



Wybrane aspekty środowiskowe i technologiczne związane z rozpoznaniem i wydobywaniem gazu ziemnego z łupków

Marcin Mazurczak, Izabela Sówka
Politechnika Wrocławska

Jerzy Zwoździak
Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej, Warszawa

1. Wstęp

W ostatnich latach dochodzi do pogorszenia jakości powietrza na obszarze państw Wspólnoty. Taka sytuacja jest w znacznej mierze konsekwencją zbyt mało ambitnej polityki UE dotyczącej redukcji emisji zanieczyszczeń do powietrza atmosferycznego [20, 31]. Obecnie w ramach Wspólnoty trwa debata nad możliwością zaostżenia przyjętych w ostatnich latach celów redukcyjnych. Zdaniem przedstawicieli Komisji Europejskiej ograniczenie emisji ditlenku węgla o co najmniej 20% w porównaniu z jej poziomem z 1990 roku lub – jeśli pozwolą na to warunki – nawet o 30%, przy jednoczesnym zwiększeniu udziału odnawialnych źródeł energii w całkowitym zużyciu energii do 20% oraz poprawa efektywności wykorzystania energii o 20% do 2020 roku, są niewystarczające. W związku z tym przygotowano założenia nowej strategii redukcji emisji zanieczyszczeń. Jej podstawą jest dokument Energy Roadmap 2050, w którym założono 80% redukcję emisji zanieczyszczeń w stosunku do ich poziomu z roku 1990. Główny ciężar redukcyjny ma spoczywać na europejskim sektorze energetycznym. Zgodnie z przyjętymi scenariuszami do 2050 roku udział kopaliny w wytwarzaniu energii na Starym Kontynencie ma zostać zminimalizowany na rzecz odnawial-

nych źródeł, których udział w koszyku energetycznym ma do tego czasu wynieść do blisko 100% [25].

Opracowana przez Komisję Europejską strategia Energy Roadmap 2050 spotkała się ze sprzeciwem rządu w Warszawie. Blisko 90% produkcji energii elektrycznej w Polsce opiera się bowiem na węglach (57,06% – węgiel kamienny, 31,64% – węgiel brunatny). Udział energii wytwarzanej z innych źródeł jest nieznaczny (elektrownie: przesyłowe – 5,71%, wodne – 2,67%, gazowe – 2,09%, wiatrowe i inne odnawialne – 0,84%) [27].

Surowcem naturalnym, który w opinii Komisji Europejskiej, mógłby ułatwić osiągnięcie założonych celów redukcyjnych jest gaz ziemny. Roczne zużycie błękitnego paliwa w Polsce wynosi ok. 14,5 mld m³, przy wydobyciu na poziomie 4,3 mld m³ [24]. Pomimo tego, że w kolejnych latach mają być czynione wysiłki, aby zwiększyć wydobycie gazu ziemnego ze złóż konwencjonalnych do ok. 8 mld m³ rocznie, taka ilość surowca na rynku nie spowoduje drastycznego odejścia od produkcji energii elektrycznej w oparciu o węgle.

Szansą na spełnienie tego scenariusza są złoża węglowodorów niekonwencjonalnych, m.in. gazu ziemnego z łupków. Od 2011 roku zostało opublikowanych kilkanaście raportów, w których autorzy postawili sobie za cel oszacowanie wielkości złóż tego surowca w Polsce. Zdaniem Państwowego Instytutu Geologicznego zasoby wydobywane gazu ziemnego z formacji łupkowych wynoszą maksymalnie 1920 mld m³. Najbardziej prawdopodobne jednak jest to, że mieszczą się one w przedziale 346–768 mld m³. Są to więc zasoby od 2,5 do 5,5 krotnie większe od udokumentowanych zasobów ze złóż konwencjonalnych (ok. 145 mld m³). Przy obecnym rocznym popycie na gaz ziemny, z jednoczesnym uwzględnieniem prowadzonego wydobycia, oszacowano, że łączne zasoby gazu mogą wystarczyć na 35 do 65 lat pełnego zapotrzebowania polskiego rynku na ten surowiec [22].

