

Wybrane aspekty środowiskowe, ekonomiczne i społeczne produkcji gazu łupkowego – przegląd literatury

Review of environmental, economic and social aspects of shale gas production



Mgr Aleksandra Tokarz*^{*)}



Dr hab. inż. Dorota Burchart-Korol,
prof. nadzw.*^{*)}



Mgr inż. Dariusz Nowak*^{*)}

Treść: Artykuł stanowi przegląd najważniejszych kwestii związanych ze wszystkimi aspektami zrównoważonego rozwoju (środowiskowego, ekonomicznego i społecznego) podczas produkcji gazu łupkowego. Duża część artykułu poświęcona jest kwestii bezpieczeństwa prowadzonego procesu na środowisko i zdrowie ludzkie. W pracy przedstawiono porównanie emisji gazów cieplarnianych na wszystkich etapach produkcji gazu łupkowego z emisjami generowanymi podczas konwencjonalnego wydobycia gazu ziemnego i węgla kamiennego. Dodatkowo szczególną uwagę poświęcono ocenie ekonomicznej technologii w odniesieniu do kosztów generowanych podczas tradycyjnego wydobycia surowców.

Abstract: This paper presents an overview of key issues related to all aspects of sustainable development (environmental, economic and social) during shale gas production. A large part of the paper is focused on safety of the process in respect of ecology and human health. The paper presents also a comparison of greenhouse gas emissions at all stages of the production of shale gas with emissions generated during conventional natural gas and coal production. In addition, special attention was paid to the economic assessment of the technology in relation to costs generated during traditional extraction of raw materials

Słowa kluczowe:

gaz łupkowy, gaz niekonwencjonalny, szczelinowanie hydrauliczne, emisja gazów cieplarnianych

Key words:

shale gas, unconventional gas, hydraulic fracturing, injection, water, greenhouse gas emissions, life cycle of shale gas production technology

1. Wprowadzenie

Gaz ziemny można pozyskiwać ze złóż metodami konwencjonalnymi (gaz konwencjonalny) i niekonwencjonalnymi (gaz łupkowy). Zasadnicza różnica wynika z pochodzenia gazu (przepuszczalności skały macierzystej) i sposobu jego wydobycia.

Udostępnienie i produkcja niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego wymagają procesów i technologii, które znacznie różnią się od technologii stosowanych w przypadku złóż konwencjonalnych, w zakresie poboru energii, kosztów i wpływu na środowisko. Obecnie dostępne są techniki pozwalające przewidzieć i przeciwdziałać niepożądanym zdarzeniom (awarie, wycieki) oraz minimalizować negatywny wpływ na środowisko. Ważną rolę odgrywa akceptacja społeczna zachodzących przemian, do których zaliczyć można z jednej strony przeobrażenie krajobrazu z powodu nagromadzenia licznej grupy odwiertów na dużej powierzchni, niebezpieczeń-

