobil, BP America and ConocoPhillips. Last, the U.S. Department of the Interior, which is the agency responsible for managing federal lands and their sustainable development, announced that it would approach the companies drilling on federal lands and ask them to disclose the chemical composition of the fracking fluids. These plans have been uniformly criticized by the Republican Party and various industry associations.¹¹

Such occurrences testify to the seriousness of the attempts to tighten the regulatory framework that governs the unconventional gas sector and also to the extent of the influence enjoyed by the industry via their lobbying agents from such groups as Energy in Depth or American Petroleum Institute. In fact, the prospect of introducing more stringent regulations is considered to be a possible impediment to the further development of the U.S. shale-gas industry. The ExxonMobil–XTO deal features a provision that allows it to be cancelled if further regulation either renders fracking unprofitable or bans it altogether.

At this point, the adoption of new regulation is unlikely. It has little support in the U.S. Congress after the November 2010 takeover of the House of Representatives by the Republican Party and the Obama administration is interested in enhancing the role of natural gas in the U.S. energy mix. Thus, the debate about the pros and cons of shale-gas production is presumably going to be dominated by the EPA study. Its first phase is scheduled to last until the end of 2012, with the final report due in 2014. The EPA has been asked to look into the whole water-cycle associated with hydraulic fracturing in horizontal wells.¹² The methodology of the study foresees the analysis of both existing and prospective production sites. A focus on the water cycle is based on three considerations. First, fracking in horizontal wells already is subject to regulation on a state level and—according to the current level of technical expertise—does not require any additional regulation. The results of the EPA study are expected to verify this claim. Second, the risk of ground water contamination is highest during the treatment of flow-back water, which holds significant amounts of radioactive materials and heavy metals—a finding already borne out by local water quality tests. Finally, even though water treatment procedures are subject to EPA inspections, it may be necessary to improve flow-back water treatment methods.

The industry is highly supportive of the EPA's activities. The operators point out that the risk to water reservoirs can be significantly lowered as long as the existing state regulations are abided by. Thus, the industry expects that in the worst-case scenario the study will diagnose irregularities in the execution of specific requirements. Gas companies declared their readiness to cooperate and share information with the EPA, aware of the fact that basing the study only on sound technical and scientific data will make it a viable and useful source of expertise. Information sharing is crucial with respect to the technical data from existing wells since the industry is not legally required to submit it. In fact, the industry's voluntary participation in the study further diminishes the probability of introducing new regulations on the unconventional gas sector. Such a tightening of the screw might be interpreted as a hostile act by the industry and could lead to a withholding of technical data, without which the EPA study would be easily labelled as inaccurate and lacking the necessary credibility.

¹¹ The criticism is threefold. First, it points to the costs associated with increased regulation and its negative effect on the level of employment in the natural-gas sector. Second, opponents of federal regulation argue that it would be inefficient given the variety of conditions—both geological and socio-economic—in which shale gas is being extracted. Thus, states should remain the sole regulators. Third, calls to reveal and disclose the composition of the fracking fluid are criticized because of their alleged ideological bias towards the oil and gas industry. In other words, even if the calls for increased regulation were heeded, the debate about the dangers inherent in fracking would continue. Such arguments were presented during a conference “The Promise and Perils of Hydraulic Fracturing: Best Answers to the Hardest Questions”, organized by the Heritage Foundation on 30 November 2010, in Washington, DC. See the video recording at www.heritage.org/Events/2010/11/Hydraulic-Fracturing.

¹² Starting with the impact of withdrawing large quantities of water from the local water system, followed by the possible effects of contaminating notable water reservoirs with fracking fluids, especially during the actual fracking jobs, and ending with the assessment of risk of contaminating the groundwater with the side-product of fracking, i.e., the so-called flow-back water.

Still, in order to further lower the risk that the EPA study would feature recommendations to adopt federal legislation dealing with hydraulic fracturing, the industry is putting considerable effort into strengthening the so-called “best practices” of unconventional gas production, especially those that limit the arduousness of operations, and enhancing the exchange of information with local communities.¹³ The industry hopes that this kind of “soft regulation” will allow it to avoid obstacles to further expansion on the state level.

Indeed, deliberations about introducing new regulations are taking place in virtually all areas of shale-gas production, with perhaps the most spectacular ones taking place in the states of New York and Pennsylvania. The course of these deliberations can hardly be considered representative of the U.S. as a whole, not least because as yet these areas represent a meagre share of total gas production in the U.S.¹⁴ Still, both cases are worth examining since they originated from one of the most promising North American shale plays, which was expected by the U.S. Department of Energy to offer the largest long-term increase in the supply of gas. These forecasts are based on the dynamics of production increases in the period between 2007 and 2009.¹⁵ Shale gas became an issue in these states almost in parallel with the onset of nationwide “shale fever”, i.e., when tapping unconventional gas deposits was tipped as one of the pillars of the United States’ long-term energy policy, and because its growing scale already had begun to attract public attention both in the U.S. and in neighbouring Canada.

In the case of New York, doubts were cast on the permission for exploration and production in the direct vicinity of key reservoirs that supply water to the city of New York. In 2009, New York state authorities gave a green light to fracking in these areas, but that decision was reversed in August 2010 following a fierce campaign by pro-environment groups and the fallout from the Deepwater Horizon accident. A special draft regulation was prepared that would ban fracking in the whole of New York state. If passed, this unprecedented regulation would have forced the entire natural gas industry out of the state. All in all, the idea of a comprehensive moratorium was replaced with a decision to suspend the issuance of new drilling permits until a new environmental impact statement on the effects of fracking had been prepared.

The statement was issued in July 2011. It is a clear indication of the severity of doubts about the safety of water reservoirs and the intensity of the debate about shale-gas extraction techniques. The statement recommends a ban on gas exploration and production on all state-owned lands, in wildlife refuges and in areas adjacent to key water reservoirs. Drilling would be permitted on private lands, leaving nearly 80% of the geologically auspicious areas open to the industry, yet only after making good on a number of conditions governing the water cycle.¹⁶ The statement is non-binding in nature, but it is certain to frame the statewide deliberations about regulating the shale-gas industry. Whatever the outcome, actual production will not begin until

¹³ Efforts to manage the water resources in a more responsible manner are being undertaken by operators in Texas, regardless of similar attempts by state authorities.

¹⁴ There is no large-scale production of shale gas in New York so far. Production in Pennsylvania amounted to a mere 2% of nationwide output.

¹⁵ The Marcellus play is much larger than the two most-productive U.S. shale-gas plays at the moment, i.e., the Barnett and Fayetteville plays. In the period between 2007 and 2009, production rose sixteen-fold in Pennsylvania and thirteen-fold in Western Virginia. In general, the shale-gas output from the northeastern U.S. rose four times in this period, but it still accounts for only 4% of nationwide production; see: T. Considine, R. Watson, N. Considine, *The Economic Opportunities of Shale Energy Development*, Manhattan Institute–Center for Energy Policy and the Environment, p. 3, www.manhattan-institute.org/cepe.

¹⁶ K. Hall, “New York DEC Recommends Lifting Moratorium on Hydraulic Fracturing”, *Oil & Gas Law Brief*, 9 July 2011, www.oilgaslawbrief.org. Other recommendations included collecting the flow-back water in sealed tanks as opposed to open tanks, which is the dominant procedure in the U.S.; introducing permits to pump large amounts of water for the purposes of fracking; applying additional safety measures to prevent the penetration of potable water reservoirs and water wells by gas from shallow deposits; introducing more stringent procedures for the treatment of flow-back water, akin to the treatment of water contaminated by the pharmaceutical industry; obligating the industry to make known to the general public the detailed composition of all substances used during fracking.

the new legislation comes online, and that won't happen before 2012, i.e., after the public consultations have been finalized. Even then, production will proceed only if the industry finds the new regulatory framework competitive.¹⁷

The tendency to limit the area open to the activity of the shale-gas industry is evident in Pennsylvania as well. A *de facto* moratorium on new drilling on state land was in place between October 2010 and February 2011. The moratorium was introduced with an official acknowledgment that the expansion of drilling for shale gas could pose a threat to Pennsylvania's forest industry, one of the pillars of the state's economy.¹⁸ The operators were required to obtain an environmental impact assessment of their production processes as a condition for receiving a license. The chances that the assessment would be positive were scant for two reasons. First, the range of factors that could be taken into consideration when making the necessary decisions was exceptionally broad.¹⁹ Second, already in August of 2010 the Pennsylvania Department of Conservation and Natural Resources (DCNR) issued an opinion that equated the issuance of additional drilling permits with a violation of the "ecological integrity and wild character" of the state forest system.²⁰ It was not until the DCNR was removed from the licensing equation in late February 2011 that the moratorium was effectively done away with.

Canada's Shale Gas Experience

Canada is the third-largest natural-gas producer in the world, with a yearly output of about 160 billion cubic metres (Bcm). Proven reserves are estimated at 1.7 trillion cubic metres (Tcm), but the amount of marketable natural gas is currently estimated at 12.4 Tcm. Rapidly depleting conventional deposits amount to one-third of total natural gas resources. Shale gas deposits alone are believed to hold anywhere from 11 Tcm to 30 Tcm. When coupled with other unconventional gas reservoirs, i.e., tight gas and coal-bed methane, the figure could rise to 100 Tcm.

The Canadian and U.S. natural gas industries are closely interlinked. Almost 90% of U.S. natural gas imports come from Canada, spot-market transactions and futures contracts alike follow the same wellhead prices (long-distance transportation costs and local distribution are still set at the national and local/state levels, respectively) and Canadian companies team up with U.S.-based operators.²¹ Both the United States and Canada follow a decentralized model of natural resources management, with the bulk of regulatory prerogatives vested in the state/provincial authorities. Still, both countries' experiences with shale gas differ. The key distinction lies in the allocation of mineral rights. In the United States, mineral rights belong to the landowner, be it the authorities (federal and state) or private persons. As a rule, Canada's natural resources belong to the Crown, i.e., the provinces, regardless of the ownership of the

¹⁷ D. Hakim, N. Confessore, "Cuomo Will Seek to Lift Ban on Hydraulic Fracturing", *New York Times*, 30 June 2011, www.nytimes.com.

¹⁸ The government of Pennsylvania estimated that the state's forest industry could be worth as much as \$6 billion; see: "Governor Rendell Signs Moratorium Protecting Sensitive State Forest Land from Future Natural Gas Leases", Pennsylvania–Office of the Governor, 28 October 2010, www.dcnr.state.pa.us.

¹⁹ Pennsylvania's Department of Natural Resources was instructed to take into account the following criteria: the safety of endangered species; quality of scenic viewsheds; public recreation areas; high-value trees; air quality; intensity of the utilization of local roads, including road placement and construction of new routes; see: "PA governor rescinds ban on Marcellus Shale drilling in state forests", *World Oil*, 28 February 2011, www.worldoil.com.

²⁰ See the website of the Pennsylvania Department of Conservation and Natural Resources for "Impacts of Leasing Additional State Forest Land", www.dcnr.state.pa.us/forestry/marcellus/moratorium.html.

²¹ Canadian oil and gas companies often use the U.S. experience to promote unconventional-gas production; see the special publication prepared by Canada's natural gas industry: "Canadian Natural Gas. Full Potential: Unconventional Gas Development in Canada", www.canadiannaturalgas.ca.

land.²² As a result, a company needs to negotiate separately the conditions under which it will access the land (with the landowner) and the financial and safety modalities of future production (with the provincial authorities and an independent regulatory agency, respectively). The separation of land ownership and mineral rights strengthens the provincial authorities, whose task is to balance the freedom of the industry to explore and produce the resource and expand distribution networks and processing potential with the right of the landowners to receive adequate and justified financial compensation (rent) for granting access to their property. Thus the Canadian model limits the risk of bringing the natural gas industry to a standstill.

Provincial authorities are independent in setting the royalties, which are a direct source of income for the province.²³ The modalities of the royalties system—such as rates or deductions as well as the general rules governing the execution of the drilling license or permit, including its duration and expiry conditions (one of the most widespread requirements is for uninterrupted production or activity)—can well decide the success or failure of the gas industry in general. Canada's western provinces—British Columbia (BC) and, to a lesser extent, Alberta²⁴—are the unquestionable success stories of shale-gas development. For example, the BC royalties system has been equipped with an elaborate set of incentives and investment deductions, intended to promote exploration and drilling in regions with an underdeveloped infrastructure as well as encourage production from hard-to-access, and thus, less-profitable deposits. BC and Alberta's royalty regimes differ on a number of accounts, which is a natural consequence of the degree of differences in the development of the oil and gas sector in these provinces. Still, the regulatory framework was drafted and put into place in close cooperation with the industry, echoing the cognizance of the need to ensure the profitability of production.²⁵

The importance of sound cooperation and information exchange between the industry and the provincial authorities is evident from the course of events in Quebec in eastern Canada. Quebec's shale gas deposits could hold as much as 10% of the nation's total reserves. Oil and natural gas together account for 50% of the province's energy supply, and Quebec is home to a

²² This can vary depending on the province. In Alberta, for instance, the province owns 81% of the land and minerals. The rest, i.e., 19%, is freehold, meaning that the landowner (descendants of early settlers in this area and corporations that developed the infrastructure of the province at the early stages of settler activity) can have title to the minerals as well. However, this does not apply to natural-gas deposits, since at the time that the land titles were being awarded, gas was not considered to be a valuable resource. Hence, in the vast majority of cases the natural-gas rights stayed with the Crown.

²³ Royalties and fees received from the companies during the licensing process for exploratory activities and production are both direct sources of income for the provinces. Any fees that benefit the landowners are calculated based on the so-called "alternative income", i.e., revenue from other possible enterprises on a given piece of land. If the landowner and the operator cannot reach an agreement, the case is submitted to a federally-mandated Surface Rights Board and arbitrated.

²⁴ Western provinces supply approximately 75% of Canada's natural-gas output. Alberta still has relatively little experience with shale gas—only 300 wells have been drilled—but is the largest producer of coal-bed methane and conventional natural gas.

²⁵ The oil and gas industry has been present in Alberta for more than 75 years. British Columbia (BC) has had significantly less experience in this context. In order to promote natural gas exploration, the BC government decided not to set a minimum royalty rate. Interestingly enough, Alberta's rich experience with regulating the oil and gas industry did not prevent it from committing serious mistakes when putting in place a new regulatory framework in 2007 and 2008 with declining gas prices on the North American market and growing interest in shale-gas exploration. The government of Alberta failed to communicate its plans with respect to the modalities of the new regulations with the leading oil and gas companies. When faced with exceedingly high royalty rates for production, the industry threatened to transfer the bulk of its activities to neighbouring British Columbia. The authorities backed off and re-drafted the regulations in question. In off-the-record conversations, the representatives of Alberta's regulatory agency acknowledged that the government neglected communication with the public as well when it failed to put in place a sound information campaign about the details of coal-bed methane exploration and production a few years earlier. Thus, Albertans reacted with scepticism to this new type of activity. This could suggest that the government of Alberta overestimated the level of support of the citizenry for the oil and gas industry as a result of the long-standing tradition of mineral resources production in the province.

considerable part of Canada's refining capacity. Still, the local communities reacted with scepticism to the prospect of shale-gas exploration and production. The province lacks the tradition of large-scale, industrial production of energy resources (the entire gas supply of more than 210 billion cubic feet, or Bcf, is imported from western provinces), its electricity supply is dominated by hydropower (95%), and local public opinion could have been influenced by debates happening south of the border, i.e., in New York and Pennsylvania.

In May 2011, a combination of these factors led the provincial government to commission a report on the possible impacts of hydraulic fracturing on the environment. The group tasked with preparing the report included representatives of the authorities, the scientific community, members of civil society and the oil and gas companies present in Quebec. At the same time, the Ministry of Sustainable Development, Natural Environment and Parks tabled two draft regulations intended to increase the transparency of the activities of oil and gas companies until the report had been completed and a full-fledged regulatory framework had been put in place. In addition, the draft bills were supposed to help counter arguments of allegedly insufficient oversight of the industry and dissolve some of the public distrust towards domestic gas production.²⁶ The information that would be obtained thanks to the new regulations would serve as a technical basis for the report. Until the entry into force of the regulations, the operators would be expected to provide technical data voluntarily. Ultimately, however, the companies present in Quebec decided to boycott the preparation of the report, thus showing their discontent with three issues: first, the prospect of binding the industry with regulations that would raise operational costs; second, the threat of applying the regulations to drilling sites already functioning; and, third, the sluggishness of the provincial bureaucracy with respect to streamlining and simplifying administrative procedures in order to adjust them to the demands of shale gas production. Once the industry concluded that any further activity would be too risky given the uncertainty of the future course of regulatory reform, the situation evolved into a *de facto* moratorium.²⁷ The most active operators began to consider a complete withdrawal from Quebec. This, in turn, could negatively impact the quality and reliability of the environmental report, because the provincial government would be left with preliminary technical data from a dozen and a half exploratory drills. Large-scale, industrial extraction of the resource has not begun yet.