Światowym liderem wydobycia gazu ziemnego z łupków są Stany Zjednoczone. Jedynie na obszarze stanu Pensylwania wykonano do tej pory nieco ponad 9600 odwiertów [23]. Przy czym tylko 2900 z nich to odwierty eksploatacyjne, pozostała część nie jest wykorzystana [34]. Gaz ziemny z łupków stanowi 30% całkowitej produkcji błękitnego paliwa w Stanach Zjednoczonych. Do 2035 roku 49% gazu znajdującego się na rynku tego państwa będzie pochodzić z łupków [33]. Duża podaż spowo-

dowała znaczące obniżenie ceny gazu ziemnego za oceanem (ok. 140 USD za 1000 m³ [32]). Niskie koszty pozyskania surowca oraz fakt, że niektóre elektrownie konwencjonalne posiadają niską sprawność, spowodowało zamknięcie ich części. Od 2008 roku do sierpnia 2012 roku w USA nastąpił spadek udziału energii wytwarzanej z węgla z poziomu 40% do 36%. Odejście od węgla, nowe inwestycje w elektrownie gazowe i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii spowodowało obniżenie emisji ditlenku węgla o 300 mln ton, czyli o 13% w porównaniu z 2008 rokiem [13].

Pomimo tego, że Polska uważana jest w Europie za lidera poszukiwań gazu ziemnego z łupków jest jeszcze zdecydowanie za wcześnie, aby oszacować czy potencjalne wydobycie tego surowca będzie miało podobne skutki dla polskiego sektora energetycznego, jak te zaobserwowane za oceanem. Warto jednak już teraz zastanowić się nad możliwymi konsekwencjami środowiskowymi, jakie wiążą się z eksploatacją gazu ziemnego z łupków [30]. We wszystkich miejscach na świecie gdzie wydobywany jest ten surowiec szczególne kontrowersje wywołuje technologia szczelinowania hydraulicznego. Zwraca się uwagę na to, że może ona spowodować m.in. skażenie wód lub trzęsienia ziemi. W niniejszym artykule skupiono się na emisji metanu i gazów cieplarnianych w trakcie rozpoznania i eksploatacji złóż. Pojawia się bowiem coraz więcej głosów, mówiących o tym, że wykorzystanie gazu ziemnego z łupków w energetyce spowoduje obniżenie poziomu emisji ditlenku przy jednoczesnym wzroście emisji metanu.

2. Szczelinowanie hydrauliczne

2.1. Charakterystyka technologii

Szczelinowanie hydrauliczne zostało po raz pierwszy zastosowane w 1947 roku do stymulacji złoża ropy naftowej w hrabstwie Grand, w stanie Kansas. Szacuje się, że do 2002 roku na terenie Stanów Zjednoczonych technologia ta została wykorzystana przez firmy zajmujące się wydobywaniem węglowodorów (ropy naftowej i gazu ziemnego) blisko milion razy. Dziś szczelinowanie hydrauliczne jest jedną z najczęściej stosowanych metod stymulacji złóż o niskiej przepuszczalności [1]. Każdego roku w Stanach Zjednoczonych wykonywanych jest ok. 35 tys. szczelinowań [6].

Istotą tego działania jest wytworzenie odpowiednio rozległej sieci spękań, którą znajdująca się w skale kopalina mogłaby swobodnie wydostać się na zewnątrz. Wyróżnia się dwa zasadnicze etapy szczelinowania hydraulicznego:

- tłoczenie płynu do szczelinowania,
- odbiór cieczy powrotnej (*flowback fluid*).