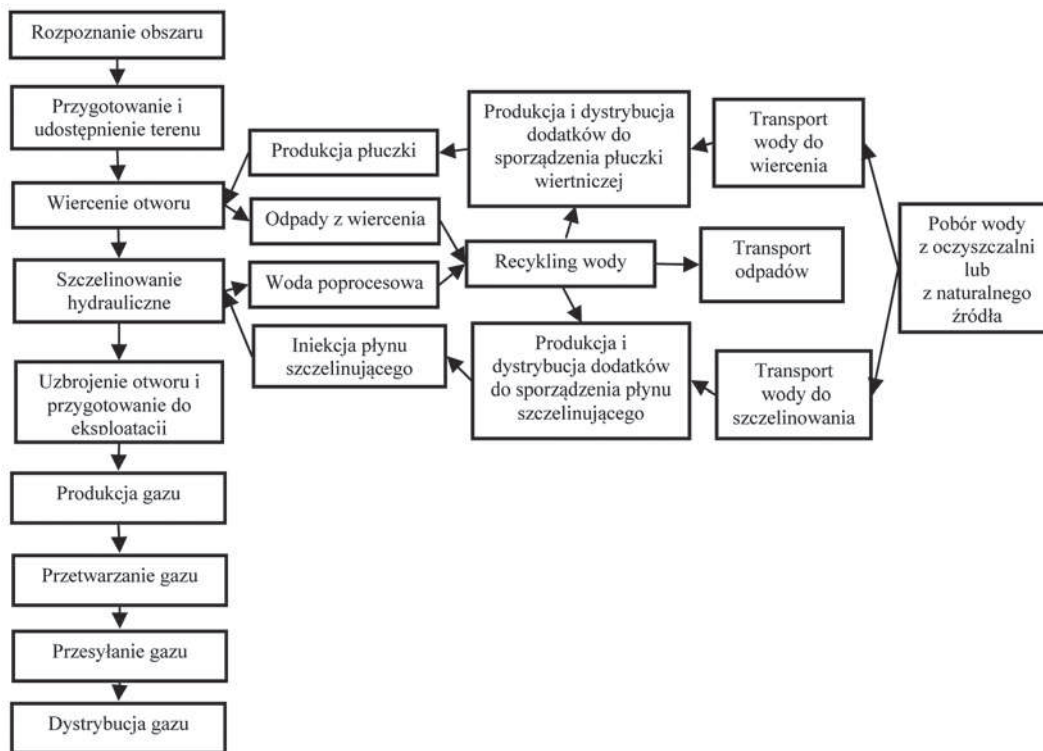
stwo powstawania szkód będących wynikiem wzmoczonego ruchu samochodów oraz ryzyko skażenia wód z powodu stosowania szczelinowania hydraulicznego, a z drugiej strony postrzeganie technologii gazu łupkowego jako ogromnej, rewolucyjnej szansy na rozwój regionu i powszechny, łatwy dostęp do taniej energii.

2. Ocena aspektów środowiskowych technologii gazu łupkowego

Produkcja gazu łupkowego, podobnie jak każda działalność przemysłowa niesie ze sobą zagrożenia dla środowiska. Aby określić potencjalny wpływ gazu łupkowego na środowisko należy przeprowadzić szczegółowe analizy na wszystkich etapach procesu.

Produkcję gazu łupkowego można podzielić na etapy, wśród których wyróżnia się etap przedprodukcyjny, obejmujący badanie i przygotowanie miejsca pod wiercenie otworu, budowę dróg dojazdowych, wiercenie i szczelinowanie hy-

^{)} Główny Instytut Górnictwa, Katowice



Rys. 1. Etapy produkcji i użytkowania gazu łupkowego [20, 33]

Fig. 1. Stages of shale gas use and production technology [20, 33]

drauliczne złoża oraz wykonanie **uzbrojenia odwiertu** w celu bezpiecznego i skutecznego wydobycia gazu na powierzchnię. Po zakończeniu etapu przedprodukcyjnego rozpoczyna się etap produkcji i użytkowania gazu. Etap ten obejmuje procesy przetwarzania gazu, transport i dystrybucję do użytkowników końcowych oraz recykling i ostateczne unieszkodliwienie odpadów. Na rysunku 1 przedstawiono etapy produkcji i użytkowania gazu łupkowego [20, 28, 33].

2.1. Użytkowanie terenu podczas prowadzenia procesu: wpływ na powierzchnię, jakość powietrza i hałas

Podczas wykonywania prac przygotowawczych zachodzi przeobrażenie powierzchni terenu polegające na doprowadzeniu dróg dojazdowych dla ciężkiego transportu, wylesieniu terenu, zdjęciu i sprzymowaniu warstwy wierzchniej gleby, utwardzeniu terenu i wewnętrznych dróg dojazdowych, wykonaniu fundamentów pod urządzenie wiertnicze oraz doprowadzeniu zasilającej instalacji elektrycznej i wodnej. Wzrost oddziaływania technologii wydobycia gazu łupkowego na środowisko wzrasta wraz z rozwojem eksploatacji. Eksploatacja gazu wymaga dużego zagęszczenia odwiertów, czego skutkiem jest zajęcie coraz większej powierzchni (od 1 ha do kilku hektarów) przez wiertnie ze sprzętem [43], wyznaczenia obszaru pod budowę infrastruktury przetwarzania i transportu gazu oraz wykonania dróg dojazdowych oraz zbiorników na zużytą wodę i płyny ze szczelinowania [23].

W technologii eksploatacji gazu łupkowego do typowych uciążliwości zaliczyć należy ruch samochodowy generujący hałas i spaliny oraz pracę urządzeń napędzanych silnikami spalinowymi wpływających na pogorszenie się jakości powietrza. Dodatkowo płyny poprocesowe mogą ulegać parowaniu emitując szkodliwe substancje do atmosfery [17, 57].