Attempts have been made to increase the transparency of the activities of the shale gas industry and to develop greater awareness of its actions amongst the public in neighbouring New Brunswick. It is clear that the draft regulations that are under consideration since June 2011 have been inspired by the experiences of other existing or potential areas of shale-gas production in North America. The proposed bill features an obligation to disclose the composition of the fracking fluid or to conduct tests that would eliminate the risk of ground-water contamination. The draft legislation foresees the creation of a security fund, with direct contributions from the operators. The fund would be activated in the event of water

²⁶ The first draft bill laid out the requirements of the information policy of the companies intending to apply for exploration or production licenses and/or permits. These companies would have had to disclose detailed information concerning the amount of chemical additives to be used in new projects as well as a score of other data describing the scale of the project. The second draft bill applied to existing production wells and facilities. It required the disclosure of detailed information concerning the management of water resources, reports of possible hazards to water reservoirs in the direct vicinity of the site in question as well as transparency with respect to the chemical composition of fracking fluids and other chemicals used in the industrial process.

²⁷ Another factor that impacts profitability in the oil and gas mining sector is the length of procedures necessary to obtain licenses and permits in comparison with other areas of shale-gas production. Quebec ranks far lower than Alberta and British Columbia (it lasts three times longer to obtain an exploration permit or an operations license) or even Texas and Pennsylvania.

contamination, whereas the burden of proof would lie with the industry and not with local communities or individuals.²⁸

The provinces are thus free to calibrate their royalties systems or set the conditions for awarding drilling permits and licenses, which in effect hands them the reins of the province's energy policy. However, in matters of environmental protection, the provincial governments are often required to cooperate with federal agencies. One instance of shared competences is the procedure to issue an environmental assessment. The provinces are independent in setting the criteria for applying an environmental assessment to a given energy project. By and large, these standards focus on the type and scale of the project. In British Columbia, the environmental assessment can be conducted with respect to transmission pipelines, gas-storage facilities and gas-processing plants.²⁹ In measuring the scale of the project, the benchmarks could involve the processing and/or treatment capacity or the technical details of a pipeline.³⁰ In addition, if a project in question involves federal support, either via direct financing or because it is conducted on federal land, or if the federal authorities are the proponents of the project, a provincial environmental assessment needs to be supplemented with a federal examination of the project's environmental impact, unless such a procedure is deemed redundant.³¹ A federal environmental assessment is conducted by the National Energy Board, which is authorized to regulate inter-provincial energy projects, i.e., projects involving at least two provinces (that include a gas-processing plant that feeds into the nationwide system of natural gas supply), or projects of an international scope, such as liquefaction terminals, export-oriented transmission pipelines (in effect, mainly for deliveries to the United States), including electrical grids.

Golden Era of (Shale) Gas?

Shale gas is no longer just a game-changer, that is to say an external influential variable. In the last couple of years it has become an integral part of the energy system and as equally vulnerable to market fluctuations as other components. Therefore, the prospects of shale-gas development outside North America will depend to a large extent on developments in international gas markets, such as the future relationship between demand and supply, price relations (LNG vs. pipelines or spot vs. long-term contracts) and movements, costs of production, shape of climate policies and specific local challenges. A strong feedback loop will be observed between global and local conditions.

According to the IEA WEO 2010, the shale-gas revolution in the U.S. and the possibility of its replication elsewhere might have a significant impact on gas markets in coming years. World proven gas reserves in 2008 accounted for 184 Tcm, half of which were located in Russia, Iran and Qatar. The geographical concentration is much higher than it is for oil. The IEA estimated recoverable conventional reserves to be 404 Tcm, with unconventional reserves of almost the same volume and more evenly distributed all over the world. Unconventional reserves compose about 12% of global production, and this share is expected to double by 2035.

²⁸ "Province announces stronger requirements for natural gas development", News Release—Department of Natural Resources, Environment, Energy, 23 June 2011, www2.gnb.ca.

²⁹ An environmental assessment also may be conducted with respect to the projects that are only indirectly associated with energy projects and shale-gas production, e.g., deepwater wells, water-treatment facilities, or large-scale infrastructure projects.

³⁰ Detailed criteria are set by the Environmental Assessment Act—Reviewable Projects Regulation of 2002 (with later changes), retrievable from www.bclaws.ca.

³¹ Canada's federal law lists a number of cases in which a project can be excluded from an environmental assessment. Exemptions are possible with respect to projects that are expected to have insignificant environmental effects. An environmental assessment is not necessary when a project is carried out in response to a national emergency, in the interest of public health or safety, or in order to avoid damage to property or the environment. Such exemptions would be rather unlikely in case of energy projects such as inter-provincial transmission pipelines.

In April 2011, the U.S. Energy Information Administration published an initial assessment of world shale-gas resources outside the United States. In total, technically recoverable reserves were estimated at 187 Tcm, with the largest potential expected in China (36 Tcm), the U.S. (24.5 Tcm), Argentina (22 Tcm), Mexico (19 Tcm), South Africa (14 Tcm), Australia (11.5 Tcm), Canada (11 Tcm), Libya (8 Tcm), Algeria (6.5 Tcm), Brazil (6.5 Tcm), and two promising European holders—Poland (5.3 Tcm) and France (5.1 Tcm). In general, European reserves look relatively modest. Other potentially shale-rich countries are Norway (2.3 Tcm), Sweden (1.2 Tcm), Denmark (0.65 Tcm), UK (0.56 Tcm), Netherlands (0.48 Tcm) and Germany (0.22 Tcm). Amongst non-EU countries, the EIA studied Ukraine (1.2 Tcm) and Turkey (0.42 Tcm). It is highly unlikely that Europe would become a world-class gas producer. However, its technically available and economically feasible reserves might significantly improve its position vis-a-vis current gas suppliers.³²

Dynamic developments in gas markets led the IEA in June 2011 to prepare a special report on natural gas developments under so called “Golden Age of Gas Scenario”, which included new assumptions leading to a more positive outlook for gas industry. Among them were an even bigger increase in demand for gas by China, less growth in the nuclear sector (because of a combination of the expiring operational life of many existing nuclear power plants and the direct consequences of the Fukushima accident) and more natural gas usage in road transport. Also important are the abundant volumes of gas, both conventional and unconventional, that will keep prices below the levels expected in the WEO 2010. The world is expected to consume in 2030 even more gas than anticipated last year with growth fuelled by non-OECD countries, in particular China, which is thought will reach the EU’s current level of gas consumption by 2035. The IEA claims that global gas reserves and production capabilities will easily follow the increase in demand and that many regions are able to increase gas production. China will join the group of the largest producers. This new global gas landscape also will be shaped by developments in unconventional gas production, which will cover more than 40% of expected growth, with the most promising centres of extraction in North America, China and Australia. However, at the same time, the IEA expressed reservations that “the future production projections are subject to a large degree of uncertainty, particularly in regions where little or no such production has been undertaken to date”³³. The IEA optimistically assumes, though, that the costs of production, in particular for unconventional gas, will drop as the North American experience spreads to other parts of the world and would-be shale- or tight-gas producers encourage investment in order to reduce their reliance on imports.

However, the IEA does not expect shale gas to become a game-changer for Europe by at least the end of this decade. According to the IEA, gas production in OECD member states in Europe will decline from about 310 Bcm in 2008 to 210 Bcm in 2035. Conventional gas will dominate the supply picture for the whole period, with unconventional exploration and production rising, in particular in Poland, but still with limited broader implications. Numerous challenges must be overcome to adjust shale-gas developments to European regulatory, legal, economic and social circumstances. Such a view is a result of the global perspective taken by the IEA. That is true if one treats the EU as a single energy entity. Yet, in terms of fossil fuel production and energy mix, member states have an upper hand. Thus, even if shale gas is not going to change the whole EU gas sector, it may become a game-changer both locally and regionally.

The international markets already are being affected by the North American shale-gas boom. A surge of production in the U.S. and Canada has led to surpluses of LNG, which had to be redirected from the North American market to Europe and Asia. This process was further strengthened when additional regasification capacity went online in the past few years. In the

³² U.S. Energy Information Administration, *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*, April 2011, www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf.

³³ Are We Entering a Golden Age of Gas?, *World Energy Outlook 2011. Special Report*, June 2011, p. 30.

long run, the North American natural gas market could play a double role. First, if gas prices were to remain low, an “escape” of gas from North America to energy-thirsty East Asian consumers is in the cards. Following a drop in demand for the Canadian network gas, the Canadian energy companies decided to turn the first LNG terminal on the Canadian west coast from a regasification plant to a liquefaction facility. The plant is expected to be operational by 2015. A similar step, i.e., exports of domestically produced natural gas, would be less likely in the United States. Both the American political elites and the public opinion are opposed to exports of energy resources, and this protectionism of sorts will be hard to overcome at least until the U.S. economy becomes less dependent on foreign oil. Second, the United States could, however, become an important player in the global LNG market thanks to the capacity of American gas-storage facilities. In fact, the U.S. is tipped to become the “market of last resort” for LNG. U.S. terminals could serve as intermediaries in sales of gas to third countries, or—if the global price of the resource were competitive—offer it to local, i.e., American, buyers. Both scenarios are predicated on forecasts of steady growth in LNG demand in East Asia and, as a result, competitive market prices. China is still something of an enigma because of the uncertainty about the size its own shale gas deposits. In Japan, however, these predictions were, in fact, strengthened in the months following the incident in Fukushima. It was evident that once the nuclear power plants went offline, the sharp drop in energy generation could only be mitigated by emergency LNG imports. This, in turn, led to a price spike and fuelled a debate about the future level of gas prices.³⁴

In the WEO 2010 report, the IEA suggested that though oversupply would reach its peak of 200 Bcm in 2011 but it would stay for the next three or four years. However, in the long run and given the expected rise in demand in Asia, the gas glut is going to disappear and prices will move upward (in 2010, demand grew by about 7.5%). According to the IEA, demand in Europe is expected to recover rather slowly, which will make the return to a pre-crisis utilization of pipelines (given that new projects are underway) a longer process. Hence, a certain window of opportunity opens up for European buyers to reinforce pressure on exporters for greater contractual flexibility. Also, a significant drop in spot prices on the European market put pressure on the largest gas exporters that are relying on long-term, oil-indexed, inflexible contracts. Several European companies (E.On, GdF) successfully renegotiated contracts with the largest pipeline gas providers, including Gazprom. Take-or-pay clauses were weakened and spot prices were included into the formula. These concessions were done on a temporary basis and depend now on the strength and prospects of the buyers’ market

According to the IEA, in the short-to-mid term, pipeline transport will suffer most among other segments of the gas industry. The projects under construction will contribute to a capacity surplus. Long-distance multinational pipelines will lose their attractiveness because of the complexity of the investment process, political circumstances and high costs. Except for Nord Stream, which is being finalized, the future of large international pipeline projects, such as Nabucco or South Stream, does not look bright because of probable demand stagnation in Europe and LNG deliveries, let alone the prospects for shale-gas production. What brings difficulties for external suppliers creates new possibilities for potential, new EU producers. A transparent regulatory framework and facilitated access to upgraded and new networks are indispensable for shale-gas production to be developed. In particular, the role of local infrastructure and interconnectors between separated markets cannot be overestimated because at least in the beginning shale gas would be consumed close to production centres. Easy access to a transmission system and thus, to market will be crucial for the economic feasibility of any large-scale undertaking. Now, the EU is divided into separate national gas markets with regional cooperation emerging. The European Commission emphasizes the need to change this picture to eliminate existing physical and legal barriers for new entrants. It is clear that large, vertically

³⁴ See K. Gibbs, D. Wochner, *Special Report: Liquefied natural gas and North American shale gas: Room for both?*, July 2010, www.hydrocarbonprocessing.com; M. Ridley, “*The Shale Gas Shock*”, *The Global Warming Policy Foundation*, London 2011, www.thegwpcf.org.

integrated gas companies based in Germany, France or Italy are not very enthusiastic about liberalization plans, especially ownership unbundling. Incumbent companies are by nature reluctant to open their markets to other players, especially to big ones. So, it should not be surprising they look nervously at shale-gas developments. Some of them seem to pretend that shale gas does not matter for Europe (E.On), while others cautiously try to enter this market (Total). But their position is not going to be decisive if a proper market environment for shale-gas development is established by the EU and member states.

Table 1. Natural Gas Demand in the EU by 2030,
According to the IEA, PRIMES and Eurogas

| Projected EU Gas Demand (Bcm) | 2015 | 2020 | 2030 |
|-------------------------------|------|------|------|
| WEO 2009 (Reference) | 535 | 567 | 622 |
| WEO 2010 (New Policies) | 540 | 558 | 591 |
| WEO 2010 (Current Policies) | – | 563 | 624 |
| GAS Scenario | 553 | 587 | 621 |
| PRIMES 2009 (Baseline) | 548 | 555 | 526 |
| PRIMES 2009 (Reference) | 523 | 493 | 472 |
| EUROGAS (Base case) | 563 | 583 | 605 |
| EUROGAS (Environmental) | – | 613 | 647 |

Sources: *World Energy Outlook 2010*, *EU Energy trends to 2030–Update 2009*, *Long Term Outlook for Gas Demand and Supply 2007–2030*, *Eurogas 2010. Are We Entering a Golden Age of Gas?*, IEA 2011.

To consider the future of shale gas in Europe it is worth looking into demand-side perspectives given by the IEA and the European Commission (the PRIMES model). Both institutions claim that EU gas demand will be growing along with import reliance on non-EU suppliers due to a decrease in indigenous production. However, the expected demand-and-imports growth rate is significantly lower now than was anticipated a few years ago before the economic crisis. Differences between various projections concerning gas demand in 2030 reach about 150 Bcm, which roughly equals the level of EU gas imports from Russia. Import reliance is also thought to rise more slowly than expected, although numerous factors will matter, including investments in gas-fired power plants, the price of allowances for CO₂ emissions, the future of nuclear energy after Fukushima and, last but not least, the decisions of governments (some of whom are afraid of a rising dependence on gas imports, while others are indifferent).

However, turning a blind eye to ever-changing scenarios would be a mistake. Such reports are not only sophisticated extrapolations of visible trends but also messages of high political and market value. In theory, they are just supposed to draw a hypothetical picture of a future based on certain assumptions. In practice, they inevitably become a variable in themselves and one that might have a direct impact on developments. The very fact that the IEA considers this to be a “golden age of gas” matters for market players and governments that might reconsider their strategies in response to these expectations. For example, strong signal that the EU is determined to be even more ambitious in reaching climate policy goals would be a clear incentive for investors to concentrate on the green sector, where stability and public support can be anticipated. On the other hand, uncertainty about gas demand as seen in recent scenarios, might discourage some market players from making planned investments. As a matter of fact, however, the present volatility in the energy markets and uncertainty about the

EU's economic path make such projections very sensitive to any change in domestic and external conditions.

The Involvement of European Union Institutions

European Council

In February 2011, the European Council held a meeting devoted specifically to energy issues. In the seventh paragraph, the Conclusions of the Heads of State highlighted that a further strengthening of the security of energy supplies requires an assessment of Europe's potential for the sustainable extraction and use of conventional and unconventional (shale gas and shale oil) fossil fuel resources.³⁵ Because the European Council stressed the importance of unconventional gas deposits located in the EU, it meant to a large extent a success for Poland, which probably holds the largest reserves of all the member states. In accordance with Article 15 Paragraph 1 of the Treaty on the European Union (TEU), the European Council defines the EU's political directions and priorities.³⁶ Thus, the issue of unconventional gas, including shale gas, was officially incorporated into the EU's political debate.

Council of the European Union

Along with the position of the European Council of 4 February 2011 and two communications by the European Commission, i.e., "*Energy 2020—A strategy for competitive, sustainable and secure energy*" and "*Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond*", the EU Council for Transport, Telecommunications and Energy adopted the relevant conclusions.³⁷ They defined short-, medium- and long-term (2020–2050) priorities for the European energy strategy. The EU Council stated that, "[i]n order to further enhance its security of supply, the EU's potential for sustainable extraction and use of conventional and unconventional (e.g., shale gas, shale oil) fossil-fuel resources should be assessed, in accordance with existing legislation on environment(al) protection". Thus, the EU Council linked the question of the potential production of unconventional gas to the two general objectives of EU energy policy: security of supply and sustainability.

The inclusion of unconventional gas to the EU agenda envisages an emerging debate about potential reserves and production and added it to the calendar run by the rotating presidency of the EU Council. The 18-month program of the Council prepared by the presidency trio of Poland, Denmark and Cyprus notes that "while the swift deployment of this infrastructure program will support the EU diversification drive, due importance will also be given to indigenous energy sources (conventional and unconventional) and notably to renewable sources of energy".³⁸ Since the presidency is supposed to play the role of neutral moderator within the EU Council the increasingly controversial issue of unconventional gas has not appeared in the calendar as a separate topic. Official documents reveal hardly anything about the perception of shale gas in the EU.

In the second half of 2011, the presidency of the EU Council was taken over by Poland, where shale gas climbed to the top of the internal political agenda. Nevertheless, unconventional resources were not mentioned explicitly in the program of the presidency,

³⁵ *European Council. Conclusions*, 4 February 2011, EUCO 2/1/11, p. 3.

³⁶ *Treaty on the European Union, consolidated version*, OJ EU C83 v.53, 30.3. 2010.

³⁷ *Draft Council conclusions on Energy 2020: a strategy for a competitive, sustainable and secure energy*, DOC 6207/1/11 REV 1, 18 February 2011.