Stymulacja złoża rozpoczyna się kwasowaniem otworu, najczęściej poprzez pompowanie 15% roztworu kwasu solnego. Działanie to ma oczyścić odwiert ze znajdujących się w nim zanieczyszczeń (np. resztek skał) oraz podnieść skuteczność powstawania sieci spękań [26]. W kolejnym etapie tłoczony jest roztwór wody i związków chemicznych, których zadaniem jest m.in. redukcja poziomu pH płynu, przeciwdziałanie powstawaniu tlenków żelaza czy uniemożliwienie rozwoju bakterii. Powstanie szczeliny następuje w wyniku wytworzenia w caliźnie skały złożowej naprężeń rozrywających większych od granicy wytrzymałości skały na rozrywanie [28]. Powstała w ten sposób sieć mikrospełkań wypełniana jest w kolejnych sekwencjach materiałem podsadzkowym (*proppant*), piaskiem lub rzadziej materiałem ceramicznym. Jest on dodawany do płynu do szczelinowania w stopniowo rosnących koncentracjach przerywanych fazami tłoczenia samej cieczy. Aby zwiększyć skuteczność stymulacji przepływu gazu, w wielu przypadkach, zmienia się wielkość ziaren wypełniacza, zaczynając od drobnych i stopniowo przechodząc do tych o większej średnicy [8]. Należy jednak zwrócić uwagę, że samo podniesienie chwilowego ciśnienia powyżej ciśnienia szczelinowania jest niewystarczające, ponieważ zaraz po obniżeniu ciśnienia do pierwotnego ciśnienia złożowego, a później na skutek obniżenia ciśnienia w trakcie eksploatacji złoża szczeliny się zamykają [17]. Ostatnią fazą szczelinowania hydraulicznego jest płukanie odwiertu wodą. Działanie to pozwala na wymycie resztek piasku, skał, cementu lub związków chemicznych mogących blokować wypływ gazu zimnego na zewnątrz [1].

Szczelinowanie hydrauliczne pozwala obecnie na wydobycie od 15% do 40% gazu ziemnego znajdującego się w łupkach. Należy jednak zwrócić uwagę, że od 1990 roku, kiedy technologia ta została po raz pierwszy wykorzystana w połączeniu z odwiertami poziomymi, skuteczność procesu znacząco wzrosła. Nieco ponad 20 lat temu wynosiła ona bowiem ok. 6% [15].

2.2. Skład chemiczny płynu do szczelinowania

Obecnie najczęściej stosowany na świecie jest płyn do szczelinowania typu *slick water*. Powstaje on na bazie wody, materiału podsadzkowego i dodatków chemicznych [6, 8, 28,]. Skład płynu do szczelinowania jest projektowany w odniesieniu do zidentyfikowanych w trakcie badań właściwości skały. Udział procentowy poszczególnych składników może zatem być inny dla różnych formacji skalnych. W tabeli 1 zestawiono przykładowy skład płynu do szczelinowania stosowanego na terenie trzech stanów USA przez firmę Halliburton.

Tabela 1. Skład płynów do szczelinowania stosowanych w Stanach Zjednoczonych przez firmę Halliburton (źródło danych: [36])

Table 1. The composition of fracturing fluids used in the United States by Halliburton (source of data: [36])

Stan USA	Północna Dakota			Pensylwania			Zachodnia Wirginia		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Płyn do szczelinowania	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Woda	94,4	94,0	92,0	92,2	95,1	67,2	60,4	95,2	94,7
Piasek	4,6	5,3	7,0	6,2	4,3	7,0	11,9	4,3	4,8
Dodatki chemiczne	0,9	0,7	1,0	1,5	0,7	0,6	3,0	0,5	0,6
Azot						25,3	24,7		

Podczas szczelinowania hydraulicznego do odwiertu może zostać wpompowane od 8,7 do 14,4 tys. m³ roztworu wody z dodatkiem piasku i związków chemicznych [5]. Jak pokazuje praktyka wydobywcza woda i materiał podsadzkowy mają w niektórych przypadkach blisko 99,5% udział w stosowanej mieszance. Ze względu na znaczną ilość zużywanej wody przemysł wydobywczy stara się rozwijać technologie mające ograniczyć jej zużycie. Od pewnego czasu prowadzone są testy z wykorzystaniem azotu, ditlenku węgla lub gazu LPG [10]. Dodatkową metodą ograniczenia zużycia wody jest ponowne wykorzystanie, po uprzednim podczyszczeniu, cieczy powrotnej.