Hałas generowany podczas zabiegów wiercenia i szczelinowania stanowi uciążliwość trwającą przez 40-50 dni. Odwiert pionowy zwykle wierce się do uzyskania głębokości

3÷3,5 tys. metrów przez około 40 dni, 24 godziny na dobę. Po wykonaniu otworu pionowego wykonuje się odwiert poziomy, na długości 1÷3 tys. metrów, trwający około 20 dni. Na terenie robót wierce się najczęściej 1 otwór pionowy i od 6÷8 otworów poziomych. Poziom hałas w obszarze wiertni dochodzi do 61÷64 dB, maksymalnie osiągając poziom 72÷76 dB [41].

2.2. Odpady poprocesowe z produkcji gazu łupkowego

2.2.1. Odpady generowane podczas wiercenia otworu

Technologia produkcji gazu łupkowego opiera się na wykonaniu odwiertów na jednym obszarze za pomocą wiercenia pionowego mającego na celu udostępnienie formacji łupków dla dalszych wierceń kierunkowych przenikających złoża poziomo, w celu zapewnienia maksymalnego kontaktu ze złożem. Po zakończeniu tych prac następuje szczelinowanie hydrauliczne wykorzystywane do zwiększenia porowatości skały dla zwiększenia przepływu gazu. Wykonanie konstrukcji otworu eksploatacyjnego gazu łupkowego w dużej mierze pokrywa się z konstrukcją otworu eksploatacyjnego konwencjonalnego gazu ziemnego [4, 9, 53].

Podczas wykonywania wiercenia używa się płuczki wiertniczej, która po wykonaniu swoich zadań staje się produktem odpadowym podlegającym wymogom składowania i utylizacji. Głównym składnikiem stosowanym podczas wiercenia jest bentonit z dodatkami, takimi jak siarczan baru, węglan wapnia mającymi na celu zwiększanie gęstości płuczki. Dodatkowo stosuje się środki chemiczne dla zmiany parametrów *reologicznych i filtracji, właściwości smarnych i regulujących pH płuczki* oraz środków zapobiegających korozji i bakteriobójczych [9, 17, 55].

2.2.2. Odpady generowane podczas szczelinowania hydraulicznego

Nowoczesne szczelinowanie hydrauliczne jest procesem w pełni kontrolowanym, przetestowanym w warunkach labo-

ratoryjnych. Szczelinowanie hydrauliczne składa się z kilku etapów. Podczas wykonywania pierwszego etapu wykonuje się zabieg szczelinowania mający na celu wykonanie spękań. Na drugi etap przypada zatłaczanie cieczy szczelinującej wraz z podsadzką mającą na celu wypełnienie spękań i zabezpieczenie przed ponownym zaciśnięciem. Płyn szczelinujący powracający na powierzchnię najczęściej zwracany jest do ponownego wykorzystania. Ze względu na wzrastający poziom zasolenia płynu należy poddać taki płyn procesowi utylizacji [8, 10, 18, 29, 32, 35, 52].

2.2.3. Ścieki generowane podczas wiercenia i szczelinowania hydraulicznego

Ścieki i szlamy powstałe podczas wiercenia i szczelinowania hydraulicznego związane są głównie z zastosowaniem płuczki wiertniczej oraz ze szczelinowaniem złoża.

Płyny i odpady pochodzące z wiercenia i szczelinowania, w tym produkowana ciecz zwrotna, przechowywane są w zbiornikach retencyjnych na miejscu albo poddawane są recyklingowi lub przetransportowane do zakładu unieszkodliwiania poza obszar wierceń [10, 18, 54, 58].

2.3. Zagrożenie skażeniem wód gruntowych i podziemnych

W procesie szczelinowania istnieje ryzyko zanieczyszczenia wody chemikaliami. Woda poprocesowa zawiera metale ciężkie, jak arsen i rtęć oraz cząstki promieniotwórcze. Źródłem zanieczyszczenia wody może być: przenikanie płuczki wiertniczej i płynu szczelinującego do górotworu z powodu niewłaściwego cementowania odwiertu, przenikanie płynów procesowych lub gazu z głębszych struktur, wycieki solanki i odpadów ciekłych ze zbiorników powodujących zanieczyszczenie i zasolenie wody, wycieki spowodowane awariami i nieszczelnością rurociągów oraz wypadki pojazdów ciężarowych i zagrożenia spowodowane wstrząsami sejsmicznymi umożliwiającymi przenikanie metanu lub chemikaliów do wód gruntowych [4, 10, 12, 17, 36].