³⁸ *18 month programme of the Council (1 July 2011 -31 December 2012)*, 11447/11, Brussels 17 June 2011, p. 57.

which probably was a recognition of the necessity of remaining nonpartisan while tackling the current EU agenda. It appears, however, in the context of the presidency's priorities (e.g., during the conferences that opened the Polish presidency in the EU Council), though it was usually bound to the problem of security of supply.

European Commission

In November 2010, the Commission published the Energy Strategy for 2011–2020.³⁹ Its declared goals were as follows: fulfilment of climate policy objectives, completion of the single energy market, development of electricity and gas transmission networks, implementation of a strategic plan for the development of energy technologies (SET-plan) and the enhancement of external energy policy. The Commission also called for a new approach to member states' own resources, given their roles in ensuring the security of supply. It also drew attention to developments in technology that enable the exploitation of new resources in an economically and ecologically rational way, which is especially important in the case of what were once unavailable unconventional gas resources. The Commission warned of the illusion that the drop in gas prices due to a surplus in supplies would be permanent. It saw a risk that this impression might discourage investments in gas production and transportation projects. This concern applied not so much to EU countries as to external suppliers who are anxiously watching the changing conditions in Europe. In fact, however, the Commission did not pay much attention to the problem of domestic resources, focusing mainly on demand-driven policy. The idea of shrinking domestic supplies has been so embedded in European debate that it is really difficult now to overcome a certain mental inertia responsible for a complete negligence to the EU's own fossil resources. Shale gas triggered the placement of indigenous resources again on the energy landscape of the EU. A new variable was introduced almost overnight to EU energy policy-making. For this reason, the Commission initially took a very cautious position with the official argument of a lack of sufficient knowledge. Since the end of 2010, however, the Commission has been paying more attention to the role of unconventional resources in the EU energy mix.

In September 2010, the Commission indicated that, for instance, public funding of pilot projects for the exploration of shale gas were not appropriate because: (1) the industry itself had the capacity to develop proper technologies, (2) the deposits had not yet been identified in Europe, making it highly unlikely that production would occur in the near future, and (3) the current data were incomplete and the possibility of gas extraction from unconventional deposits had not been unequivocally confirmed (either technically or economically).⁴⁰ Nevertheless, in November 2010 in an interview given to Polish daily "Gazeta Wyborcza", EU Commissioner for Energy Günther Oettinger emphasized that the exploitation of shale gas is in the interest of the EU and represented an opportunity for Poland to reduce dependence on imports of this commodity.⁴¹ In January 2011 and in response to a query from deputy to the European Parliament, the Commissioner stated that "the EC gathers proactively information and data in order to assess and map independently the shale-gas potential in Europe".⁴² At the same time, in the face of growing controversy surrounding the first test wells (in Germany and the UK), on 18 January 2011 Commissioner Oettinger's spokesman confirmed that the European Commission

³⁹ *Energy 2020. A strategy for competitive, sustainable and secure energy*, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Social and Economic Committee and the Committee of the Regions, COM(2010) 639 final, Brussels, 10 November 2010.

⁴⁰ *Written question by Reinhard Bütikofer to the Commission*, 4 March 2010 r., *Answer given by Mr Oettinger on behalf of the Commission*, 03 June 2010, www.europarl.europa.eu; information obtained from inquiries to the representatives of EU institutions between 8 and 10 October 2010.

⁴¹ A. Kublik, "Komisarz UE Günther Oettinger: Gaz łupkowy szansą dla Polski," *Gazeta Wyborcza*, 30 November 2010, www.wyborcza.biz.

⁴² *Written question by Bogusław Sonik*, 20 December 2010 r., *Answer given by Mr Oettinger on behalf of the Commission*, 19 January 2011, www.europarl.europa.eu.

perceived shale gas as a chance for the European energy market.⁴³ Speaking in the European Parliament on 9 March 2011, Commissioner Oettinger retained the reticence typical of the European Commission and drew the deputies' attention to the challenges accompanying the development of unconventional gas resources. Nevertheless, he also noted that these resources may play an important, complementary role in the EU's energy balance. The statement was clearly formulated in a manner to exclude the assignment of the EC to either the camp of followers or opponents of the development of shale gas. However, it is evident that under the pressure of events the EC was obliged to express its position and, thus, the debate took on a broader dimension.

The European Commission also monitors the process for granting permits for the exploration and production of hydrocarbons, including shale gas. It verifies whether this process proceeds in accordance with EU legislation. On 3 December 2010, the EC lodged a *complaint against Poland* at the Court of Justice in connection with Poland's failure to comply with its obligations of Directive 94/22/EC on the conditions for granting and using authorizations for the prospection, exploration and production of hydrocarbons.⁴⁴ The EC also is preparing a legal assessment aimed at reviewing EU and national regulations on shale gas. Directive 94/22/EC and the relevant EU legislation on environmental protection and public health are to be evaluated. The regulations of select member states, namely France, Germany, Poland and Sweden, were chosen because of the number of the licenses obtained and, in the case of Sweden, because of its experience in shale-gas exploration.

The European Commission expressed the need to include both citizens and representatives of NGOs in the wider European debate about the extraction of shale gas. The EC also is involved, within the Fossil Fuels Forum in Berlin, in talks with the private and public sectors. At a meeting in October 2010, the forum participants raised the question of the importance of local deposits of fossil fuels and supported the idea to create a code of good practices concerning mining operations.⁴⁵ Discussions on these issues will continue at the next meeting, scheduled for October 2011. One of this year's sessions is devoted to the regulatory framework, sustainable practices and perspectives for unconventional gas.⁴⁶

The commissioners for the Environment, Janez Potočnik, and for Climate Action, Connie Hedegaard, recently participated on behalf of the European Commission in an ongoing inter-institutional debate.⁴⁷ It is a result of the wider tendency to shift the accent on the shale gas debate from the energy security to the question of environmental footprint. Also contributing to

⁴³ "Protests spread over first European shale gas well", *Euractiv*, 18 January 2011, www.Euractiv.com.

⁴⁴ *Action brought on 3 December 2010—European Commission v Republic of Poland*, (Case C-569/10), Official Journal of the European Union C 46/6, December 2011. According to the European Commission, the provisions of the Polish legislation on "Geological Work and Mining" do not give the whole proceedings leading to authorization for prospecting, exploration and production under a tender procedure, infringe the principle of equal access to activities. Finally, the EC charges that the appraisal of the submitted offers is not transparent.

⁴⁵ *6th European Fossil Fuels Forum, 18-19 October 2010, Berlin. Conclusions of the Chair*, European Commission, DG for Energy, Brussels, 28 October 2010, www.ec.europa.eu.

⁴⁶ Draft agenda of the 7th European Fossil Fuels Forum, Berlin 24-25 October 2011, www.ec.europa.eu.

⁴⁷ See: *Question for written answer by Davida Casa*, 26 May 2011; *Answer given by Commissioner Potočnik*, 18 July 2011; *Question for written answer by Chis Davies*, 26 May 2011; *Answer given by Commissioner Hedegaard*, 22 June 2011; *Question for written answer by Bas Eickhout*, 3 May 2011; *Answer given by Commissioner Potočnik*, 9 June 2011; *Question for written answer by Oreste Rossi*, 4 May 2011, *Answer given by Commissioner Hedegaard*, 16 June 2011; *Question for written answer by Gilles Pargneaux*, 14 April 2011, *Answer given by Commissioner Potočnik*, 18 May 2011; *Question for written answer by Herbert Reul*, 13 January 2011, *Answer given by Commissioner Hedegaard*, 23 February 2011, *Written question of Bas Eickhout to the European Commission*, 3 May 2011; *Answer given by Commissioner Potočnik*, 9 June 2011, www.europarl.europa.eu.

this evolution were recently published reports released by the Tyndall Centre For Climate Change Research and Cornell University.⁴⁸

In a response issued on 9 June 2011 to a parliamentary question, the Commissioner for the Environment pointed out that shale gas operators must comply with requirements under the EU regulations on the registration, evaluation and authorization of chemicals (REACH) and the establishment of a European Chemicals Agency. This agency is reviewing registration dossiers submitted by the industry for a series of chemicals used in hydraulic fracturing. The purpose is to evaluate whether the submitted dossiers indicate cases when the registered substances were used in hydraulic fracturing.⁴⁹ Yet, answering to calls from some MEPs for suspending exploration undertakings in individual member states, the EC underlined that according to the treaties the establishment of the conditions to exploit energy sources remains at the national level.

If it turns out that there are vast, technically and economically available resources on the EU's territory, the EC will face a dilemma about whether it should support the development of a new energy source or whether referring to the subsidiarity rule it should leave those activities to the member states and focus on renewable resources and decarbonisation. Ignoring unconventional resources, however, would actually mean giving consent to the multi-annual financial transfers abroad for payments for imported gas instead of establishing proper conditions so those means could serve the development goals of the EU.

The European Parliament

Without a doubt, the European Parliament has showed by far the greatest interest in unconventional resources among the EU institutions. On 25 November 2010, the EP adopted a resolution on the European Commission's document: "Towards a new Energy Strategy for Europe 2011-2020".⁵⁰ Shale gas appeared in this text in the part devoted to financing energy policy and promoting energy research, development and innovation.⁵¹ The EP called on the European Commission to:

- draft an analysis before the end of 2011 regarding the future of the world and European gas markets, including the influence of shale gas on the gas market in the U.S. and the interaction between the potential development of the shale-gas market in the EU and the security of supply and gas prices in the future;
- promote and support environment-friendly pilot projects about the usage of unconventional local energy sources;
- support member states in geological research aimed at assessing the amount of available reserves of shale gas in Europe;
- support and evaluate the profitability of the national production of shale-gas resources and how they affect the environment; and,
- include the findings in the future long-term EU strategy.

The debate in the European Parliament was mainly initiated by the deputies of the groups of the European People's Party and Greens. The discussion about potential profits arising from production of unconventional gas and the associated environmental risks is found in

⁴⁸ R. Wood, P. Gilbert, M. Sharmina, K. Anderson, independent consultant A. Footitt, *Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts*, Tyndall Centre For climate Change Research, see: www.tyndall.ac.uk; R.W. Howarth, Renee Santoro, A. Ingraffea, *Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations*, Cornell University, see: www.cce.cornell.edu.

⁴⁹ *Written question of Bas Eickhout to the European Commission*, 3 May 2011; *Answer given by Commissioner Potočník*, 9 June 2011.

⁵⁰ 506 MEPs supported the resolution, 52 MEPs were against, while 62 abstained.

⁵¹ See: *Resolution of 25 November 2010 of the European Parliament on Towards a new Energy Strategy for Europe 2011-2020* (2010/2108 (INI), www.europarl.eu).

resolutions, parliamentary questions and written declarations. This form of activity, although of a non-binding character, may influence the shape and direction of the Commission's work as it is related to unconventional gas resources.

In this debate, the deputies to the European Parliament have suggested the EC:⁵²

- to include in the new multiannual financial framework 2014–2020 revenues allocated for geological research aimed at assessing the potential resources from unconventional gas and the possibilities for production;
- to undertake an introductory analysis of the potential resources from unconventional gas in Europe;
- to support geological research in order to assess the potential of the existing sources and exploration perspectives in Europe;
- to analyze the potential influence of shale-gas production on the security of supply (increasing the diversification of the sources of supply); and,
- to analyze the influence of exploration technology on the environment.

In the ongoing debate about the potential exploitation of shale gas, the environmental dimension started to dominate other issues. Regulations pertaining to environmental law may have a more significant influence on the sector's development than those that refer to energy policy.⁵³ In February 2011 at a meeting of coordinators of the committee on the environment, public health and food safety (ENVI), a decision was taken that the study on the environmental impacts of shale-gas and shale-oil production would be drafted.⁵⁴ It is worth noting that the commission has a strong political impact on the EP's final view on legislative works regarding environmental issues.

Authors of the report "Impacts on shale-gas and shale-oil extraction on the environment and on human health",⁵⁵ published in June 2011, indicate that exploration and production of shale gas threatens to devastate the landscape and carries a risk of serious pollution of surface water. They also questioned the safety of the chemical substances that are essential for hydraulic fracturing. The potential contribution of shale-gas production to greenhouse gas emissions also was signalled in the report. It was underlined, however, that based on available data so far it is impossible to give a full evaluation on this problem. The authors of the study recommended the

⁵² See: *Question for oral answer to the Commission by Bogdan Kazimierz Marcinkiewicz, Pilar del Castillo Vera, Andrzej Grzyb, Marian-Jean Marinescu, Paul Rübig, Alejo Vidal-Quadras, Maria Da, Graça Carvalho, Herbert Reul*, 14 October 2010; *Written question by Reinhard Bütikofer to the Commission, op.cit.*; *Question for written answer by Konrad Szymański to the Commission*, 28 October 2010, www.europarl.europa.eu.

⁵³ See: *Question for written answer to the Commission by David Casa*, 26 May 2011; *Answer given by Commissioner Potočnik*, 18 July 2011, www.europarl.europa.eu. EU environmental regulations of high importance for shale gas production: *Directive no 85/337/EEC on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment*, OJ EU, L 175, 5.7.1985, pp.40-48; *Directive no 2000/60/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2000 establishing a framework for Community action in the field of water policy*, OJ EU, L 327, 22.12.2000, pp. 1–73; *Directive 2006/118/EC of 12 December 2006 on the protection of groundwater against pollution and deterioration*, OJ EU, L 372, pp. 19-31; *Regulation (EC) no 1907/2006 of the European Parliament and of the Council of 18 December 2006 concerning the Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals (REACH), establishing a European Chemicals Agency, amending Directive 1999/45/EC and repealing Council Regulation (EEC) No 793/93 and Commission Regulation (EC) No 1488/94 as well as Council Directive 76/769/EEC and Commission Directives 91/155/EEC, 93/67/EEC, 93/105/EC and 2000/21/EC*, OJ EU, L 396, 30.12.2006, p.1; *Directive no 79/409/EEC of on the conservation of wild birds*, OJ EU, L 103, 25.04.1979 pp. 1-18.; *Council Directive no 92/43/EEC of 21 May 1992 on the conservation of natural habitats and of wild fauna and flora*, OJ EU, L 206, 22.07.1992, pp. 7-50.

⁵⁴ *European Parliament. Committee on the Environmental, Public Health and Food Safety. Coordinators' meeting*, 17 February 2011, www.europarl.europa.eu.

⁵⁵ S. Lechtenböhmer, M. Altmann, S. Capito, Z. Matra, W. Weindorf, W. Zittel, , *Impacts on shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health*, report commissioned by ENVI, June 2011, www.europarl.europa.eu.

adaptation of national and EU legislation to the specifics of hydraulic fracturing as well as the stronger involvement of local authorities in the decision-making process concerning shale-gas production projects. In addition, they also suggested conducting an analysis on the EU level of possible violations in the process of exploration and production. After the report had been published, the chairman of the ENVI committee, Jo Leinen (the Group of the Progressive Alliance of Socialists and Democrats), in his interview with “Guardian” pointed out that it was essential to adopt EU-wide regulations that would restrictively regulate the production of shale gas. Although Leinen has not revealed the proposed details for such a law, such a directive might enforce certain limits and impose a financial penalty on the production of shale gas depending on the scope of its impact on the environment.⁵⁶ Thus, the sustainability of exploration activities, especially hydraulic fracturing, became a matter of concern not only for the Greens but also others.

In light of the concerns raised in the EP and in some member states over shale-gas production on a commercial scale, the suggestion to institutionalize a dialogue on shale gas with representatives of NGOs and other private-sector entities has gained traction. Similarly, improving transparency about the chemical substances used in hydraulic fracturing or assessing the potential effects of unconventional gas production on the fulfilment of the EU’s climate-policy goals (in particular, the reduction of greenhouse gas emission) are also widely discussed.⁵⁷

The most radical proposal of those discussed in the European Parliament was expressed in a written declaration from 6 June 2011 and released by a group of MEPs consisting of representatives of major political groups (European People’s Party, the Greens, the Progressive Alliance of Socialists and Democrats, the Alliance of Liberals and Democrats for Europe, and European Conservatives and Reformists) who called for a Europe-wide moratorium on shale-gas exploration and production.⁵⁸

The scope of the possible intervention of EU institutions in the process of exploration and production of unconventional gas in individual member states is an important element in the inter-institutional debate. According to the provisions of the Treaty on the Functioning of the European Union (Art. 194 Section 2 l. c TFEU), however, the right to determine the conditions for exploiting energy resources, the choice of energy sources and the general structure of its energy supply belongs to the member states.⁵⁹ It means that all legal acts suspending exploration work should be adopted at the national level (e.g., by France).

However, it should be kept in mind that Art. 194 should be applied without prejudice to the treaty provisions that set EU environmental policy. In implementing this policy, the EU Council, acting only unanimously in accordance with special legislative procedure and after consulting the European Parliament, the Economic and Social Committee and the Committee of

⁵⁶ F. Harvey, “Influential MEP calls for shale gas regulation”, *Guardian*, 30 June 2011, www.guardian.co.uk.

⁵⁷ See: *Question for written answer by Bas Eickhout*, 3 May 2011; *Answer given by Commissioner Potočnik*, 9 June 2011, *op. cit.*; *Letter to Commissioners: Oettinger, Potočnik, Hedegaard by members of the European Parliament R. Bütikofer, M. Rivasi, J. Bové, B. Eickhout, S. Bélier*, Brussels, 14 April 2011, www.archive.greens-efa.eu.