W trakcie szczelinowania hydraulicznego łupków wykorzystywane są różne dodatki chemiczne. Są nimi najczęściej:

- środki antybakteryjne (uniemożliwiają lub ograniczają rozwój bakterii, których rozwój powoduje: powstanie siarkowodoru oraz zmniejszenie przepływu surowca),
- kwasy organiczne (redukują poziom pH, zapobiegają wytrącaniu tlenków żelaza) i nieorganiczne (rozpuszczają zgromadzone w odwiercie minerały i ułatwiają powstawanie szczelin),
- reduktory tarcia, inhibitory korozji (zapobiegają powstawaniu korozji, zabezpieczają rury okładzinowe i pompy przed negatywnym działaniem kwasu),
- inhibitory osadów nieorganicznych – *scale inhibitor* (zapobiegają gromadzeniu się osadu na ścianach rur okładzinowych i w urządzeniach na powierzchni),
- czynnik umożliwiający sieciowanie i jego wzmacniacz (utrzymuje założoną lepkość przy wzroście temperatury płynu do szczelinowania),
- żel (zwiększa gęstość wody, ułatwia przenoszenie piasku przez płyn szczelinujący),
- czynnik klarujący (opóźnia rozkład żelu) oraz jego katalizator, kontroler żelaza (przeciwdziała powstawaniu tlenków żelaza),
- stabilizator iłów (tworzy solankowy płyn nośny zapobiega interakcji płynu do szczelinowania z iłami),
- środek regulujący pH (wspomaga działanie innych składników, np. czynników umożliwiających sieciowanie),
- środki wspomagające powstanie piany (zwiększają napięcie powierzchniowe cieczy i zwiększa lepkość),
- utylizator tlenu (usuwa tlen z wody w celu ochrony rur przed korozją),
- substancje powierzchniowo czynne (używane do zmniejszenia ciśnienia powierzchniowego płynów hydraulicznych i usprawnienia odzyskiwania płynu powrotnego) [1, 21].

Należy jednak zwrócić uwagę, że nie wszystkie z wyżej wymienionych środków są stosowane jednocześnie. Najczęściej podczas procesów szczelinowania stosowanych jest maksymalnie osiem dodatków [37].

2.3. Skład chemiczny płynu powrotnego

Zarówno ilość, jak i skład cieczy powrotnej różnią się w zależności od złoża i mogą wynosić od 15 do 80% zatłoczonego płynu [14, 18, 29]. Największy wypływ cieczy powrotnej następuje w ciągu kilku dni po zakończonym szczelinowaniu i z czasem maleje. Według Environmental Protection Agency odbiór znaczącej ilości cieczy powrotnej następuje w trakcie 3 do 10 dni po zakończonym szczelinowaniu hydraulicznym. Przykładowo dla odwiertu na obszarze formacji Heynesville w Stanach Zjednoczonych po 10 dniach od zakońzonego szczelinowania dzienny odbiór cieczy spada o ok. 75% [19].

Płyn do szczelinowania w trakcie penetracji górotworu reaguje z materiałem skalnym. Zatłaczana ciecz ulega wymieszaniu z naturalnie występującymi wodami złożowymi, wypełniającymi część porów skalnych. Ponadto roztwór tłoczony do górotworu może być pochłaniany przez materiały ilaste. W efekcie, skład chemiczny wypływu zwrotnego jest odmienny od składu zatłoczonego płynu [8]. Płyn zwrotny (*flowback fluid*) może zawierać śladowe ilości pierwiastków radioaktywnych, gazów takich jak: metan, etan, ditlenek węgla oraz metale ciężkie i związki organiczne (szczegóły przedstawiono w tabeli 2).

Tabela 2. Naturalnie występujące substancje w formacjach zawierających węglowodory (źródło tabeli: [10])

Table 2. Naturally occurring substances in the formations containing hydrocarbons (source of table: [10])

Rodzaj zanieczyszczenia	Przykład
Płyn złożowy	solanka
Gazy	metan, etan, ditlenek węgla, hel, azot, siarkowodór,
Pierwiastki	rtęć, ołów, arsen
Naturalnie występujący materiał promieniotwórczy	rad, tor, uran
Związki organiczne	kwasy organiczne, wielopierścieniowe węglowodory, aromatyczne, lotne związki organiczne

3. Emisje zanieczyszczeń w trakcie rozpoznania i wydobywania gazu ziemnego z łupków

Poziom emisji zanieczyszczeń w trakcie rozpoznania złóż i wydobywania gazu ziemnego z łupków jest uzależniony od etapu realizowanych prac. Źródłami emisji mogą być:

- pojazdy ciężarowe i sprzęt wiertniczy (hałas, cząstki stałe, SO₂, NO_x, CO),
- procesy przetwarzania i transportu gazu ziemnego (hałas, cząstki stałe, SO₂, NO_x, CO),
- procesy parowania cieczy powrotnej z otwartych stawów,
- wycieki i wytryski z odwiertów (ucieczka płynów wiertniczych lub szczelinujących wymieszanych z cząstkami stałymi ze złóż) [12].