Kontrowersje budzi stosowanie szkodliwych substancji chemicznych podczas szczelinowania. Wpływ na środowisko stosowanych środków rozpatruje się określając poziom stężenia dla poszczególnych substancji. O oddziaływaniu płynu na środowisko decyduje w największym stopniu zawartość benzenów. Powstawanie spękań podczas prowadzenia szczelinowania hydraulicznego może powodować przemieszczanie się na powierzchnię naturalnie występujących pierwiastków promieniotwórczych, jak rad, uran i tor oraz toksycznych, jak ołów, rtęć i arsen wraz z płynem i przedostawanie się tych zanieczyszczeń do wód gruntowych i powierzchniowych [39, 54, 55, 58].

2.4. Emisja zanieczyszczeń gazowych i gazów cieplarnianych podczas produkcji i użytkowania gazu łupkowego (w kierunku produkcji energii elektrycznej)

Podczas wierceń, eksploatacji, produkcji, przetwarzania i dystrybucji gazu łupkowego do atmosfery może zachodzić emisja gazów cieplarnianych (GHGs – *greenhouse gases*) takich jak metan i dwutlenek węgla, oraz zanieczyszczeń gazowych jak tlenek węgla, dwutlenek azotu, dwutlenek siarki, benzen oraz inne węglowodory powstałe na drodze spalania gazu do produkcji energii elektrycznej i podczas ewentualnych nieszczelności. Dodatkowo źródłem emisji jest produkcja i transport materiałów, zużycie paliw do zasilania urządzeń, prace polegające na szczelinowaniu, rutynowych wentylacjach otworu, ze składowania chemikaliów, podczas przesyłania, oraz wycieków z instalacji i sprzętu przez nieszczelności strefy przyotworowej, sieci gazociągów i urządzeń, zwłaszcza przez zawory, złącza i uszczelki, jak również podczas awarii sprzętu wiertniczego i wypadków pojazdów ciężarowych [28, 36, 55].

W literaturze światowej [4, 5, 6, 9, 13, 14, 19, 20, 47, 51] pojawiły się oceny emisji gazów cieplarnianych z produkcji gazu ziemnego, ze szczególnym uwzględnieniem emisji pochodzących z gazu łupkowego. Różne wyniki przeprowadzonych badań odzwierciedlają różnice w podstawowych założeniach, zakresie i źródłach zastosowanych danych.

W pracy przedstawiono przegląd emisji gazów cieplarnianych podczas produkcji gazu łupkowego, jak również jego spalanie w kierunku uzyskania energii elektrycznej, dlatego emisje GHGs odniesiono do jednostek energii (MJ, kWh).

2.4.1. Emisja gazów cieplarnianych na etapie przedprodukcyjnym gazu łupkowego

- *Emisja podczas wiercenia i hydraulicznego szczelinowania otworu*

Wiercenia poziome prowadzone są grupowo, co oznacza, że na jednym obszarze wykonuje się kilka a nawet kilkanaście otworów poziomych. Liczba tych otworów zależy od struktury złoża oraz jego głębokości zalegania i ma na celu osiągnięcie wyższej efektywności wydobywania. Podczas przygotowania obszaru pod wiercenia wskaźnik emisji CO₂ w odniesieniu do jednostki uzyskiwanej energii szacuje się na poziomie do 0,6 g CO₂e/MJ. Czas wiercenia wynosi od 210 do 380 godzin. Zakłada się, że emisje GHGs podczas wiercenia wynikają głównie z emisji CO₂ ze spalania oleju napędowego do zasilania urządzeń wiertniczych. Emisja gazów cieplarnianych podczas wiercenia i szczelinowania szacowana jest do 2,8 g CO₂e/MJ. Całkowita emisja GHGs podczas etapu przedprodukcyjnego gazu łupkowego szacowana jest do 23,4 g CO₂e/MJ [9].