⁵⁸ See written declaration pursuant to Rule 123 of the Rules of Procedure on shale-gas and oil exploration 0032/2011 from 6 June 2011, “written declaration of not more than 200 words on a matter falling within the competence of the European Union which does not cover issues that are the subject of an ongoing legislative process should be submitted by up to five MEPs. Where a declaration is signed by a majority of Parliament’s component members, the president notifies Parliament accordingly and publish the names of the signatories in the minutes and the declaration as a text adopted.” The written declaration ceases within the period of 6 October 2011 in case the required number of signatures have not been gathered.

⁵⁹ Treaty on the Functioning of the European Union, O.J. C 83 of 30.3.2010.

the Regions, may adopt measures significantly affecting a member states' choice of energy sources and the general structure of its energy supply (Art. 192 Section 2 I. c TFEU).

At the same time, the member states are entitled to introduce more-stringent measures to achieve the objectives of EU environmental policy. Those member states planning to introduce such measures should make them compatible with the treaties and notify the Commission (Art. 193 TFEU).

Shale Gas—Public Debate in Select EU member States

Given the complex combination of geological, regulatory, environmental and social challenges, it seems obvious that what will be equally vital for the development of the unconventional gas branch in Europe are political decisions, in particular on a national level where key powers are embedded. Therefore, it is important to follow public debates on unconventional-gas exploration and production. The countries were selected based on the following criteria:

First of all, it is important to look at debates in the largest economies of the EU that also are significant consumers of gas, which are Germany, France and the UK. They also are the most influential as far as shaping EU energy policy is concerned. Second, it would be interesting to look at current EU/EEA natural-gas producers and their attitudes about new developments. That is why the Netherlands and Denmark were chosen as well as non-EU member Norway, which is intimately connected with the EU through the European Economic Area. Last but not least, Poland's situation is analyzed because it is quite a specific one. Furthermore, our choice of countries overlaps with a list of the most-promising holders of unconventional gas reserves in the EU, according to the U.S. EIA report of April 2011. Of course, political debate is not limited to these countries since it has been spreading all over the EU in recent months. But, we believe that our choice can be a useful test sample.

Numerous factors seem to be decisive when taking certain positions in the debate on shale gas, including: the various energy landscapes of individual member states; miscellaneous energy mixes with no common denominator; different approaches to security of supply rooted in both objective (level of diversification, import dependence) and subjective (threat perception) variables; an incompatible, dysfunctional EU internal gas market still in its infancy; underdeveloped regional cooperation; and, a preference for bilateral policies in relations with third parties. These differences inevitably translate into different orders of priorities for each member state. Needless to say, unconventional gas serves the interests of some countries, while it contradicts the preferences of others. Moreover, it is not only policy makers that carefully watch the developments but also the energy industry, including both the gas and oil business and "green energy" interest groups.

Participants in the European debate typically focus on three issues: market (economic feasibility), ecology (environmental footprint) and security (lowering import dependence). Central European states obviously tend to concentrate on the security dimension, pointing out that unconventional gas might significantly decrease their vulnerability to potential gas supply disruptions from a dominating supplier. Poland is the most unequivocal in this matter because it is thought to be the most-promising area for shale-gas production.

For such countries as France and Germany, security of supply has a different meaning. It is not about diversification because they are well-diversified (although after Germany's nuclear reactors are phased out this problem might re-emerge there). Gas used to matter in the context of EU climate policy and emission-reduction goals, but shale gas now has ceased to be considered part of the solution for developing a low-carbon economy-and-energy system. One cannot ignore the political and economic interests related to links between some Western European states and Russia, or to be more precise, between some major European gas companies and Gazprom. Common infrastructure projects (pipelines and underground storage

facilities) are more important for them than the new “domestic” sources of supply in neighbouring Poland. Shale gas is like each and every market novelty and brings opportunities as well as risks, so states and companies must do their calculations and SWOT analyses. Yet, the industry’s cautious attitude of a wait-and-see position is likely to change if shale-gas production proves to be profitable. The influence of monopolies or oligopolies should not be underestimated. By their very nature, existing companies are defensive and interested in preserving market domination. They typically control the infrastructure and make access to the market for new players very difficult. That is why further liberalization and the integration of the EU market under a transparent regulatory framework might be crucial for the unconventional gas business.

What is interesting is that shale gas is perceived for some as an obstacle, while for others it is a chance to move faster towards reaching climate-policy goals. On the one hand, countries such as Denmark and Sweden, which in the long-run plan to withdraw completely from the use of fossil fuels and turn to renewable sources, are not very determined to develop a new mining industry. The companies might try to utilize the potential thought to be there, but they agree not going to change the energy-policy orientation of either of those states. On the other hand, EU members that are heavily dependent on coal in power generation (Poland in particular) are looking now at the potential for shale gas to be a transition fuel, one that finally has no security trade-offs and only opportunities to move in a less costly way to a low-emission future. For a majority of environmentalists, shale gas has become the obvious enemy, even more vicious than coal, mainly because of its possible adverse impact on renewables.

Germany

In September 2010, Germany adopted an “Energy Concept for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply till 2050”, which focused mainly on support for the development of green energy and the extension of the use of nuclear power plants.⁶⁰ By 2050, the gross electricity consumption from renewable sources should increase to 80%, while nuclear energy should be considered a bridge technology between hydrocarbons and renewables.⁶¹ Investing in “green energy” is supposed to decrease Germany’s dependence on fossil fuels, including natural gas, which interesting was not adequately noted in the long-term concept. However, the German government underlined the significance of resource security and the further need to support German enterprises involved in international infrastructure projects.⁶²

The Fukushima nuclear power plant breakdown after the tsunami in March 2011 led to the nearly overnight reorientation of German energy policy, as embodied by the government’s decision of 30 May 2011 to withdraw from nuclear energy by 2022 (“Atom Ausstieg”).⁶³ In the beginning of June 2011, the package of legislative proposals constituting a new legal framework for an atom-free energy policy was issued.⁶⁴ The energy deficit is supposed to be covered mainly by even more heavily promoted renewables. However, for energy security reasons, in addition to the gas- and coal-fired power plants currently under construction an additional capacity of 10 GW would be required.⁶⁵ Neither the energy concept for 2010 nor the new framework for an

⁶⁰ *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, 28 September 2010; see: www.bmwi.de.

⁶¹ *Ibidem*, p. 6.

⁶² *Ibidem*, p. 31.

⁶³ See: www.bundesregierung.de/Content/DE/Mitschrift/Pressekonferenzen/2011/05/2011-05-30-pk-bk-bm-energiekonzept.html.

⁶⁴ For a list of the issued legislative projects and their descriptions, see: *Der Weg zur Energie der Zukunft- sicher, bezahlbar und umweltschonend, Eckpunkte für ein energiepolitisches Konzept*, www.bmwi.de.

⁶⁵ *Ibidem*.

atom-free energy policy has taken so far into account the potential influence of domestic unconventional-gas production.

A debate about the possible consequences of a resources deficit in the economy has developed in Germany, where the industry is heavily dependent on raw material imports.⁶⁶ In October 2010, the German government adopted a raw-materials strategy and the German Mineral Resources Agency was established. The tasks of this agency include providing advisory services to companies and support for the federal government in setting up and implementing programs concerning the exploration and extraction of raw materials in Germany as well as cooperation with resource-abundant countries. Within the assigned tasks, the agency in cooperation with the state geological authorities would analyze the potential for shale gas.⁶⁷ The strategy notes that if shale gas is extracted with environmentally friendly methods in use, it might increase the significance of domestic energy sources.⁶⁸ At the request of the Federal Ministry of Economics and Technology, the agency initiated Project "Niko", which aims to assess and evaluate the prospects for unconventional gas production by the in-depth investigation of geological formations. This project should be finalized by 2015 and overlaps with other initiatives undertaken by the industry and academic institutions.⁶⁹ These under development projects are GeoEN,⁷⁰ initiated by the Federal Ministry of Education and Research and being implemented within the Brandenburg pilot project "Spitzenforschung und Innovation in den neuen Lädern", and GASH (Gas Shale for Europe). The aim of the latter project is to assess the various formations of shale gas.⁷¹ The project is being developed with no connection to any governmental initiatives, but it might be helpful to German policy-makers who need to gain up-to-date information.

On the one hand, the German government seems to recognize the potential benefits arising from unconventional-gas production, as evidenced by the tasks assigned to the agency. On the other hand, it tends to show restraint in the evaluation of the possible consequences of shale-gas production.⁷² In the federal government's reply to a parliamentary inquiry from May 2010, it was indicated that there is still no confirmed data about the amount of unconventional resources on German territory.⁷³ Only in September 2010 was it pointed out that there are no plans to either order or carry out any research concerning the environmental impact of unconventional-gas extraction because priority had been given to the issues touched upon in the energy concept.

The likely impacts of hydraulic fracturing on the environment and human health began to dominate the ongoing discussions at both the regional and federal levels. Project "Niko" was launched in February 2011, with a clear environmental profile.⁷⁴ In May 2011, the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety noted possible threats to the natural

⁶⁶ A. Kwiatkowska-Drożdż, *Deficyt surowców naturalnych – implikacje dla niemieckiej polityki*, 8 February 2011, Ośrodek Studiów Wschodnich, www.osw.waw.pl.

⁶⁷ Agency tasks indicated in the *Rohstoffstrategie der Bundesregierung Sicherung einer nachhaltigen Rohstoffversorgung Deutschlands mit nicht-energetischen mineralischen Rohstoffen*, p. 20, see: www.bmwi.de.

⁶⁸ *Ibidem*.

⁶⁹ Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, *Niko: Erdöl und Erdgas aus Tonsteinen-Potenziale für Deutschland*, www.bgr.bund.de.

⁷⁰ In GeoEn are involved: Helmholtz Centre PotsdamGFZ German Research Centre for Geosciences, Universität Potsdam (UP) and Brandenburg University of Technology Cottbus (BTU).

⁷¹ See: www.gas-shales.org.

⁷² See: Answer of the federal government as of 27 May 2010 to the parliamentary question, Drucksache 17/1867, www.dip21.bundestag.de, Answer of the federal government as of 28 September 2010 to the parliamentary question, Drucksache 17/3029, www.dipbt.bundestag.de.

⁷³ *Ibidem*, Answer of the federal government as of September 28, 2011.

⁷⁴ Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, *Niko*, *op. cit.*

environment related to the shale-gas extraction process⁷⁵. At the same time, because an exact evaluation of the environmental impact of this activity is not available, the ministry pointed the need to explain the question marks regarding groundwater safety and other concerns.⁷⁶

In an interview given to *Westfälische Nachrichten*, Federal Minister for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety Norbert Roettgen pointed that until the results of an environmental impact assessment of hydraulic fracturing are revealed, the method should not be applied.⁷⁷ In August 2011, the Federal Environment Agency (das Umweltbundesamt) released an assessment report on shale-gas extraction in Germany that pointed out the potential threats. It recommended strengthening environmental regulations by introducing an obligatory impact assessment for each drilling site and the entire gas production field, a disclosure of the exact content of the fluids used in the process and to forbid hydraulic fracturing in sensitive regions, for instance, close to sources of drinking, mineral and spring water.⁷⁸

It is mainly the Die Grünen (Green) party that has been initiating the political debate about shale gas. In parliamentary questions, its representatives were mostly interested in the environmental footprint of unconventional-gas production. They also pointed to the lack of transparency in the allocation of permits and test drillings and called for an open-information policy.⁷⁹ On 13 April 2011, Die Grünen representatives introduced a motion in the Bundestag in which they called for holding up hydraulic fracturing until a full risk-assessment of the method (based on the U.S. experience) was released and threats to humans and the environment were excluded.⁸⁰

In a similar motion, representatives of the Die Linke (Left) party requested in June 2011 more radical action from the federal government, i.e., a ban on hydraulic fracturing.⁸¹ Both of these motions requested a strengthening of the current regulatory framework, including amendments to the Mining Law and a regulation requiring an assessment of the impact of mining projects on the environment. The motions were debated on 30 June 2011 in the Bundestag. The various approaches of the political parties to the problem of unconventional gas exploitation could be identified during this discussion.⁸² The representatives of the governing coalition seemed to recognize in shale gas the chance to enhance the security of supply by

⁷⁵ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, *Grundwasserrisiken-Hydraulic Fracturing*, www.bmu.de.

⁷⁶ *Ibidem*.

⁷⁷ It is worth mentioning that Norbert Roettgen is at the same time the CDU chairman in the region North Rhine-Westphalia. His views were expressed in the interview with *Westfälische Nachrichten*: "Schwerer Schaden für das Land", *Westfälische Nachrichten*, 30 July 2011, www.westfaelische-nachrichten.de.

⁷⁸ Overview of the existing legislation included in the report, *Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland- Entwurf*, Umweltbundesamt, www.umweltbundesamt.de.

⁷⁹ O. Krischer; *Hintergrundpapier zu Unkonventionellem Erdgas*, Berlin, 5 November 2010, www.gruene-bundestag.de.

⁸⁰ Antrag der Abgeordneten O. Krischer, H.J. Fell, B. Höhn, S. KottingUhl, U. Kurth (Quedlinburg), N. Maisch, Dr. H. Ott, D. Steiner, C. Behm, B. Herlitzius, W. Hermann, U. Höfken, Dr. A. Hofreiter, I. Nestle, F. Ostendorff, M. Tressel, D. Wagner, Dr. V. Wilms, K. Gehring, K. Keul und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, *Transparenz und Kontrolle bei der Förderung von unkonventionellem Erdgas in Deutschland*, Drucksache 17/5573, 13 April 2011, www.dipbt.bundestag.de.

⁸¹ Antrag der Abgeordneten J. Voà, dr. B. Höll, E. Bulling-Schröter, H. Behrens, M. W. Birkwald, S. Daddelen, Dr. D. Dehm, H. Dittrich, A. Hunko, U. Jelpke, H. Koch, R. Lenkert, U. Lötzer, D. Menzner, R. Pitterle, I. Remmers, M. Schlecht, S. Stüber, Dr. A. Troost, K. Vogler, S. Wagenknecht und der Fraktion DIE LINKE, *Keine Erdgasförderung auf Kosten des Trinkwassers- Fracking bei der Erdgasförderung verbieten*, Drucksache 17/6097, www.dipbt.bundestag.de.

⁸² Deutscher Bundestag Stenografischer Bericht 117. Sitzung Berlin, 30 June 2011 r, see: www.dipbt.bundestag.de.

lowering the country's import dependence.⁸³ At the same time, being aware of the risks associated with shale-gas production, they seemed to support improving the transparency of the process and the application of high environmental standards (such as excluding hydraulic fracturing in areas with protected water sources).⁸⁴ According to a representative of the Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD) party, it is essential first to examine the potential harm of the applied method and then establish a proper legal framework regulating the exploration and extraction of unconventional gas.⁸⁵

In Germany, the issuance of permits for the exploration (in German, "Erlaubnis") or extraction of hydrocarbons ("Bewilligung") is within the purview of the regions. The proceedings are undertaken in front of competent regional authorities.⁸⁶ Drilling works, including test wells, require the approval of an operational plan by these bodies ("Betriebsplanzulassung").⁸⁷ Unconventional gas is being explored mainly on the territory of North Rhine-Westphalia, Lower Saxony, Baden-Wuttemberg and Thuringia. So far, concessions have been granted to some entities, including Exxon Mobil, BNK Petroleum Inc., 3Legs Resources Group, Realm Energy International, Wintershall Holding GmbH.

North Rhine-Westphalia attracts the particular interest of energy companies. As yet, 20 concessions for the exploration of hydrocarbons have been issued.⁸⁸ However, regional authorities remain cautious in their statements.⁸⁹ Concerns are expressed not only by the governing coalition of SPD and Die Grünen but also by local representatives of the Christlich Demokratische Union Deutschlands (CDU) party.⁹⁰ The escalation of social protests and fears of possible environmental side effects have made regional authorities suspend the issuance of concessions until the results of a commissioned report about the implications of unconventional-gas extraction are published.⁹¹ Wide resistance to the test drillings led to proposals to amend the Mining Law of 1982⁹² and the ordinance on environmental impact assessments of mining projects.⁹³

⁸³ *Ibidem*, p.13563.

⁸⁴ *Ibidem*, p.13566.

⁸⁵ *Ibidem*, p. 13565.

⁸⁶ See Bundesberggesetz (BBergG), www.gesetze-im-internet.de.

⁸⁷ Conditions that need to be fulfilled expressed in Art. 55 of the Mining Law, Bundesberggesetz (BBergG), www.gesetze-im-internet.de.

⁸⁸ Data reflects factual state as of 31 July 2011, www.bezreg-arnsberg.nrw.de.

⁸⁹ *Potenzial für Erdgasförderung in NRW noch unklar / Minister Voigtsberger: "Bürger-, Umwelt- und Sicherheitsbelange stehen an erster Stelle!*, 4 November 2010, www.nrw.de, and other relevant information on the website of Arnsberg, www.bezreg-arnsberg.nrw.de.

⁹⁰ Antrag der Fraktion der CDU *Unkonventionelle Erdgasvorkommen: Grundwasser schützen - Sorgen der Bürger ernst nehmen - Bergrecht ändern*, 25 January 2011, see: www.landtag.nrw.de.