W pierwszym etapie realizowanych prac rozpoznawczych i wydobywczych zwiększone emisje są związane z pracą silników spalinowych, m.in. silniki pomp, agregaty prądotwórcze, itp. (emisja punktowa, zorganizowana). Sprzęt oraz związki chemiczne wykorzystywane w trakcie wiercenia i szczelinowania hydraulicznego są przywożone samochodami ciężarowymi (emisja liniowa, niezorganizowana). Szacuje się, że prace przy jednym padzie (na który składa się 6 odwiertów) generują od ok. 1800 do 3950 przejazdów w obie strony, co w przeliczeniu na jeden odwiert daje od ok. 300 do 600 przejazdów. Znaczna liczba wykonywanych kursów koncentruje się w pierwszych 50 dniach od rozpoczęcia prac. Szacuje się, że poziom emisji zanieczyszczeń związanych z przejazdami samochodów ciężarowych może zostać obniżona o 30%. Jest to możliwe w przypadku zastosowania rurociągów do transportu wody potrzebnej w trakcie szczelinowania hydraulicznego [4]. Dodatkowo nie należy zapominać o pracy innych agregatów, których działanie nie jest związane z wykonywanym procesem szczelinowania hydraulicznego.

W wyniku pracy silników spalinowych do atmosfery emitowane są głównie tlenki węgla (CO_x), tlenki azotu (NO_x) lotne związki organiczne (VOC), wyniesiony z powierzchni terenu pył zawieszony PM10, a także produkty eksploatacji pojazdów (zużycia ogumienia, okładzin ciernych hamulców i sprzęgieł) [18].

Typowy odwiert posiada od 50 do 150 połączeń pomiędzy poszczególnymi urządzeniami [9]. Zwiększone emisje są również powo-

dowane brakiem właściwego uszczelnienia poszczególnych elementów instalacji m.in. rur. Szczególne obawy wśród ekologów i mieszkańców terenów zlokalizowanych niedaleko wiertni wywołują emisje ze stawów, w których magazynowana jest ciecz powrotna.

W trakcie prac wiertniczych presja na atmosferę wiąże się z emisjami:

- spalin powstających w trakcie prac montażowych,
- spalin z silników spalinowych,
- spalin powstających ze spalania gazu w pochodni (tzw. świeczce),
- pyłów związanych z rozwiewaniem źle zabezpieczonych materiałów droбноziarnistych.

W Stanach Zjednoczonych najczęściej stosowane są trzy metody zarządzania gazem ziemnym (głównie metanu i innych lekkich węglowodorów) pojawiającym się na powierzchni ziemi w trakcie odbioru cieczy powrotnej. Są to: zrzut do atmosfery (*venting*), spalanie w pochodni (tzw. świeczce) lub ich wychwytywanie i sprzedaż. Pierwsza z ww. metod jest najmniej przyjazna środowisku naturalnemu i powoduje zwiększone emisje gazów cieplarnianych. Szacuje się, że na 1 m³ mieszaniny pojawiającej się na powierzchni 0,788 m³ stanowią emisje metanu [7].

Sprawność spalania w pochodniach jest mniejsza niż 100%. Oznacza to, że w gazach mogą znajdować się pewne ilości niespalonego metanu i innych węglowodorów o większej cząsteczce [2]. Właściwie wykonane spalania gazu w pochodni powinno być wykonane ze sprawnością min. 98%, co w rezultacie powinno ograniczyć emisję metanu do 0,01–0,02 m³ na 1 m³ spalanego gazu [7].

Wychwytywanie i przetwarzanie gazu jest sposobem na potencjalnie całkowite wyeliminowanie emisji metanu lub ditlenku węgla pojawiającego się po wykonanym zabiegu szczelinowania hydraulicznego. Dane Environmental Protection Agency pokazują jednak, że obecnie wychwytywanie gazu jest obecnie możliwe z maksymalną efektywnością równą 90% [7].