Tablica 1. Emisja gazów cieplarnianych na etapie przedprodukcyjnym gazu łupkowego [9]

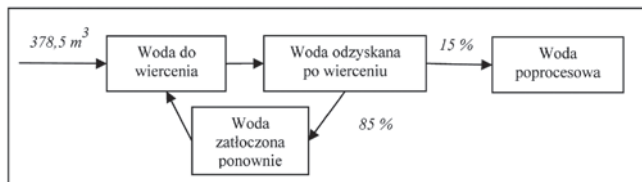
Table 1. Greenhouse gas emissions during the pre-production stage of shale gas [9]

Etap przedprodukcyjny	Emisja gazów cieplarnianych g CO ₂ e/MJ (2011)					
	Stephenson [47]	Jiang [20]	Skone [44]	Howarth [13]	Lechtenbohmer [27]	Broderick [3]
przygotowanie obszaru	ns*	0,1	0,1	0,6	0,6	ns*
wiercenie i szczelinowanie	0,6	0,6	1,8	0,9	1,3	0,1
uzbrojenie otworu, przygotowanie do eksploatacji	1,2	1,2	5,9	21,9	7,1	2,9
Całkowita emisja GHGs na etapie przedprodukcyjnym	1,8	1,8	7,8	23,4	9,0	3,0

*ns – nie szacowane

- *Emisja gazów cieplarnianych podczas używania wody do wiercenia*

Emisja GHGs związana z wykorzystaniem wody podczas wiercenia wynika z użycia wody pochodzącej z zasobów wód powierzchniowych lub sieci miejskiej. Szacuje się, że 378,5 m³ wody zostanie wykorzystanej do produkcji płuczki wiertniczej, z czego około 322 m³ (85 % wody procesowej z wiercenia) stanowi woda zawrócona i ponownie wykorzystywana, natomiast 56 m³ (15 %) stanowi woda poprocesowa [19].

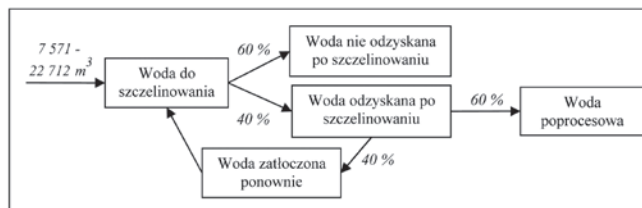


Rys. 2. Zużycie wody podczas wiercenia w technologii produkcji gazu łupkowego [19]

Fig. 2. Water consumption during drilling in shale gas production technology [19]

- *Emisja gazów cieplarnianych podczas używania wody do hydraulicznego szczelinowania*

Emisja gazów cieplarnianych może następować podczas produkcji cieczy szczelinującej, wynika z działania sprężarki wykorzystywanej do kompresji płynu podczas szczelinowania oraz może zachodzić podczas ponownego zatłaczania wody. Emisja CO₂e dla wody dostarczanej do procesu szczelinowania obliczana jest w taki sam sposób jak dla wody podczas wiercenia. Aby oszacować emisję CO₂e podczas produkcji płynów używanych do szczelinowania bierze się pod uwagę ilość potrzebnej wody, skład masy dodatków i wskaźniki emisji dla produkcji każdej substancji chemicznej. W pojedynczym otworze wykonuje się kilkanaście zabiegów szczelinowania. Szacuje się, że na jeden zabieg szczelinowania hydraulicznego przypada od 1 000 do 5 000 m³ wody. Łączne zużycie wody w otworze może wynieść od 7 571 do 22 712 m³, z czego około 40 % stanowić będzie woda odzyskana po zabiegu szczelinowania (od 3 028 do 9 085 m³), pozostałe 60 % (od 4 543 do 13 627 m³) stanowić będzie woda nie odzyskana po procesie. Do ponownego wykorzystania nadawać się będzie około 40 % wody (od 1 213 do 3 634 m³), natomiast pozostałe 60 % (od 1 816 do 5 451 m³) stanowić będzie woda poprocesowa, nie nadająca się do ponownego wykorzystania, którą po wydobyciu na powierzchnię należy poddać procesom oczyszczania [19]. Całkowita emisja związana z wykorzystaniem wody do szczelinowania wynosi 0,12 g CO₂e/MJ.