⁹¹ Exxon Mobil stellt Wasserrechtsantrag, 28 March 2011, Pressemitteilungen der Bezirksregierung, www.bezreg-arnsberg.nrw.de, Das Warten auf Fracking- Gutachten, "Der Westen", 13 July 2011, www.derwesten.de, S. Lechtenböhrer, Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy, M. Altmann, Ludwig-Bölkow Systemtechnik GmbH, s. Capito, Ludwig-Bölkow- Systemtechnik GmbH, Z. Matra, Ludwig-Bölkow- Systemtechnik GmbH, Mr. W. Weindrorf, Ludwog- Bökow-Systemtechnik GmbH, W. Zittel, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Impacts of the shale-gas and shale-oil extraction on the environment and human health, study commissioned by the Committee for Environment, Public Health and Food Safety of the EP, June 2011, p. 15.

⁹² From the initiative of the president of Arnsberg district a task group was established which will cope with the process of drafting the proposals to amend the Mining Law, see: *Überarbeitung notwendig*, Pressemitteilungen der Bezirksregierung, 18 January 2011, www.bezreg-arnsberg.nrw.de.

⁹³ *Verordnungsantrag des Landes Nordrhein-Westfalen, Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Verordnung über die Umweltsverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben*, Drucksache 388/11, 29 June 2011, www.bundesrat.de.

In 2009, the authorities of Lower Saxony proved their interest in recognizing the potential of unconventional gas by initiating cooperation between Clausthal University and Rice University (Houston), covering unconventional-gas extraction-technology development and student and scholar exchange programs.⁹⁴ However, concerns about potential environmental external costs have been growing among the public. This issue also has been debated in the regional parliament. Similar concerns can be observed in Baden-Wuerttemberg.⁹⁵

It cannot be ruled out that the view of German companies might be influenced by their cooperation with Gazprom, which especially after especially “Atomausstieg” may reach a new dynamics. However, it is worth underscoring that during intergovernmental German–Russian consultations in July 2011, Russia’s offer to increase the gas supply did not create awe or huge enthusiasm amongst German policy-makers.⁹⁶ Yet, as noted by EU Commissioner Gunther Oettinger, it is almost certain that in light of the phase-out of its nuclear power plants gas would be a driver of Germany’s growth.⁹⁷ In contrast to its German competitors, Exxon Mobil, which in 2009 spent €185 million on the exploration of unconventional gas,⁹⁸ represents a different view of the gas market in Germany. The company probably is counting on that gas from domestic sources may become competitive to LNG and Russian gas.

Fears about drinking-water contamination and other environmental side-effects of hydraulic fracturing have mobilized a growing number of opponents of unconventional-gas production who have gathered under the increasingly popular initiative “Gegen Gasbohren” (its motto in English is “Stop Fracking”).⁹⁹ They are particularly active in those regions where the first drilling tests are expected.

Although, a major political discussion is taking place at the regional level, it seems to be turning dynamically into a nationwide debate. This may be influenced by the latest demands to amend the existing Mining Law, discussions about the availability of raw materials as well as a better-organized form of public protests against hydraulic fracturing in Germany. More often, unconventional gas also has been covered by media. Press releases focus, however, mainly on the environmental aspects of unconventional-gas exploration.

France

The widespread use of nuclear energy in power generation makes the French economy less reliant on natural gas in comparison to other Western European countries. The specific energy mix and successful diversification of sources of oil and gas supply made energy supply concerns a second-rank issue for French energy policy. This heavily contributes to the country’s current approach to unconventional gas.

An interest in shale gas appeared in France at the expert level three years ago. Potentially gas rich areas were identified in the southeast of the country, and in March 2010, Minister for

⁹⁴ Speech given by then Lower Saxony Prime Minister, Christina Wulff, current President of Germany on 1 October 2009, at Rice University, www.bakerinstitute.org, *Der Gas-Scheich von Hannover*, 2 October 2009, “Focus”, www.focus.de.

⁹⁵ On the regional parliament level the representatives of SPD are active, see: Antrag der Abg. Rosa Grünstein u.a. SPD, *Unkonventionelle Gasförderung: Fracking im Land verhindern*, Drucksache 15/217, 7 July 2011, www.landtag-bw.de.

⁹⁶ Increasing the proportion of Russian participation in gas imports to Germany as well as the presence of Russian companies on the German market were discussed during the intergovernmental German–Russian consultations that took place on 18–19 July in Hanover, see: J. Ćwiek-Karpowicz, “A New Stage in German–Russian Energy Cooperation?,” *Bulletin PISM*, No 80 (297), 3 August 2011, www.pism.pl.

⁹⁷ J. Chaffin, “Europe poised to rely on natural gas”, *Financial Times*, 30 May 2011.

⁹⁸ Interview with the Chairman of the Board of Exxon Geront Kalkoffen, “Exxon hofft auf Milliardenlöse und tausende Jobs”, *Handelsblatt*, 24 January 2011, www.handelsblatt.com.

⁹⁹ See: www.gegen-gasbohren.de.

Ecology, Energy, Sustainable Development and the Sea Jean-Louis Barloo granted three exploration licenses (two for Schuepbach Energy Company LLC and one for Total). They cover an area of more than 9,000 square kilometres in the departments of Drôme, Vaucluse, Gard, Hérault, Aveyron and Lozère. In the absence of public consultation on possible shale-gas exploration and production in France or the dissemination of information about the granted concessions, the public debate on this issue started only in mid-December 2010. Its initiator is the small, centrist, pro-environment political party Citizenship, Action, Commitment to the XXI century (CAP21). While calling on 20 December 2010 for the implementation both in France and in Europe of the moratorium on shale gas production, Corinne Lepage, France's Minister of Environment in 1995–1997, President of CAP21 and Member of the European Parliament (Alliance of Liberals and Democrats for Europe), cited a lack of: (1) relevant regulation that shale-gas exploration and production would comply with the necessity to obey appropriate environmental, sanitary and social standards, (2) logic and rationality in the promotion of this kind of mining that affects adversely the development of renewable energy and (3) any public or political debate in France on the issue. According to Lepage, the moratorium should continue until assessments about the impact on the environment of the exploration and production technologies now in use have been prepared and relevant legislation that would guarantee access to information and protection of population and environment have been introduced.¹⁰⁰ CAP21 also launched a special website devoted to the problem of shale gas¹⁰¹ and developed an online petition about the moratorium on shale-gas extraction, which by the end of March 2011 (31 March was the deadline to collect signatures) had been signed by more than 8,000 citizens.¹⁰² The party also referred to the French Council of State regulation adopted by the government on 20 January this year amending the mining code to significantly simplify the procedures that concern the exploration and production of liquid hydrocarbons.¹⁰³

Also, the Association Amis de la Terre and José Bové, Member of the European Parliament (Greens/European Free Alliance), joined the action. He calls for an automatic cancellation of the concessions granted in March last year¹⁰⁴ and, in addition, prepared the petition "Shale gas? No, thank you", under which he collected the signatures of nearly 107,500 Internet users (as of 1 August 2011).¹⁰⁵ These activities have contributed not only to an increase in public awareness of the shale-gas issue but also have strengthened cooperation between departmental authorities of those areas where concessions were granted.

On 26 January and in response to a query by a deputy to the French National Assembly, Pascal Terrasse, France's Minister of Ecology, Sustainable Development, Transport and Housing Nathalie Kosciusko-Morizet announced that the mining law did not permit the introduction of a moratorium on the exploitation of shale gas. At the same time, she ruled out the possibility of extraction in France "in such a way as it is the case in some countries, particularly in the U.S. [...] with the use of technology that is destructive and dangerous to the environment".¹⁰⁶ Given the growing public pressure, on 2 February Kosciusko-Morizet emphasized that the possible exploitation of shale gas would serve only to limit imports of gas and in no way would question commitments on renewable energy sources. The minister also added that together with Eric Besson, the minister for Industry, Energy and Digital Economy, they had decided to entrust the General Council for Industry, Energy and Technology and the

¹⁰⁰ C. Lepage, *Pour un moratoire immédiat sur l'exploitation des gaz de schiste*, www.rue89.com.

¹⁰¹ *De l'eau dans le gaz*, www.deleaudanslegaz.com.

¹⁰² *Cyber action N° 389: pour un moratoire sur l'extraction de gaz de schiste*, www.cyberacteurs.org.

¹⁰³ *Gaz et huiles de schiste. CAP21 attaque le nouveau code minier devant le Conseil D'Etat et demande la saisine du Parlement*, www.deleaudanslegaz.com.

¹⁰⁴ "José Bové: L'Etat a décidé de l'ometra sur le gaz de schiste", *Le Monde*, 21 January 2011, www.lemonde.fr.

¹⁰⁵ See: www.petitions24.net/gaz_de_schiste__non_merci.

¹⁰⁶ *Questions au Gouvernement*, 26 January 2011, www.assemblee-nationale.fr.

General Council for Environment and Sustainable Development with the mission to assess the challenges posed by the exploitation of shale gas, especially for the environment.¹⁰⁷ The result of this mission was to be a draft and final reports to be published, respectively, by 15 April and 31 May. The ministers informed the relevant industries about the this undertaking during a meeting organized on 10 February. Schuepbach Energy Company LLC and Total decided then “not to perform any drilling and [...] any technical operation on the ground until the conclusions will have been drawn from the report [...]”.¹⁰⁸ According to Minister Besson, however, these activities do not mean that France has “shut the door in front of shale gas”.¹⁰⁹

Since March 2011, parliamentary debate on the exploration and eventual production of shale gas has significantly stepped up. On 2 March, the National Assembly Commission on Sustainable Development and Land Development tasked deputies François-Michel Gonnot (Union for a Popular Movement, or UMP) and Philippe Martin (Socialist, Radicals, and the Citizen) to prepare by 8 June an informational report about the challenges of exploration and production of shale gas.¹¹⁰ At nearly the same time, on 3 March, 80 MPs of various political parties signed a parliamentary motion against the exploitation of shale gas, demanding the cessation of any such work in France.¹¹¹

In response to increasing political pressure, Prime Minister François Fillon wrote a letter dated 11 March and addressed to the Minister for Ecology, Minister for Home Affairs and Minister for the Economy that recommended the initiation of appropriate administrative procedures that would prevent the start of any drilling before the publication of the reports and the carrying out of appropriate information campaigns and public consultations.¹¹² Thus, any exploration work has been officially suspended until mid-June 2011. At the same time, the minister of ecology announced during the plenary session of the National Assembly on 23 March that until 20 April the government will present proposals for changes in the mining code that would introduce public consultation procedures to the authorization to seek unconventional sources of gas.¹¹³

At the end of March and the beginning of April 2011, the National Assembly received three proposals for laws on the regulation of the exploration and production of shale gas—one was prepared by Socialist Jean-Marc Ayrault, another by Christian Jacob from UMP and the third by Jean Louis Barloo, the deputy and former minister of ecology who in March 2010 granted the exploration licenses. All of these initiatives contained the idea of a ban on the exploration and production of shale gas in France. In early April, the government gave its support to Jacob’s proposal and at the same time decided that the law would be passed under an

¹⁰⁷ *Questions au Gouvernement*, 2 February 2011, www.assemblee-nationale.fr. See *Note à l’attention de Messieurs Pascal Faure, Vice-président Conseil général de l’industrie, de l’énergie et des technologies et de Christian Leyrit, Vice-président le Conseil général de l’environnement et du développement durable*, www.developpement-durable.gouv.fr.

¹⁰⁸ *Nathalie Kosciusko-Morizet et Eric Besson on réuni les industriels détenteurs de permis de recherche d’exploration de gaz ou d’huiles de schiste*, Paris, 10 February 2011, www.developpement-durable.gouv.fr.

¹⁰⁹ “Besson: La France n’a pas fermé la porte au gaz de schiste”, *Libération*, 16 February 2011, www.liberation.fr.

¹¹⁰ *Commission du développement durable et de l’aménagement du territoire, Comptes rendus no 30*, Mardi 1er Mars 2011, www.assemblee-nationale.fr.

¹¹¹ *Motion parlementaire contre l’exploitation du gaz de schiste*, 3 Mars 2011, www.pascalterrasse.com.

¹¹² *Le Premier ministre à Madame la ministre de l’Ecologie du Développement durable, des Transports et du Logement, Monsieur le ministre de l’Intérieur, de l’Outre-Mer, des Collectivités territoriales et de l’Immigration, Madame la ministre de l’Economie, des Finances et de l’Industrie*, Paris 11 mars 2011, www.gouvernement.fr.

¹¹³ *Première séance du mercredi 23 mars 2011*, www.assemblee-nationale.fr.

expedited procedure, allowing only one reading in each chamber.¹¹⁴ The proposal prepared by the UMP deputy provided primarily for a ban on exploration and production using hydraulic fracturing, and the cancellation of previously granted licenses. The Commission on Sustainable Development and Land Development was designated to take up the issue but decided, nevertheless, also to examine the proposals from the Socialists.¹¹⁵ This proposal was a much more radical one and provided for introducing a complete ban on the exploration and production of both gas and oil shale on the territory of France and the cancellation of any concessions to search for deposits of liquid or gaseous hydrocarbons.¹¹⁶

A preliminary version of the report prepared by the General Council of Industry and Technology and the General Council of Environment and Sustainable Development was published on 21 April. This document pointed out the probable abundance of both shale gas and shale oil and stressed that it would be detrimental to both the national economy and the labour market to introduce a ban that would make impossible even the estimation of potential deposits. The authors suggested the need to conduct, at a national or European level, research on hydraulic fracturing techniques and their impacts on the environment. At the same time, the report indicated the need to closely monitor any undertakings in this area. Institutions competent in this matter could include a national research committee (to guarantee the quality and transparency of research) and local information committees. Until the completion of research, the report does not recommend carrying out hydraulic fracturing on the territory of France. It predicts that, based on two three-year studies there will be a basis for taking “rational decisions concerning feasible shale gas and shale oil production in France”.¹¹⁷

The report was highly criticized by the opponents of shale gas as opening the possibility of future production in France. The industry assessed the report and found it to be balanced and emphasized the value of the recommendation to conduct potential exploitation under proper supervision and in an appropriate regulatory framework with all associated challenges and problems exposed and tackled.¹¹⁸

In early May 2011, the National Assembly Commission for Sustainable Development and Land Development developed a compromise version of the draft law on the exploration and production of shale gas in France. It was based on the principle of blocking hydraulic fracturing on French territory and the obligation by companies holding concessions to deliver within two months from the date the law was promulgated information concerning the exploration techniques used in the search for shale gas. Cancellation of the granted permits would take place if the industry either did not deliver the required documentation or it indicated hydraulic fracturing as a method to be used in exploration.¹¹⁹ Despite initial political agreement on the text of the law, the Group of Socialists, Radicals and Citizens were against its adoption

¹¹⁴ See *Commission du développement durable et de l'aménagement du territoire, Comptes rendus no 43*, 13 Avril 2011, www.assemblee-nationale.fr.

¹¹⁵ *Proposition de loi de M. Christian Jacob et plusieurs de ses collègues visant à abroger les permis exclusifs de recherches d'hydrocarbures non conventionnels et à interdire leur exploration et leur exploitation sur le territoire national, n° 3301, déposée le 31 mars 2011*, www.assemblee-nationale.fr.

¹¹⁶ *Proposition de loi visant à interdire l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels et à abroger les permis exclusifs de recherches de mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux, et tendant à assurer la transparence dans la délivrance des permis de recherches et des concessions, n° 3283, déposée le 30 mars 2011*, www.assemblee-nationale.fr.

¹¹⁷ *La synthèse du rapport provisoire du 21 avril 2011*, www.developpement-durable.gouv.fr.

¹¹⁸ B. Héraud, *Gaz de schiste : le pré-rapport de la mission gouvernementale laisse la voie ouverte à l'expérimentation*, 27 Avril 2011, www.novethic.fr.

¹¹⁹ *Rapport fait au nom de la Commission du développement durable et de l'aménagement du territoire sur la proposition de loi visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique (no 3301)*, Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 4 May 2011, www.assemblee-nationale.fr.

during the voting on 10 May. In the end, the project was approved by the majority (mainly from the UMP and New Centre), 287-186.¹²⁰

The split in the French political scene was finally proved by the text of the report by MPs Gonnot and Martin, which was published on 8 June 2011. This document contained two different conclusions.¹²¹ The representative of the UMP advocated introducing only a temporary ban on the exploration and production of shale gas by hydraulic fracturing until a better understanding of the mining techniques is reached and the appropriate steps to protect the environment and public health are taken.¹²² However, according to the representative of the Socialists, "France must give up the exploration of the hypothetical shale gas and shale oil deposits on its territory".¹²³ In reference to a declaration by President Nicolas Sarkozy that France will remain neutral towards the exploration and production of shale gas in Poland, Martin emphasized that "being neutral on [...] the shale gas issue means being in favour of climate *laissez-faire* at the global level".¹²⁴

The debate in the Senate on the draft law approved on 11 May 2011 by the National Assembly testified to the discrepancy between the different political parties. The most controversial was an amendment proposed by the Senate Committee for Economy, Sustainable Development and Planning. It demanded that there be an exception to allow actions "in cases of projects for scientific purposes aimed at the evaluation of hydraulic fracturing techniques or alternative techniques".¹²⁵ However, this proposal was definitively rejected as a result of the fierce debate that took place in the Senate on the 1st and 9th of June 2011. The draft law was then transmitted to the mixed commission, consisting of representatives of the National Assembly and Senate and which has developed a compromise version of the document accepted by the two chambers. And last, the law was adopted on 21 June by the National Assembly and on 30 June by the Senate. Thus, France became the first country in the world to forbid the use of hydraulic fracturing on its territory. The adopted text of the law does not introduce the automatic cancellation of granted exploration licenses. However, the companies are obliged to make available within two months the relevant information about the exploration methods used. A lack of information or the indication of the use of hydraulic fracturing will result in the revocation of the shale-gas exploration permits. Moreover, the law provides for the establishment of a national committee whose aim will be to assess the risks that hydraulic fracturing or alternative techniques constitute for the environment. The committee will be compelled to provide public information about the conditions required to conduct experimentation, solely for the purposes of research. Moreover, the government was required to submit annually to the parliament a report on: (1) the development of exploration and production techniques and knowledge concerning French, European and global gas-and-liquid hydrocarbon deposits; (2) the conditions to conduct experiments under public control and for scientific purposes, and (3) the activities of the national committee.¹²⁶

¹²⁰ *Analyse du scrutin No. 729*, 11 May 2011, www.assemblee-nationale.fr.