Zdaniem Roberta Howartha, Reneee Santoro i Anthony Ingraffea zbyt mało wiadomo na temat poziomu emisji gazów cieplarnianych w trakcie wydobywania gazu ziemnego z łupków. W wyniku wiercenia, szczelinowania i odbioru płynu zwrotnego od 3,6 do 7,9% metanu może znaleźć się w atmosferze w wyniku zrzutu i nieszczelności pomiędzy

elementami instalacji. W trakcie całego cyklu życia odwiertu do atmosfery może trafić od 0,6 do 3,2% całkowitej produkcji gazu ziemnego. Zdaniem autorów emisje w wyniku wydobycia gazu ziemnego z łupków są co najmniej o 30% większe niż w przypadku wydobycia gazu konwencjonalnego. Przeważająca część emisji metanu pojawia się w trakcie odbioru cieczy powrotnej [9].

Z wynikami opublikowanymi przez ww. naukowców nie zgadzają się Francis O'Sullivan i Sergey Paltsev. Według ich szacunków w 2010 roku całkowita emisja gazów cieplarnianych generowanych w wyniku zastosowania szczelinowania hydraulicznego wyniosła 216 Gg CH₄, co stanowiło 3,6% całkowitej emisji metanu przez przemysł gazowy w tym okresie w Stanach Zjednoczonych. Szczelinowanie hydrauliczne nie zwiększyło w istotny sposób emisji metanu do atmosfery. Zdaniem ww. autorów w przypadku większości złóż działanie to spowodowało emisje na od 0,4 do 0,6% produkcji. Coraz częściej stosowane są technologie do wychwytywania i magazynowania tego gazu cieplarnianego. Takie rozwiązania zostały zastosowane w blisko 70% z prawie 4000 zbadanych instalacji na obszarze formacji Barnett i Haynesville. Spalanie metanu za pomocą świeczki stwierdzono w 15% przypadków, podobnie jak bezpośrednio emisję do atmosfery (15%) [19].

4. Podsumowanie

Stany Zjednoczone i Europa posiadają odmienną wizję strategii redukcji emisji zanieczyszczeń. Komisja Europejska wymusza na krajach Wspólnoty obniżenie generowania gazów cieplarnianych poprzez wprowadzanie kolejnych, bardziej restrykcyjnych, dyrektyw, które regulują m.in. procesy przemysłowe lub premiuje wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii. Polityka klimatyczna reguluje działanie sektora energetycznego poprzez wprowadzanie określonych wymogów, które muszą zostać spełnione. Stany Zjednoczone stymulując rozwój wydobycia gazu ziemnego z łupków dały firmom zajmującym się poszukiwaniem ekonomicznie opłacalnych w eksploatacji złóż pewną swobodę działania. Realizowane prace nie były bowiem objęte restrykcyjnymi przepisami środowiskowymi. Tak ustanowione ramy funkcjonowania sektora wydobywczego w USA doprowadziły do tego, że dziś Stany Zjednoczone są największym producentem gazu ziemnego na świecie. Duża ilość taniego

surowca na rynku amerykańskim spowodowała redukcję emisji zanieczyszczeń na skutek powolnego odejścia od wykorzystania węgla jako głównego paliwa stosowanego do produkcji energii elektrycznej.

Ekonomicznie opłacalne wydobywanie gazu ziemnego na skalę przemysłową będzie możliwe za 10 do 15 lat. W przypadku Polski, która jest uznawana za lidera w rozpoznaniu złóż na Starym Kontynencie ważne jest, aby właściwie wykorzystać doświadczenia amerykańskie. Nie można jednak zapominać, że pomimo tego, że ekonomicznie opłacalne wydobywanie gazu ziemnego z łupków trwa od nieco ponad 20 lat wciąż prowadzone są prace badawcze, które mają doprowadzić do unowocześnienia stosowanej technologii.

W ciągu ostatnich kilkunastu lat wiele uwagi poświęcono minimalizacji negatywnych skutków szczelinowania hydraulicznego. Realizowane prace miały (i wciąż mają) doprowadzić do m.in. obniżenia toksyczności stosowanego płynu i zmniejszenia objętości potrzebnej wody. Dziś coraz większym problemem stają się emisje jakie towarzyszą szczelinowaniu hydraulicznego, szczególnie podczas odbioru cieczy powrotnej.