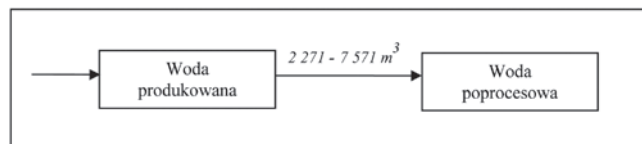


Rys. 3. Zużycie wody podczas hydraulicznego szczelinowania [19]

- *Emisja gazów cieplarnianych podczas transportu i oczyszczania wody*

W celu oszacowania emisji GHGs podczas transportu wody pobranej ze strumieni wód powierzchniowych i zakupionej w lokalnym systemie wody publicznej, należy oszacować odległość od źródła wody do odwiertu. Transport wody, płynów i odpadów do utylizacji z jednego otworu wyniesie około 560 ton/km. Współczynnik emisji dla oleju napędowego jako paliwa transportowego wynosi 93 g CO₂e/MJ. Współczynnik emisji dla oczyszczania ścieków komunalnych w sieci wynosi 3,4 g CO₂e/ 3,785 litra wody [19].

Szacuje się, że w technologii produkcji gazu łupkowego powstaje od 2 271 do 7 571 m³ wody poprocesowej, którą należy poddać procesom unieszkodliwiania.



Rys. 4. Zużycie wody w technologii produkcji gazu łupkowego [19]

Fig. 4. Life cycle of water in shale gas production technology [19]

2.4.2. Emisja gazów cieplarnianych na etapie produkcji i użytkowania gazu do energii elektrycznej

Emisja gazów cieplarnianych zachodzi podczas wentylacji wykonywanych w trakcie wyposażenia otworu i instalacji sprzętu, spalania gazu na wylocie z szybu w trakcie testowania przepływu gazu, uwalniania gazu w czasie pracy, ucieczek metanu z powodu nieszczelności oraz z emisji CO₂ z zakładów przetwórczych i podczas zużycia paliwa [14].

Emisja gazów cieplarnianych na etapie przedprodukcyjnym (tabl. 1) połączona z etapami produkcji i użytkowania gazu łupkowego (tabl. 2) szacowana jest na poziomie 66 - 67 g CO₂e/MJ [9, 20].

Tablica 2. Emisja gazów cieplarnianych na etapie produkcji i użytkowania gazu łupkowego [9]

Table 2. Greenhouse gas emissions during production and use stages of shale gas [9]

Etapy	Emisja gazów cieplarnianych g CO ₂ e/MJ (2011)					
	Stephenson [47]	Jiang [20]	Skone [44]	Howarth [13]	Lechtenbohmer [27]	Broderick [3]
Przetwarzanie gazu	4,2	14,0	3,5	2,2	8,9	ns*
Przesyłanie, magazynowanie i dystrybucja gazu	1,9	1,4	2,7	16,2	ns*	ns*
Produkcja energii el. (użytkowanie gazu)	58,1	50	ns*	ns*	ns*	ns*
Całkowita emisja GHGs podczas produkcji i użytkowania gazu łupkowego**	66,0	67,0	ns*	ns*	ns*	ns*

*ns – nie szacowane

- *Emisja gazów cieplarnianych podczas rutynowej wentylacji oraz związana z nieszczelnościami sprzętu*

W typowej konstrukcji szybu eksploatującego gaz istnieje od 55 do 150 połączeń z urządzeniami typu podgrzewacze, mierniki, urządzenia odwadniające, sprężarki czy aparatura odparowująca. Występujące nieszczelności i awarie połączeń i zaworów stanowią potencjalne źródło emisji gazu do atmosfery. W trakcie osuszania gazu odbywa się odpowietrzanie generujące dodatkową emisję rzędu 0,26 % [14].

- *Emisja gazów cieplarnianych podczas przetwarzania gazu łupkowego*

Podczas eksploatacji gazu łupkowego ze względu na duże ilości ciężkich węglowodorów zachodzi potrzeba wykonywania wcześniejszego przetwarzania gazu. Ze względu na przypadki występowania różnorodnej jakości gazu w obrębie jednej formacji gaz wymaga niewielkiej obróbki, podczas gdy w innej części obszaru musi zostać poddany przetwarzaniu. Podczas kompresji i przetwarzania gazu obserwowane są emisje związków, tj benzen i ksylen. Straty w trakcie przetwarzania gazu szacuje się od 0 % dla gazu gotowego do przesyłania do 0,19 % [20]. Wielkość emisji GHGs podczas przetwarzania gazu szacuje się na 2,2 – 8,9 g CO₂e/MJ [9].