¹²¹ See *Rapport d'information déposé en application de l'article 145 de Règlement par la mission d'information sur les gaz et huile de schiste*, Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 8 juin 2011, www.assemblee-nationale.fr.

¹²² *Ibidem*, pp. 101–103.

¹²³ *Ibidem*, p. 105.

¹²⁴ *Ibidem*, p. 106.

¹²⁵ *Proposition de loi adoptée par l'Assemblée Nationale après engagement de la procédure accélérée visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique. Texte de la Commission de l'Economie du Développement durable et de l'Aménagement du Territoire*, Enregistré à la Présidence du Sénat, le 25 mai 2011, www.senat.fr.

¹²⁶ *Loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique*, JORF n°0162 du 14 juillet 2011, p. 12217.

The Socialists revealed their dissatisfaction with the adopted text of the law and that the final report prepared by the General Councils had not been made public and the proposals for changes in the mining code, announced in March, had not been presented by the government. As a result, the National Assembly deputies and socialist senators in early July 2011 submitted a proposal for legislation explicitly prohibiting the exploration and production of shale gas in France, regardless of the techniques used. These documents will be the subject of parliamentary debates this autumn.

The position of the companies that received concessions for shale-gas exploration in France evolved throughout the ongoing political debate. At first, high uncertainty about the potential for profitability contributed to investments that were extremely cautious and limited. However, in an internal document from January of this year, Total disclosed the existence of “potentially rich” deposits within the Montélimar concessions that could be from 10 to 20 times higher than the current annual gas consumption in France. This company also submitted an application in November 2010 for a new concession. During the meeting with representatives of the French government on 10 February this year, Total announced that the first drilling was planned for the beginning of 2012 and Schuepbach posted notice about the planned completion of two drill sites in October 2011. Companies also reported that they were interested in an extension of the concessions obtained in March 2010.¹²⁷ From April to July, when the issue of shale-gas exploration and production was debated and finally translated into law, the industry representatives generally did not participate in the discussions. However, commenting on the very nature of the debate, they stressed that it was premature and too emotional. The formal ban on the use of hydraulic fracturing in France was met with a dual response. On one hand, the industry hopes to calm the situation and is counts on initiating more substantive debate later in 2012 after the presidential and parliamentary elections in France, which are planned for April to June. On the other hand, some of the involved companies consider the possibility to take legal action to obtain compensation for losses incurred and for lost profit.¹²⁸

United Kingdom

British energy policy is focused on achieving an energy-efficient and low-carbon economy. Natural gas is considered to be the most suitable transitional fuel to reach this goal and still meet emission reduction targets. With the declining domestic North Sea gas production past its 2000 peak, imports have grown and are likely to continue to do so. In 2010, domestic production met 61% of the total gas demand, while net imports totalled 38% (compared to 2% in 2000).¹²⁹ The UK government is seeking to enhance the security of gas supply through the development of import and storage capacity, facilitated access for companies to small and challenging offshore fields, expanding LNG infrastructure and maintaining close relations with the main suppliers (Norway and Qatar) as well as struggling for an EU-wide internal gas market.¹³⁰

All existing estimates about British shale gas are based on analogy to comparable geological fields in the U.S. The first comprehensive British enquiry goes back to the mid-1980s and the work of a geologist, Professor Robert Selley (Imperial College London), who was inspired by similar research in the U.S. Selley concluded that the UK reserves could be significant but were not economically viable in the existing tax regime. The publication was

¹²⁷ *Nathalie Kosciusko-Morizet et Eric Besson on réuni les industriels...*, *op. cit.*

¹²⁸ *Ibidem.*

¹²⁹ Almost half of the gas imported in 2010 came from Norway and one third as LNG with Qatar as the main supplier (79% total LNG in 2010). The fuel was used in 36% of electricity generation compared to 29% in 2000; See: DECC, *Dukes*, May 2011, www.decc.gov.uk

¹³⁰ DECC, *Annual Energy Statement*, 27 July 2010, www.decc.gov.uk.

presented to the Department of Energy in 1985 with no significant resonance. A 2005 update by Selley also did not attract attention.¹³¹

In Autumn 2010, David Cameron's government presented the report on shale gas's potential, commissioned the year before to the British Geological Survey (BGS) by the previous government. BGS stated that shale-gas resources could be "as large as 150 Bcm", but proper tests and drilling were required to confirm those numbers. In addition, it was underlined that a set of constraints such as geological peculiarities, high population density and land-ownership regulations could make the recoverable share much smaller.¹³² According to April 2011, the U.S. Energy Information Agency reported that UK shale-gas reserves could amount to 566 Bcm.¹³³

By August 2011, only two licences for shale-gas drilling had been granted by the Department of Energy and Climate Change (DECC). In comparison, 84 had been approved for coal-bed methane (CBM) projects. While multinationals such as BP or Shell have engaged in shale projects outside the UK, the licences in the country were obtained by small players: Cuadrilla Resources (Lancashire area) and EurEnergy Resources (Weald). The former obtained permissions in 2007 and was the first and so far the only company to proceed with shale-gas operations in the UK. Some CBM players have checked the potential for the fuel in their license acreage. One is IGas Group (a result of the acquisition of Nexen Exploration by IGas Energy in March 2011), which identified some shale gas in 2010. Another is Dart Energy (until June 2011, it operated as Composite Energy), which intends to test its CBM acreage near Falkirk, Scotland.¹³⁴

Other firms with a recent interest are Eden Energy and Coastal Oil and Gas. The former published a report in May 2011 on shale gas potential in its seven licences in south Wales and Kent (southeast England). The estimated quantity had been 962 Bcm, of which 362 Bcm had been marked as recoverable. In April and May 2011, certain difficulties emerged with getting planning permission from local authorities for exploration by Coastal Oil and Gas as well as by Europa Oil and Gas (which mainly holds concessions for underground coal gasification).¹³⁵ During 2011, the 14th round of the Production and Exploration Development License (PEDL) is planned. A considerable interest in permits for shale-gas projects is expected.

The U.S. shale-gas revolution initially met with very limited resonance in the UK. Shale gas has been occasionally mentioned by a few MPs (in the House of Lords, mainly), and generally during broader discussions on energy issues. No official interest was expressed by the government apart from some random remarks on the U.S. shale-gas phenomenon and its consequences for world gas markets. It was the first shale-gas drilling operation close to Blackpool (northwest England) in August 2010 by Cuadrilla Resources that brought public attention to the issue. Local media in particular began to follow closely the progress of the domestic operations and discussion about the potential of shale gas.

In mid-2010, the first analyses of European shale gas were published in the UK. Katinka Barysch from the Centre for European Reform saw the U.S. shale revolution as beneficial to Europe's energy security, but doubted if similar success could be achieved on the continent. Peter Stevens, energy researcher at Chatham House, argued in a report from September 2010 that investment in an uncertain shale potential may contribute to underinvestment in conventional gas exploration. Overestimation of the size of reserves and productivity could

¹³¹ See: R. Selley, "Shale Gas - blessing or curse?", *Geoscientist*, No. 21, 4 May 2011, www.geolsoc.org.uk; and Energy and Climate Change Committee, *Shale Gas. Fifth Report of Session 2010–12*, Vol. I, HC 795, 23 May 2011, Ev 74-75, www.parliament.uk.

¹³² DECC, *The Unconventional Hydrocarbon Resources of Britain's Onshore Basins - Shale Gas*, UK Promote 2011, 2010, www.og.decc.gov.uk.

¹³³ *World Shale Gas Resources*, *op. cit.*

¹³⁴ See: Energy and Climate Change Committee, *op. cit.*, Ev 76; Natural Gas for Europe, *Shale Stirs Debate in Scotland*, 29 May 2011, naturalgasforeurope.com.

¹³⁵ See: Natural Gas for Europe, *Europa, Partners Suffers Setback for Weald Basin Drilling*, 26 May 2011, www.naturalgasforeurope.com.

then lead to an unstable gas supply in the future. In December, the Oxford Institute for Energy Studies published a paper considering the possibility of the replication of the U.S. scenario on European soil.¹³⁶

Political debate was actually triggered in October 2010 when the House of Commons' Energy and Climate Change Committee (ECCC) announced the an inquiry on shale gas. The investigation lasted a few months and embraced written contributions and public hearings as well as visits of some of the Committee's members to the U.S. and to Cuadrilla sites near Blackpool. Some concerns about environmental risks quickly emerged. In January 2011, the first calls for a moratorium on exploration were reiterated, echoing the decisions in some U.S. states and France. In a report commissioned by the Co-operative (a major British multi-branch association), the Tyndall Centre for Climate Change Research (based at the University of Manchester) called for a moratorium on shale development in the UK. The report argued that exploration could cause environmental damage and negatively impact the UK's long-term climate policy targets.¹³⁷ The debate was heated up by Cuadrilla's plans to begin hydraulic fracturing in March. After two earthquakes registered on 27 May and 1 April near Cuadrilla's drilling sites, the company decided to suspend work until the source of the seismic activity could be confirmed.¹³⁸

On 26 May 2011, the ECCC published its findings on shale gas in a report that included a detailed assessment of possible technological, regulatory and safety challenges and the impact on UK energy policy. The committee took note of the positive implications of the shale-gas boom in the U.S. for the British gas market, but doubted this could be replicated in the UK because of the rather small potential and significant constraints. It concluded that given the existing regulatory and safety framework there was no reason to ban shale-gas operations but that the continuous monitoring of developments (in Britain and abroad) was required. The ECCC claimed that new domestic production could only moderately contribute to security of supply, slightly reducing import dependence. The committee was concerned that shale gas might discourage companies from investing in expensive low-carbon energy if special governmental incentives were not provided. The report named Poland as a "shale barometer of Europe", whose progress in the development of an exploration and regulatory framework needed to be closely monitored by the UK government. The ECCC remained concerned about some adverse competitive results to the UK if Poland were to care more about energy security benefits (a lower dependence on gas imports) than for environmental protection when exploring shale gas.¹³⁹

Until the ECCC investigation, the government was reluctant to publicly comment on shale gas, and referred mainly to the direct effects of U.S. production (higher LNG availability and a lower price for gas). Even after the publication of the BGS report on shale potential, officials had been consistently downplaying the domestic prospects on the ground, saying it was premature to assess the actual reserves since there was insufficient data. Nevertheless, a few comments by government representatives suggested an unofficial interest in the subject.

The official stance on shale gas was finally revealed during the ECCC research. But it was reported in March 2011 that the DECC had carried out secret consultations in Autumn 2010 on unconventional-gas prospects. Surprisingly, the department did not contact Cuadrilla about its

¹³⁶ See: K. Barysch, *Shale gas and EU energy security*, Centre for European Reform, 11 June 2010 www.centreforeuropeanreform.blogspot.com; P. Stevens, *The 'Shale Gas Revolution': Hype and Reality*, A Chatham House Report, September 2010, www.chathamhouse.org.uk; F. Geny, *Can Unconventional Gas Be a Game Changer in European Gas Markets?*, NG 46, Oxford Institute for Energy Studies, December 2010, www.oxfordenergy.org.

¹³⁷ Tyndall Centre for Climate Change Research, *Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts*, January 2011, www.tyndall.ac.uk.

¹³⁸ "Drilling halted by earthquake", *The Gazette*, 2 April 2011, www.blackpoolgazette.co.uk.

¹³⁹ Energy and Climate Change Committee, *op.cit.*, *passim*.

projects and only some of the contributions have been disclosed to the public.¹⁴⁰ More important, the government has been constantly refusing moratorium demands on the grounds that an adequate regulatory framework was in place (and much better than in the U.S.). Since February 2011, the DECC has been periodically in contact with other key regulatory bodies (the Environmental Agency, Health and Safety Executive and the Scottish Environment Agency) to exchange relevant information.¹⁴¹

In its contribution to the ECCC inquiry the government's representatives claimed that economically viable shale-gas production might improve British energy security to some extent but on a far-smaller scale than in the U.S. and only for a short period. The main reasons indicated were stricter regulations, higher population density and land ownership laws. Furthermore, they claimed that it was unlikely there would be significant activity on British shale gas in the coming years. However, the potential abundance of unconventional gas could lead to underinvestment in the development of conventional gas or other energy sources. The adequate response to the potential long-term importance of gas should be prioritizing carbon capture and storage (CCS) development and implementation in gas-fired electricity plants.¹⁴² On 14 June, Foreign Office Minister Lord Howell claimed that CCS would be a suitable means by which to keep natural gas as not only a bridge to a low-carbon economy but also a part of the future energy mix.¹⁴³

No plans to facilitate shale development have been mentioned. Rather, easier access to less-attractive offshore conventional fields and accelerating the development of low-carbon technologies have been announced. For the latter aim, funds will come from the Green Investment Bank (still in the process of being established), and such instruments as a legally-binding carbon floor price. When asked by the ECCC about possible discussion about EU common environmental standards for shale development, DECC Minister Charles Hendry expressed concern that then the lowest common denominator would be sought. The best role for the EU, he added, should be that of sharing information and best practices so the member states could take an individual approach. The UK, thus, should aspire to be a model for shale exploration and the regulatory framework.¹⁴⁴

On 27 July, the government's response to the ECCC shale gas report was published. The document addressed in detail the concerns regarding safety and environmental standards. The government reiterated its past declarations that a robust regulatory framework was in place in the UK. Still, it repeated the statement that while the potential for shale-gas exploration was uncertain, all operations would be under constant scrutiny. It claimed it might consider incentives for industry to invest in exploration and development of shale gas but only if the full potential of commercial production had been proven. The government underlined it was closely watching shale development in other countries, including the U.S. and Poland. Shale gas is seen as a part of a diverse energy supply in which gas plays a transitional role on the path to a low-carbon economy. In the response, more openness was shown to a discussion about an EU common exploratory standard for shale development.¹⁴⁵

¹⁴⁰ *Ibidem*, Ev 66.

¹⁴¹ House of Commons, Written Questions, Col. 347W, 8 June 2011, www.parliament.uk

¹⁴² Energy and Climate Change Committee, *op.cit.*, Ev 57.

¹⁴³ Lord Howell, *European Union's External Energy Policy*, 14 June 2011, www.fco.gov.uk.

¹⁴⁴ See: Energy and Climate Change Committee, *op.cit.*, *passim*. See also: House of Commons, Written Answers, 20 January 2011, Vol. 521, Part 102, Energy and Climate Change, <http://services.parliament.uk>; House of Lords, Main Chamber Debate, Energy: Shale Gas, Volume No. 726, Part No. 132, 28 March 2011, www.services.parliament.uk.

¹⁴⁵ *Shale Gas: Government Response to the Committee's Fifth Report of Session 2010-2012*, HC 1449, 26 July 2011, www.parliament.uk. One of the examples of the growing interest of the UK government in the Polish shale debate was a closed seminar organized in Warsaw by the Polish Institute of International Affairs and the British Embassy to Poland: *Shale Gas in Poland: Challenges and Opportunities*, 16 March 2011, www.pism.pl.

Although, in the first quarter of 2011 a visible indifference towards shale gas turned into active engagement, the official policy apparently has remained a “wait-and-see” approach. On one hand, this could be explained by the will of the government to avoid sending premature or unnecessary signals to investors in the energy sector. On the other hand, such a reserved position could mean it would like to leave the door open to exploit the potential of shale gas if it proves to be significant and commercially viable.