Według szacunków Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami całkowita emisja ditlenku węgla w 2010 roku w Polsce wyniosła 333,57 mln ton. Emisja tego gazu cieplarnianego stanowiła 82,9% całkowitej emisji w Polsce. Głównym źródłem emisji ditlenku węgla było spalanie paliw kopalnych, z czego udział przemysłu energetycznego wyniósł 51,3%, a transportu 14,3% [3].

W 2010 roku emisja metanu wyniosła 5,00 mln ton ekw. CO₂. Udział metanu w całkowitej krajowej emisji gazów cieplarnianych dla analizowanego roku wyniósł 8,7%. Główne źródła emisji metanu stanowiły: emisja lotna z paliw, rolnictwo i odpady. Ich udziały w krajowej emisji metanu w roku 2010 wyniosły odpowiednio 33,5%, 35,1% i 20,7%. Na emisję z pierwszej z wymienionych kategorii składała się emisja z kopalń podziemnych (ok. 20,7% całkowitej emisji CH₄) oraz emisja z systemu ropy naftowej i gazowniczej (łącznie ok. 12,8% emisji) [3].

Biorąc pod uwagę dane ze Stanów Zjednoczonych oraz strukturę emisji gazów cieplarnianych powodowanych przez polski przemysł można przypuszczać, że wraz z powstaniem nowych kopalni gazu ziemnego (zarówno konwencjonalnego, jak i niekonwencjonalnego, m.in. gazu łupkowego) nastąpi zwiększenie emisji metanu i ditlenku węgla. Należy dążyć do tego, aby w Polsce ograniczyć możliwość zrzutu gazu do at-

mosfery. Obowiązującą praktyką wydobywczą powinna być praktyka polegająca na wychwytywaniu gazu ziemnego w trakcie odbioru cieczy powrotnej.

Literatura

1. **ALL Consulting:** *The Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focus on Canadian Resources*. LLC, 2012.
2. **Antosz A., Syrek H.:** *Emisje gazów cieplarnianych w procesach wydobywania i transportu ropy naftowej*. Nafta-Gaz, 2012.
3. **Bebkiewicz K., Cieślińska J., Dębski B., Kanafa M., Kargulewicz I., Olendrzyński K., Skośkiewicz J., Żaczek M.:** *Krajowy Raport Inwentaryzacyjny, inwentaryzacja gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988–2010*. Warszawa, 2012.
4. **Cooley H., Donnelly K.:** *Hydraulic Fracturing and Water Resources: Separating the Frack from the Fiction*. 2012.
5. **Copithorne B., Katasei S., Zoback M.:** *Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development*. Worldwatch Institute, 2010.
6. **Environmental Protection Agency:** *Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources*. Ground Water Protection Council & ALL Consulting, 2009.
7. **Environmental Protection Agency:** *Greenhouse Gas Emissions Reporting from Petroleum and Natural Gas Industry: Background Technical Supporting Document*. Washington, DC, 2010.
8. **Grzybek I.:** *Techniczne i środowiskowe aspekty pozyskania gazu łupkowego*. Bezpieczeństwo Pracy i Ochrona Środowiska w Górnictwie, 6 (2011).
9. **Howarth R., Santoro R., Ingraffe A.:** *Methane and greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations, a letter*. 2011.
10. **JRC Scientifics and Policy Reports:** *Unconventional Gas: Potential Energy Impacts in the European Union*. 2012.
11. **Kubica K.:** *Termochemiczne przetwórstwo węgla i biomasy*, [w:] Technologiczne przetwórstwo węgla i biomasy, Ściążko M., Zieliński H (red.), Zabrze – Kraków, 2003.
12. **Lechtenbohrer S., Altmann M., Capito S., Matra Z., Weindrorf W., Zittel W.:** *Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health*. European Parliament's Committee on Environment, Public Health and Food Safety, 2011.
13. **Lohan J., Heath G., Macknick J., Paranhos E. Boyd W., Carlson K.:** *Natural Gas and the Transformation of the U.S. Energy Sector: Electricity*. 2012.