- *Emisja gazów cieplarnianych podczas transportu, magazynowania i dystrybucji oraz użytkowania gazu łupkowego*

Podczas transportu, magazynowania i przesyłu gazu, w wyniku awarii i nieszczelności, może dochodzić do emisji metanu do atmosfery. Pomiary wycieków w trakcie przesyłu

wskazują wartości średnio 0,53 % i 0,7 %. Straty w trakcie przesyłu, składowania i dystrybucji gazu wahają się od 1,4 do 3,6 % [14]. Emisję podczas przesyłania i magazynowania gazu ziemnego szacuje się na 1,4 ÷ 16,2 g CO₂e/MJ [9]. Wielkość emisji podczas produkcji energii elektrycznej (spalania gazu) szacowana jest na 50 ÷ 58,1 g CO₂e/MJ [9].

2.4.3. Porównanie emisji zanieczyszczeń z gazu łupkowego, gazu konwencjonalnego i z węgla

- *Emisja gazów cieplarnianych*

R. Howarth [14] dokonał porównania emisji GHGs z produkcji, przetwarzania, przesyłania, dystrybucji i spalania gazu ziemnego ze źródeł konwencjonalnych i gazu łupkowego. Wyniki przedstawiono w tabelicy 3.

Poziom emisji GHGs podczas udostępnienia i przygotowania odwiertu do eksploatacji w przypadku gazu konwencjonalnego jest znacznie niższy w porównaniu do gazu łupkowego. Różnice te mogą wynikać ze zmienności regionalnej środowiska i różnorodności złoża. Natomiast emisje podczas procesu polegającego na przetwarzaniu i dystrybucji gazu są na porównywalnym poziomie [26, 51]. Szacuje się, że straty powstałe w trakcie produkcji przeciętnego gazu łupkowego wynoszą od 3,6 do 7,9 % całkowitej produkcji [14, 50].

Aby określić wyciek gazu przyjmuje się, że metan stanowi 78,8 % składu gazu, udział innych gazów w efekcie cieplarnianym uważany jest za nieistotny. Emisję gazów cieplarnianych oblicza się w cyklu ich życia przyjmując okres czasu przypadający na 20 lat, 100 lat oraz 500 lat. Metan w stosunku do CO₂ ma zdolność do zatrzymywania

Tablica 3. Emisja GHGs związana z produkcją gazu konwencjonalnego i łupkowego (% metanu produkowanego w ciągu eksploatacji odwiertu) [14]

Table 3. Emission of GHGs associated with the production of natural gas and shale gas (% of methane generated during borehole production) [14]

Etapy produkcji gazu łupkowego	Gaz konwencjonalny %	Gaz łupkowy %
Budowa odwiertu i oddanie do eksploatacji	0,01	1,9
Rutynowa wentylacja i nieszczelności	0,3 – 1,9	0,3 – 1,9
Osuszanie gazu	0 – 0,26	0 – 0,26
Przetwarzanie gazu	0 – 0,19	0 – 0,19
Transport, przechowywanie i dystrybucja gazu	1,4 – 3,6	1,4 – 3,6
Całkowita emisja GHGs	1,7 – 6,0	3,6 – 7,9

Tablica 4. Całkowity współczynnik emisji GHGs dla gazu ziemnego, łupkowego i węgla kamiennego [15]

Table 4. Total GHGs emission factor for conventional gas, shale gas and hard coal [15]

Całkowity współczynnik emisji (g CO ₂ e/kWh)			
Czas (lata)	Gaz konwencjonalny	Gaz łupkowy	Węgiel kamienny
20	22,3 – 26,2	27,6 – 33,8	24,7
100	16,8 – 18,8	18,7 – 21,9	24,7
500	14,8	15,4	24,7

Tablica 5. Emisja GHGs podczas produkcji energii z gazu konwencjonalnego, łupkowego i węgla kamiennego [15]

Table 5. GHGs emissions from combustion of conventional gas, shale gas and hard coal [15]