Labour, the main opposition party, stepped into the debate at the end of 2010 with its first questions to the government about shale gas. In January, Shadow Energy Minister Huw Irranca-Davies called for a moratorium on drilling,¹⁴⁶ and during the subsequent months he repeatedly expressed his concerns about the human and environmental impacts of shale exploration.¹⁴⁷ In June, a group of Labour MPs proposed an amendment to the Energy Bill (currently in the legislative process) obligating the head of the DECC to conduct a comprehensive impact review on the shale industry in the UK.¹⁴⁸

After the ECCC report, active engagement also came from Caroline Lucas—the only Green Party MP in the current parliament. She has repeatedly demanded an immediate moratorium on shale gas and for it to be maintained until the environmental effects are fully understood along with prioritising the development of renewables and promoting energy efficiency.¹⁴⁹

The progress in shale operations activated local party groups and MPs who represent the constituencies where the drilling had taken place or were planned. This was particularly true in Cuadrilla’s case. In January 2011, the Blackpool Green Party demanded an immediate ban on drilling by the company. After the earthquakes in the spring, Gordon Marsden, the Labour MP for Blackpool South, called for a review of all the evidence on seismic activity in his district. Eric Ollerenshaw, the Conservative MP for Lancaster and Fleetwood, requested more detailed and transparent information as well as broader public consultations on shale development.¹⁵⁰

The energy industry in the UK showed much interest in the shale gas debate from the very beginning and criticised the government for its apparent indifference. Cuadrilla engaged in the debate by addressing growing environmental concerns, disclosing the chemicals used in fracking and allowing the DECC, the ECCC and local authorities to visit the drilling sites. During the ECCC enquiry, representatives of Cuadrilla and IGas stressed that they were not expecting tax incentives from the government and were prepared to cover the costs of their operations.

In a memorandum to the ECCC, National Grid, which operates the country’s electricity and gas transmission system, claimed that if shale gas could be developed economically in the UK then it would make a useful contribution to the country’s energy mix and would provide diversity and security of gas supply. However, there are likely to emerge technical challenges, in particular those associated with the need to comply with requirements for gas quality and entry capacity. Similar views have been expressed by Scotia Gas Network, which stated that the coverage of transport infrastructure may favour a further expansion of the number of shale

¹⁴⁶ “The Labour Party calls for shale-gas drilling halt”, BBC News, 26 January 2011, www.bbc.co.uk.

¹⁴⁷ There appeared, however, opinions that shale production could benefit local communities. Irranca-Davies reportedly claimed that the job-creating potential could be significant, and shale-gas production could reduce the UK’s dependency on gas imports: See. P. Wall (Western Mail), “Campaigners raise alarm over proposed gas drilling in Vale of Glamorgan”, *Wales Online*, 28 February 2011, www.walesonline.co.uk.

¹⁴⁸ Notices of Amendments given on Thursday 16 June 2011; Review of shale gas in the UK, www.publications.parliament.uk.

¹⁴⁹ See: Lucas: *Moratorium on new shale gas exploration needed*, 24 May 2011, www.greenparty.org.uk.

¹⁵⁰ A. Johnson, “UK joins ‘gas rush’ despite pollution fears”, *The Independent*, 2 January 2011, www.independent.co.uk; N. Morris, “MPs call for inquiry into shale gas drilling after earthquakes”, *The Independent*, 8 June 2011, www.independent.co.uk.

wells.¹⁵¹ An example of strong opposition was the negative opinion of the Co-operative, which argued that the expansion of the shale gas industry, at best, was not in the spirit of UK climate change policy and, at worst, would hamper investment in low-carbon energy sources.

Major environmental NGOs such as Friends of the Earth, WWF and Greenpeace have been consistently questioning the reasons for shale-gas exploration. They had been pointing to the potential risks, such as water contamination caused by hydraulic fracturing as well as possibly higher emission levels of methane. However, they agreed with the important role of gas as a transitional fuel to a low-carbon economy.¹⁵² The NGO's manifestations were complemented by the initiatives of the residents of the areas of possible shale operations. A significant one was the initiative "Vale says no!", which demanded a ban on shale development and successfully strived for the refusal of planning permission for Coastal Oil and Gas. The movement gained support from Conservative MP for Vale de Glamorgan, Alun Cairns.¹⁵³ Another example is the Campaign to Protect Rural England, which focused on the challenges from shale exploration to the ecology and character of the countryside in England.

A valuable source of knowledge about shale gas development in the UK (and worldwide) has been the blog *No Hot Air*. Its founder, Nick Grealy, is experienced at different posts in the gas industry and quickly became one of the most vocal campaigners for shale-gas development in the UK. He claimed that the government had been downplaying the shale-gas potential in order to not undermine energy policy foundations. In his view, the officials (backed by various energy consultants and the advice of such institutions as OFGEM – a national regulator of the electricity and gas markets) deliberately have been talking about the threat of shrinking domestic gas resources and an increasing dependence on imports, particularly from such uncertain suppliers as Russia. The reason they did that, in Grealy's opinion, was the need to justify the growing financial cost to consumers of reducing emissions (CCS development, predominantly). Grealy contributed to the ECCC inquiry and underlined that full decarbonisation technologies are either expensive or unproven. In March 2011, he inaugurated a multi-lingual (English, French, Polish) informative service (available at: shalegasinfo.eu) on shale gas as part of debate on the new fuel.¹⁵⁴

The Netherlands

Netherlands is one of the major EU gas producers, consumers and exporters, suffering from continuous depletion of its reservoirs, including the giant Groningen field that initiated the Western European adventure with natural gas in the late 1950s. The current level of production is sustained thanks to the development of smaller offshore gas fields and ever-increasing exploration-related activities. The ambition is to maintain the present annual production from small fields of about 30 Bcm up to 2030.¹⁵⁵ A willingness to at least maintain its prominence as a gas hub and to ensure stable supplies for its domestic market for the long run turned Dutch attention to LNG (import facilities are planned) and Russian supplies (the participation of Gasunie in Nord Stream). Such a move inevitably would produce a growing import dependence and security concerns. Therefore, the Dutch government turned to unconventional gas soon after the news about the U.S. revolution together with information about potentially

¹⁵¹ Energy and Climate Change Committee, *op.cit.*, Ev 7 and Ev w11.

¹⁵² *Ibidem, passim*; See also Andrew Johnson, *op.cit.*

¹⁵³ *Vale Says No*, www.thevalesaysno.co.uk

¹⁵⁴ See: *No Hot Air*, www.nohotair.co.uk.

¹⁵⁵ *Focus on Dutch Gas 2011*, EBN, www.ebn.nl.

promising structures in the Netherlands. In 2009, TNO and EBN¹⁵⁶ confirmed the unconventional-gas potential (shale and tight gas and coal-bed methane, or CBM). The Netherlands even claims that “unconventional resources must contribute to the hydrocarbon mix as soon as possible.”¹⁵⁷ The most promising sources right now are shallow gas and tight gas reservoirs. The former were discovered offshore of the Netherlands in the early '70s, but only recently, in 2008 and 2009, did the first fields come online. Tight gas fields also were discovered many years ago, but only a few fields produce even a relatively small volume of gas. Hydraulic fracturing has been in use, so it is by no means a novelty for either business or local communities. Shale gas and CBM are more difficult to reach because of the depth of the reservoirs and technological challenges. That is why the transition from the ongoing exploration phase to the production of shale gas is expected in the 2020s. EBN is investigating the national potential of unconventional reservoirs by its own research and in cooperation with academic institutions. Moreover, it looked into the possible impact of these resources on the Dutch security of supply and natural environment. EBN emphasized the need to improve knowledge using expertise from North America, improve technology to reduce costs and the environmental footprint, and stimulate production through proper incentives (e.g., lower taxes) Because of its long tradition of gas exploration, however, the Netherlands possesses an excellent database, which is now helping in the ongoing and in-depth research about the Dutch deposits. It is characteristic of Dutch official stances that opportunities rank higher than risks.

In an advisory letter by Dutch Energy Council published in February 2010, it was recommended the government take the necessary steps to facilitate unconventional-gas development in the Netherlands. However, it should not detract from the development of LNG landing capacity, which is indispensable in order to benefit from anticipated market conditions and maintain and enhance the position of the Netherlands as a gas hub. The council pointed out the benefits stemming from unconventional-gas development: increased gas reserves, security of supply through geographical diversification, more contractual flexibility and new modes of commercial risk-spreading, and a facilitated transition to a sustainable energy supply. It also recommended the encouragement of the use of gas in Europe and the Netherlands as a part of a transition to a sustainable energy mix, and it even suggested a call for the European Commission to clarify its view on the role of gas in the EU's future energy mix. It seems that the Netherlands are playing the unconventional-gas card not only to reach its own potential but also to protect the role of gas in the European energy mix, e.g., to protect its markets.

The council devoted much attention to the public acceptance of onshore activities, which is not surprising given the high population density in the country. Therefore, it suggested establishing a proper system of benefits for landowners and local communities for making their land available to exploration and production. The council recognized the existing regulatory framework as satisfactory.

Several exploratory concessions have been granted to different companies, including Cuadrilla Resources and the Queensland Gas Company. In partnership with EBN, Cuadrilla is planning to drill the first well late in 2011. The company did public consultations to address the environmental concerns of local communities. The opposition is not as significant as in France but NIMBY syndrome is as present as elsewhere. In Brabant, a province in the southern Netherlands where Cuadrilla planned a test drilling this summer, a large majority of the local council took a sceptical approach. At first, the permit was granted without any public controversy, but the protests in France and Germany produced growing opposition. The company launched consultations with local representatives to convince them that the

¹⁵⁶ The government is interested in assessing the potential with the help of TNO Geological Survey of Netherlands and state-owned entity EBN, which participates in oil and gas exploration and production and related activities (transport and storage), provides the government with expertise, and is often instructed by the government to perform other tasks, such as the implementation of energy policy.

¹⁵⁷ B. Scheffers, R. Godderij, H. de Haan, F. van Hulten, *Unconventional gas in the Netherlands*, February 2010, EBN, www.ebn.nl/files/2010_spe_nl_unconventional_gas_scheffers.pdf.

side-effects of hydraulic fracturing are negligible. Despite a rise in local opposition, the government openly expressed its support for exploiting the unconventional-gas potential. The spokesperson for the Ministry of Economic Affairs was quite blunt when commenting on the emerging difference between the local and central authorities, saying “[t]he national interest prevails. The licenses for gas exploration and production are at a national-level issue, although a municipality can delay but not stop [it].”¹⁵⁸

Denmark

Denmark currently holds about 60 Bcm of conventional-gas reserves and produces annually 8.6 Bcm, almost half of which (4 Bcm) is exported to other EU countries. According to an EIA study, Denmark may possess shale-gas deposits of 650 Bcm. To fulfil its commitments as a supplier, Denmark is planning to develop fields in the North Sea.¹⁵⁹ The government foresees a gradual decrease in indigenous production. It aims at achieving the goal of a carbon-free energy market by 2050, which would lead to the elimination of fossil fuels from its energy mix. This policy was indicated in a report by the Danish Commission on Climate Policy in September 2010¹⁶⁰ and was repeated by Minister of Energy and Gas Lykke Friis in April 2011.¹⁶¹ In this light, it seems rather unlikely that Denmark would draw significant attention to unconventional reserves.

With reference to shale gas, in August 2010 the GFZ German Research Centre for Geosciences together with the Geological Survey of Denmark and Greenland conducted shallow drilling in Alum shale at Bornholm in August 2010 as part of the GASH project. The concessions for the exploration of hydrocarbons were granted to Schuepbach Energy LLC in 2009 and to Total in June 2010.¹⁶² Nonetheless, political debate about shale gas is almost absent and probably will not appear in the upcoming election campaigns. Thus, a question by Member of European Parliament Morten Messerschmidt to Minister Friis in July 2010 via the newspaper *Business.dk* on the lessons learned from Polish-American investments for the exploitation of shale gas in Denmark, should be considered to be incidental.¹⁶³ Moreover, the debate on shale gas appears only sporadically in mass media. It was partially covered by the professional press most often in the contexts of developments in the U.S. and Poland and the environmental challenges.

To sum up, it is unlikely that the Danish stance on its energy priorities will change in the near future. The government will focus on improving energy efficiency, reducing CO₂ emissions, developing renewable energy sources and increasing the competitiveness of the internal market. In this context, apart from developing the North Sea, it is hard to expect that the government turns to new fossil fuels anytime soon. Massive scale drillings for shale gas seem doubtful in the present-day context of energy policy. So, there are few reasons for Denmark to introduce a moratorium on hydraulic fracturing. However, it is an open question what kind of policy Denmark would take at a European level in the ongoing discussions about the need for a special regulatory framework for shale-gas development.

¹⁵⁸ *Cuadrilla Drilling Sparks Controversy in Holland*, May 2010, www.naturalgaseurope.com.

¹⁵⁹ *Environmental Impact Assessment From Additional Oil And Gas Activities in the North Sea*, Non-technical summary, August 2010, www.ens.dk.

¹⁶⁰ Danish Commission of Climate Change Policy, www.klimakommissionen.dk. Opposite opinions, based on the economic feasibility, could be heard from the governmental expert J. Henningsen, “Vi kan roligt oegge vores afhaengighed af naturgas”, 21 November 2009, www.ing.dk.

¹⁶¹ L. Friis, *The Danish road to fossil fuel independence*, speech at Yale University, 9 April 2011, www.kemin.dk.

¹⁶² In both cases, the Danish state company Dansk Nordsøfonden has preserved the right of 20% of concessions granted. “List of concessions”, DNSF, 20 June 2011, www.nordsoeen.dk; “Shale gas international deployment in Europe”, www.total.com.

¹⁶³ M. Messerschmidt, *Sats på naturgas på land*, 16 July 2010, www.business.dk.

Sweden

The share of gas in Sweden's energy mix is negligible (1.8%), and the government promotes a policy of moving away from hydrocarbons to renewable and nuclear energy sources. Nevertheless, as this goal is not attainable in the short-term perspective, Sweden seeks to enhance energy security through the diversification of supply routes. In May 2011, the Swedish energy company Aga inaugurated the first small LNG terminal in the Baltic Sea in Nynähamn.¹⁶⁴

The shale-gas exploration market is liberalized and open. Additional incentives for investors come in the form of preferential tax conditions and publicly available information on shale formations.¹⁶⁵ Between 2008 and 2011, Royal Dutch Shell conducted shale-gas exploration in Skåne, in the south of Sweden. The company resigned from the areas because of the unsatisfactory results of three drillings.

However, the interest in shale gas exploration has not decreased. National licensing authority Bergsstaten granted exploration licenses to Gripen Gas AS (September 2010) and Energigas (January 2011) in the central region, Östergötland, and on the northern part of the island of Gotland (May 2011).¹⁶⁶ Although shale gas has not been explicitly mentioned in any of the governmental documents on energy, it has become an issue of heated political debate. After the parliamentary elections of September 2010, the "red-green" opposition (Social Democratic Party, Green Party and the Left Party) moved the debate on the negative consequences of the extraction of shale gas from the regional to the national level.¹⁶⁷

The opposition has been calling since the elections for introducing amendments into the Minerals Act in order to strengthen environmental protection¹⁶⁸ and the granting to Municipal Authorities and/or landowners the right to veto the extraction of fossil-energy sources.¹⁶⁹ Moreover, it insisted that the government should not approve large-scale projects of extraction in Sweden¹⁷⁰

¹⁶⁴ "Sweden's first LNG terminal is now opened", aga.se, 6 June 2011, www.aga.se.

¹⁶⁵ Extensive geological data were gathered in the 20th century. The database "Exploration Reports", in which it is possible to search for and download some 6,000 documents, most of them produced for mineral exploration purposes, is available at Swedish Geological Survey upon request, see www.sgu.se.

¹⁶⁶ "Map of exploration permits and exploitation concessions in Sweden", Swedish Geological Survey, www.vvv.sgu.se. In March 2009, however, the government rejected an application for test drilling for oil west of Gotland.

¹⁶⁷ During the election campaign in April 2010, the opposition promised to put a halt to Shell activities in case of victory. However, the elections resulted in the formation of a minority government of the Alliance of the Moderate Party, the Liberal Party, the Centre Party and the Christian Democrats.

¹⁶⁸ The group of the Green Party Members put forward a motion on 27 October 2011 on appointing a commission on the modernization of the Minerals Act in order to strengthen environmental considerations. G. Fridolin, L. Romson, J. Lindholm, L. Nordin, "Modernisering av minerallagen och förbud mot utvinning av kol, fossilgas och olja", Motion 2010/11:N439, Sveriges Riksdag, www.riksdagen.se, 27 October 2011

¹⁶⁹ Currently the most interested are the Municipalities in Österlen : Tomelilla and Sjöbo. See: H. Larsson, (Social Democratic Party), "Kommunal vetorätt mot utvinning av fossil energi", Motion till riksdagen 2010/11:N414, Sveriges Riksdag, 27 October 2010, www.riksdagen.se, and G. Fridolin, (Green Party), "Stopp för utvinning av fossila bränslen", Interpellation 2010/11:93 till miljöminister Andreas Carlgren, Sveriges Riksdag, www.riksdagen.se.

¹⁷⁰ The group of the Left Party Members put a motion on 20 October 2010 that the government should not approve a large-scale extraction of fossil fuels in Sweden, including by Shell. J. Holm, K. Persson, J. Sjöstedt, S. Holma, T. Björlund, H. Linde, "Fossilutvinning i Sverige", Motion till riksdagen 2010/11:N279, Förslag till riksdagsbeslut, Sveriges Riksdag, www.riksdagen.se.

and even should ban exploration and extraction of fossil fuels.¹⁷¹ Of these suggestions, only the first one was partially accepted and only in a modified form—the Cabinet Office is currently preparing a revision of certain provisions of the Minerals Act. The revision will increase land owner and municipalities' access to information on study permits, but they would not have veto power. The review does not include the prohibition of the extraction of fossil fuels in any form,¹⁷² and the chances of putting a moratorium on exploration and/or production activities is very remote. The government suggests that moving away from a fossil fuels economy will be achieved by market mechanisms, such as a carbon tax.¹⁷³

Before the elections, the debate on shale gas went on mainly at a local level in the Skåne region, where authorities tried to make invalid the administrative decision to grant concessions to Shell. At the same time, the campaign against shale-gas activities was carried by the local press, green business organizations and environmental NGOs (Heaven or sHell, LRF Skåne, WWF and Greenpeace).