14. **Macuda J., Hadro J., Łukańko Ł.:** *Środowiskowe implikacje gazu łupkowego*. Bezpieczeństwo Pracy i Ochrona Środowiska w Górnictwie, 6, (2011).
15. **Marble W.:** *How to use N. American shale experience and innovation for success in Poland*. Shale Gas World Europe, 2012.
16. *Marcellus Shale Natural Gas Extraction Study 2009–2010*. Marcellus Shale Natural Gas: Environmental Impact, 2009.
17. **Nagy S.:** *Analiza scenariuszy wydobycia gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych w Polsce w latach 2015–2025, czyli konieczne badania i dalsze analizy*. Profesjonalne gazownictwo, 2011/2012.
18. **New York State Department of Environmental Conservation:** *Potential Environmental Impacts Draft SGEIS on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program*, 2009.
19. **O'Sullivan, Paltsex S.:** *Shale Gas Production: Potential versus Actual. GHG Emissions*, 2012.
20. **Opinia Komitetu Regionów:** *Przegląd polityki UE dotyczącej jakości powietrza i emisji*. 2012.
21. **Papso J., Blauch M., Grottenthaler D.L.:** *Cabot Gas Well Treated With 100% reused Frac Fluid*. Superior Well Services, 2010.
22. **Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy:** *Oceńna zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce*. 2011.
23. **Pennsylvania Department of Environmental Protection:** *Jan–Jun 2012 (Unconventional wells)*, in:
<https://www.paoilandgasreporting.state.pa.us/publicreports/Modules/DataExports/DataExports.aspx>, (data wejścia: 29.10.2012)
24. *PGNiG w liczbach 2011*, 2011.
25. *Plan działania prowadzący do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050 r.* Bruksela, 2011.
26. **Ramuno A., Murphy S.:** *Hydraulic Fracturing – Effects on Water Quality*. Cornell University City and Regional Planning CRP 5072, 2010.
27. *Raport Krajowy Prezesa Urzędu Energetyki 2011*. 2011.
28. **Sikora S., Szafran M.M.:** *Szczelinowanie hydrauliczne – intensyfikacja wydobycia gazu ziemnego z łupków ilastych*.
29. **Sumi L.:** *Environmental Concerns and Regulatory Initiatives Related to Hydraulic Fracturing in Shale Gas Formations: Potential Implications for North American Gas Supply*. A Report Prepared for the Council of Canadians, 2010.

30. **Szkarowski A.:** *Analiza ekonomiczna w zagadnieniach ochrony środowiska*. Rocznik Ochrona Środowiska (Annual Set the Environment Protection), 8, (2006).
31. **Szkarowski A.:** *Kompleksowy problem ochrony atmosfery na początku nowego tysiąclecia*. Rocznik Ochrona Środowiska (Annual Set the Environment Protection), 9 (2007).
32. **U.S. Energy Information administration:** *Natural Gas Intelligence, Natural gas spot prices (Henry Hub)*, [w:] <http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/#tabs-prices-1>.
33. **U.S. Energy Information administration:** *Annual Energy Outlook 2012*. 2012.
34. **Wang J.:** *The Natural Gas Debate, 2012*, [w:] <http://hpronline.org/united-states/the-natural-gas-debate/>, (data wejścia: 29.10.2012).
35. www.fracfocus.org, (data wejścia: 29.10.2012).
36. www.halliburton.com/public/projects/pubsdata/hydraulic_fracturing/fluids_disclosure.html, (data wejścia: 17.12.2012 r.).

Selected Environmental and Technological Aspects of Shale Gas Exploration and Extraction

Abstract

The aim of the paper is to characterize potential emissions from shale gas extraction with emphasis on carbon dioxide and methane in connects of achieving EU reduction targets.

Poland is on the verge of an energy revolution due to potential exploitation of unconventional hydrocarbons, mainly shale gas. This paper assess impact of shale gas extraction in the context of European climate policy. However European Commission pressure member countries to adopt more ambitious reduction targets in recent years we can observe a slowdown in improvements to EU air quality law.

Shale gas boom in USA provided low-price natural gas which has had great impact on U.S. power sector. Since 2008 many coal power plants have been closed (coal's share of annual generation has declined from 48% to 36%) which has led to a 13% reduction of carbon dioxide emissions. Lawmakers have to consider whether shale gas extraction in Europe could have benefits in reducing GHG emissions..