On the EU level, Sweden will preserve its favourable position towards renewable sources of energy. With respect to shale gas, however, it may wish to remain neutral. Open support could raise public opposition, while rejection would hit undertakings currently held in Sweden. Thus, the “wait-and-see” position remains the safest one for the government. This stance was represented by Prime Minister Frederick Reinfeldt in his comment on the passage devoted to shale gas which was added to the conclusions of EU Council on Energy in February 2011.¹⁷⁴

Norway

From the EU perspective, Norway could actually be treated as an internal producer because of its EEA membership. Almost all the gas produced is being sold to the EU. On the one hand, the priorities of Norway's energy policy focus on the most efficient exploitation of the existing conventional fields, and the development of production in the Arctic region. On the other hand, the country is very much interested in increasing energy efficiency and investing in renewable energy sources. The change in the post of the Minister of Petroleum and Energy in March 2011 brought no changes to these objectives, which were additionally emphasized in the Notification of the Department of Petroleum and Energy to the Parliament as of 24 June 2011.¹⁷⁵

With reference to shale gas resources, in an interview from November 2010, a representative of the Norwegian Petroleum Department stated that there were shale-gas resources on the Norwegian continental shelf but their production was considered to be not economically viable.¹⁷⁶ The other representatives of the government highlighted the challenges that could accompany European exploration and production. In September 2009, a Norwegian State Secretary for The Ministry of Defence indicated that shale gas production may adversely

¹⁷¹ On 27 October 2010, 25 November 2010 and 27 May 2011 by the Green Party Members. G. Fridolin, (et. al.), “Modernisering...”, *op.cit.*, and G. Fridolin, “Stopp för utvinning...” *op.cit.*, and G. Fridolin, “Oljeutvinning på Gotland”, Skriftlig fråga till närings- och energiminister Maud Olofsson 2010/11:562, 27 May 2011

¹⁷² M. Olofsson, “Oljeutvinning på Gotland”, Svar av Närings- och energiminister på skriftlig fråga 2010/11:562, Sveriges Riksdag, www.riksdagen.se, 14 June 2010.

¹⁷³ M. Olofsson, Kammarens protokoll, Riksdagens protokoll 2010/11:51, “8 § Svar på interpellation 2010/11:93 om stopp för utvinning av fossila bränslen”, Par. 4, Sveriges Riksdag, 1 February 2011, www.riksdagen.se.

¹⁷⁴ F. Reinfeldt, Kammarens protokoll, Riksdagens protokoll 2010/11:55, “1 § Information från regeringen om Europeiska rådets möte den 4 februari”, Pars. 49 and 51, Sveriges Riksdag, 8 February 2011, www.riksdagen.se.

¹⁷⁵ En nçring for framtida – om petroleumsvirksomheten, Tilrçding fra Olje- og energidepartementet av 24. juni 2011, godkjent i statsråd samme dag, Melding til Stortinget 28 (2010–2011), Table 3.1 “Ukonvensjonell gass”, 24 June 2011, www.regjeringen.no.

¹⁷⁶ P.L. Tonstad, “Norsk skifergass blir liggende i bakken”, 3 November 2010, www.tu.no.

affect profitability in the Arctic region.¹⁷⁷ In April 2011, in response to a query from a Conservative Party member, the Minister of Finance highlighted “very significant uncertainties” for the development of shale gas in Europe that stem from political and economic challenges.¹⁷⁸

The documents and information from the government on shale gas refer to the IEA information. While mentioning the international implications of production in the U.S., they underline the obstacles to European production, the preliminary stage of exploration, and a lack of certain data.¹⁷⁹ A recent report by the Ministry of Petroleum and Energy, “Norway as a gas supplier to Europe”, states that although significant shale-gas reserves in Europe have been detected, it is still too early to say when, if at all, these reserves can be exploited. In all cases this is not expected to happen until 2020.¹⁸⁰

Statoil, the Norwegian state-controlled major energy player, has the technology and financial resources needed for shale-gas exploration. Nevertheless, shale-gas activities are primarily conducted outside Europe. Statoil is exploiting fields in the U.S. (Marcellus Field and Eagle Ford in Texas) as a partner of the Chesapeake Energy Corporation. In June 2011, Statoil announced plans to increase the exploration and production of shale gas in the U.S. Its aspirations have not been reduced despite the legal steps undertaken by the Attorney General of Maryland in May 2011 with the intention to bring a case of poisoning the environment against Chesapeake Energy Corporation and its affiliates.¹⁸¹

Yet, Statoil’s plans to enter the markets of China, South Africa, India and Australia have come to a halt. In China, negotiations on the exploration and production of shale gas with state-owned Chinese CNPC have been postponed. In South Africa, the government announced a moratorium on hydraulic fracturing. Also, initial plans to identify shale-gas deposits with Chesapeake outside the U.S. have not yet developed.

Potential shale-gas production in the EU would affect the structure of the largest Norwegian export market, so Statoil has been following the development of shale-gas exploration in Europe through its participation in the GASH project. At first, Norway showed no interest in shale-gas production in Europe, a point that was stressed by the Norwegian Minister for Petroleum and Energy¹⁸² and Statoil CEO Helge Lund.¹⁸³ However, this position may be modified as conditions change in the global markets. Naftohaz of Ukraine already has announced that it “discussed with Statoil the points of [...] the development of shale gas deposits in the west of Ukraine”.

In the media, the debate on shale gas has been ongoing since 2010. It is focused primarily on the reactions to external events, such as the withdrawal of Shell from Sweden, the earthquake in Blackpool that put a halt to drilling there, or the lawsuit against Chesapeake and its affiliates. Moreover, environmental concerns are raised in discussions about the social-corporate responsibility of Statoil. The NGOs Bellona and Framtiden i vaare hender

¹⁷⁷ R. Ingebrigtsenr, “Satsing på nordområdene”, speech at Luftmilitært samfunn, 22 September 2010, www.regjeringen.no.

¹⁷⁸ S. Johnsen, Finansdepartementet, “Svar på spm. 891 fra stortingsrepresentant Gunnar Gundersen”, 6 April 2011, www.regjeringen.no.

¹⁷⁹ “Nasjonalbudsjettet 2011”, Melding til Stortinget 1 (2010–2011), par. 2.7 “Utviklingstrekk i gassmarkedet”, *in fine*, 1 October 2010 www.regjeringen.no, and “En nåring for framtida – om petroleumsvirksomheten”, Report of Norwegian Government to the Storting (the Norwegian Parliament), (Meld. St. 28 (2010-2011), Par. 3.1 “Ukonvensjonell gass”, 24 June 2011, www.regjeringen.no.

¹⁸⁰ “Norge som leverandør av gass til Europa”, Ministry of Petroleum and Energy, 24 June 2011, www.regjeringen.no.

¹⁸¹ D.F. Gansler, “Attorney General Gansler Notifies Chesapeake Energy of the State’s Intent to Sue for Endangering the Health of Citizens and the Environment”, 5 February 2011, www.oag.state.md.us.

¹⁸² As an answer of the Minister of Petroleum and Energy to the interpellation of 05.2010.

¹⁸³ A. Lindeberg “Skifergass er stort”, interview with Helge Lund, 15 June 2010, www.dn.no.

raised environmental concerns related to shale-gas development. The visit of Taniet Colon from the Pennsylvania-based NGO “Mothers’ Group” in June 2011 gained significant media coverage. She was on a mission to spread information about the negative implications for the environment that accompany the extraction of shale gas.

Nevertheless, the chances that in the foreseeable future environmental concerns could cause a shift in the politics of Statoil are miniscule. In May 2011, before the General Assembly of Statoil, environmental organizations protested against the company’s activity in the production of oil from tar sands in Canada. But, the government has not changed its stance. Commenting on the issue, the current Minister of Petroleum and Energy, Ola Borten Moe, refrained from criticism of Statoil, even though before taking the ministerial post she had shared the environmentalists’ views.¹⁸⁴

Instead of a Conclusion—Poland as a Shale Gas Lab

If anywhere in Europe one might speak about shale-gas euphoria it would definitely be Poland. And it is not just the possible inflow of petrodollars that matters but foremost the political implications for Polish energy security, which has been playing a prominent role in public debate for many years. The import dependence on Russian gas deliveries has produced particular security concerns. Unsurprisingly, then, the first releases about the potential of shale gas generated a huge wave of interest among the society as a whole. It surged in 2010 after optimistic estimates of Polish shale-gas reserves of about 1.4 Tcm were provided by WoodMackenzie Consultants. The promising geological structures stretch from northern Poland (Pomerania region), through the central part and to the southeast region that borders Ukraine. In April 2011, the U.S. Energy Information Administration gave an even more optimistic account, suggesting that Poland holds the largest reserves of technically recoverable gas in Europe (5.3 Tcm).¹⁸⁵ However, one must be careful when reading these estimates since they are not based upon hard geological data but on comparisons of Polish structures with similar ones in the U.S. and assessments of potential reserves by analogy. It is known that each gas play has its own characteristics, which makes any generalisations risky. But if these estimates turn out to be correct and production is economically viable, then Poland could become a significant European gas producer in the long-term, although not comparable to Russia or Norway, but important enough to bring changes to the regional gas supply system.

Optimistic expectations concerning Polish reserves also created a considerable wave of interest among international oil and gas companies. For the last couple of years, more than a hundred concessions have been granted by the Ministry of Environment for shale-gas exploration.¹⁸⁶ Practically all promising areas have already been covered. The long list of companies includes various entities from a number of countries, but mainly the U.S., Canada and Poland (including the “energy majors” such as Chevron, Marathon Oil, Exxon Mobil, ConocoPhillips and ENI as well as smaller firms such as Talisman Energy, BNK Petroleum, Cuadrilla Resources, 3Legs Resources, San Leon Energy, RealmEnergy International, Emfesz and also Polish companies Orlen, Petrolinvest, Lotos and PGNiG). There are 125 obligatory and 50 optional test drillings under existing agreements planned for years 2011–2014.¹⁸⁷ Up to July 2011, eight test wells were drilled, and in one case hydraulic fracturing was applied. Cautious

¹⁸⁴ A. Lindeberg, *Statoil fortsetter med oljesand Men store aktører som Storebrand stemte mot pl generalforsamlingen*, 19 May 2011, www.dn.no.

¹⁸⁵ *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*, U.S. Energy Information Administration, April 2011.

¹⁸⁶ Data as of 1 September 2011, Ministry of Environment of the Republic of Poland, www.mos.gov.pl.

¹⁸⁷ P. Poprawa, *Zasoby i potencjał gazu niekonwencjonalnego w Polsce* [in:] *Gaz niekonwencjonalny. Szansa dla Polski i Europy. Analiza i rekomendacje*, Instytut Kościuszki, August 2011, www.ik.org.pl, p. 117.

optimism has been leaked out of some of the results. Of course, uncertainty remains high since no one can say anything about the future profitability of exploitation, which is going to depend on numerous factors: actual potential and properties of shale plays, economic factors (market access, infrastructure in place, operational costs), environmental challenges, public opinion, and external developments (future shape of gas markets and prices). Yet, despite the existing uncertainty, the surge of interest in the industry suggests that Poland is really emerging as the most-promising location in the EU. Indeed, several analytical and government reports about shale gas quote Poland as a barometer and testing field for the future of shale gas in Europe. The success or failure of the Polish efforts might significantly influence the course of events and determine the future of the shale-gas sector in the EU. The challenges of the industry's environmental footprint, water management, high-population density and market unpreparedness are more or less the same as in other EU states. What makes the Polish case specific is the very broad political consensus and general public support. The main concern is not whether shale gas should be produced or not but rather how not to waste such an opportunity to radically change the energy landscape of Poland. To be precise, although it seems like a distant picture with the contours blurred, indeed the search for an open, critical opinion among policy-makers and mass-media would be a challenging task. One of the reasons is that shale gas is first and foremost a part of the energy security debate, and so it is closely related to national sovereignty and independence. It was even magnified due to the coincidence that word of optimistic information about Poland's shale-gas potential happened during difficult negotiations with Gazprom about an annex to an inter-governmental agreement and long-term gas contract (which was finally concluded in late 2010).

Naturally, the more active gas companies are in exploratory drillings, the more problematic this issue becomes for local communities, which are afraid of the potential costs of shale-gas exploration and development. In March 2011, in the Polish region of Pomerania, representatives of some local communities protested the drillings. They found the companies' information about the potential consequences of the drillings to be insufficient and were disappointed by the central government's actions, alleging it was ignoring local concerns.¹⁸⁸ This region lives specifically off tourism, and any activities that might affect the landscape and environment are treated as a direct threat to its economic standing. Despite some consultations held by the companies, distrust is still present. It resembles a bit the situation in the Netherlands, where the central government is openly in favour while local authorities are anxious. The Polish Green movement so far has been relatively silent, sceptical and emphasises the potential risks to the environment, but has not done so with any special determination. However, rising opposition from at least some local communities with support from environmentalists probably will emerge. At the same time a moratorium or ban on shale-gas exploration is out of the question under the current circumstances.

Polish Prime Minister Donald Tusk said he was going to engage personally in the process of the optimization of conditions for developing the shale-gas business. In a poll organized in June 2011, a majority of Poles (82%) was in favour of shale gas, but at the same time they called for more state presence in shale-gas development so that Poland could be the real beneficiary. These results illustrated a new tendency in the public debate about shale-gas potential, namely an emerging discussion about the way the government has dealt with the companies so far, the shaping of future policy about natural resources management and about the division of revenues. For some observers, concessions were sold too fast and practically for free. In August 2011, the major opposition party, Law and Justice, announced that it would submit a draft of a new law when parliament is formed after the October 2011 elections to regulate the shale-gas business in such a way that the state really benefits.¹⁸⁹ The new regulations would protect Poland from a total loss of control over the production and utilization

¹⁸⁸ *Gaz łupkowy. Na Pomorzu protesty przeciwko odwiertom*, 22 March 2011, www.gazeta.pl.

¹⁸⁹ "Ustawa PiS o wydobyciu gazu łupkowego", *Polish Press Agency (PAP)*, 13 August 2011.

of shale gas. However, it was emphasized that the new law also is supposed to ensure transparent rules of the game for all actors while ensuring satisfactory profits for the investing companies. A special state-owned company would be established to take part in exploratory and production activities (as in Norway). Finally a special “future generations fund” would be created to ensure that the revenues would not be squandered but invested.

The government is openly in favour of shale-gas development in Poland with the Ministry of Environment (the concession provider), the Ministry of Economy and the Ministry of Foreign Affairs (as coordinator of diplomatic activities with respect to shale gas) the most active actors. Poland joined the Global Shale Gas Initiatives in 2010 to be involved in international undertakings regarding the assessment and utilization of shale-gas potential.

Poland may either give birth to the shale-gas industry in the EU or prove its incompatibility under European conditions. The level of public acceptance appears to be the highest among the EU members. It means also that the public probably will be more willing to accept the inevitable external costs of shale-gas exploitation. The debate would not be so dynamic if Poland were not dependent on Russian gas imports, which produce serious security concerns that were magnified after a couple of supply crises in recent years. Therefore, given such a friendly political, social and business environment, any failure would simply be interpreted as proof that shale gas is just an experiment with no broader consequences in Europe. To sum up, the shale-gas debate in Poland was at first mainly about security and independence, but gradually it also has started to be about profits and economic opportunities. At all times, however, shale gas is perceived in Poland as an opportunity rather than a risk, as it is seen by many in Western Europe.

PISM | POLSKI INSTYTUT SPRAW MIĘDZYNARODOWYCH
THE POLISH INSTITUTE OF INTERNATIONAL AFFAIRS

THE POLISH INSTITUTE OF INTERNATIONAL AFFAIRS (PISM) IS A LEADING AND INDEPENDENT THINK-TANK THAT CONDUCTS ORIGINAL, POLICY-FOCUSED RESEARCH. WITH OVER EIGHTY STAFF' PISM IS THE LARGEST SUCH INSTITUTE IN POLAND AND PROVIDES ADVICE TO ALL BRANCHES OF GOVERNMENT AND CONTRIBUTES TO WIDER DEBATES ON INTERNATIONAL RELATIONS IN EUROPE AND BEYOND. PISM ALSO PUBLISHES BOOKS AND JOURNALS, AND HOUSES ONE OF THE BEST SPECIALIST LIBRARIES IN CENTRAL EUROPE. SITUATED IN BETWEEN THE WORLD OF POLICY AND INDEPENDENT EXPERTISE ON INTERNATIONAL AFFAIRS, PISM PROMOTES THE FLOW OF IDEAS THAT INFORM AND ENHANCE THE FOREIGN POLICY OF POLAND.

POLSKI INSTYTUT SPRAW MIĘDZYNARODOWYCH
THE POLISH INSTITUTE OF INTERNATIONAL AFFAIRS
UL. WARECKA 1A, 00-950 WARSZAWA
PHONE (+48) 22 556 80 00, FAX (+48) 22 556 80 99
PISM@PISM.PL, WWW.PISM.PL

ISBN 978-83-62453-25-2