Emisja GHGs podczas produkcji energii (g CO ₂ e/kWh)			
Czas (lata)	Gaz konwencjonalny	Gaz łupkowy	Węgiel kamienny
Aktualny scenariusz			
20	743 - 871	918 - 1125	946
100	561 - 627	623 - 730	945
500	494	514	945
Przyszły scenariusz			
20	573 - 787	707 - 1017	825 - 885
100	433 - 567	480 - 660	825 - 884
500	381 - 447	396 - 422	825 - 884

dużych ilości promieniowania podczerwonego, ale również stosunkowo krótszą żywotność w atmosferze. W rezultacie, poziom metanu w horyzoncie czasowym wynoszącym 100 lat jest znacznie niższy w porównaniu do poziomu metanu dla 20 lat. Szacuje się, że wpływ metanu może być 72 razy większy niż CO₂ w ciągu 20-letniego okresu czasu i 25 razy większy od CO₂ dla 100 letniego okresu czasu. Czas życia metanu w atmosferze określa się na około 12 lat, więc jego oddziaływanie na atmosferę najwyższe jest w pierwszych 20 latach stosowania technologii [15, 33]. Jednak ze względu na czas utrzymywania się CO₂ w atmosferze, jego skutki rozłożone są na znacznie dłuższy okres czasu. W tabeli 4 zestawiono emisję gazów cieplarnianych dla gazu konwencjonalnego, gazu łupkowego i węgla kamiennego.

- *Emisja podczas produkcji energii elektrycznej z gazu łupkowego*

W tabelicy 5 przedstawiono wyniki dla współczynnika ocieplenia globalnego (GWP) określającego ilościową ocenę wpływu poszczególnych gazów na efekt cieplarniany w przyjętym horyzoncie czasowym (dla okresu 20, 100 i 500 lat) podczas produkcji energii elektrycznej z gazu konwencjonalnego, gazu łupkowego i węgla kamiennego [15]. Aktualny scenariusz ukazuje wytwarzanie gazu ze średnią wydajnością, natomiast przyszły scenariusz zakłada wyższą sprawność wytwarzania energii.

W tabelicy 6 przedstawiono emisje GHGs w horyzoncie czasowym 100 lat.

Z przeprowadzonych szacunków wynika, że emisja gazów cieplarnianych podczas produkcji energii elektrycznej z gazu

łupkowego jest znacznie niższa niż z węgla i na podobnym poziomie jak emisja z gazu konwencjonalnego.

3. Ocena ekonomiczna technologii gazu łupkowego

W celu oszacowania kosztów należy precyzyjnie określić zasoby gazu łupkowego, głębokość i liczby odwiertów, wyposażenie instalacji, efektywność otworów produkcyjnych, ilość odbiorców i wielkości dostaw oraz opłaty eksploatacyjne, koszty inwestycji, ceny, opłaty i podatki na przestrzeni wielu lat trwania cyklu życia technologii produkcji gazu łupkowego. Aktualnie w Polsce wykonywane są odwierty poszukiwawcze pozwalające na uzupełnienie informacji odnośnie budowy geologicznej w celu oszacowania potencjalnych zasobów gazu łupkowego [22]. W 2009 roku złoża gazu łupkowego zlokalizowane na obszarze Lubelszczyzny, Mazowsza, Pomorza i Podlasia oszacowano na poziomie 1,4 ÷ 3 bln m³ [32, 40, 56], w roku 2011 na 5,3 bln m³ [1], natomiast zasoby zgodnie z raportem Państwowego Instytutu Geologicznego, który ukazał się w marcu 2012, szacuje się od 346 do 768 mld m³ [37].

3.1. Koszty przygotowania terenu na etapie przedprodukcyjnym gazu łupkowego

Koszt przygotowania terenu przed etapem produkcyjnym gazu łupkowego (suma kosztów budowy dróg dojazdowych i przygotowania terenu) wynosił w 2002 rok ponad 3,5 mln \$. W tabelicy 7 przedstawiono koszty przygotowania obszaru pod wiercenie odwiertu [19].

Tablica 6. Emisja GHGs podczas produkcji energii z gazu konwencjonalnego, łupkowego i węgla kamiennego dla 100 letniego okresu czasu [15]

Table 6. GHGs emissions from combustion of conventional gas, shale gas and coal for 100- year period of time [15]

Scenariusze dla okresu 100 lat	Emisja podczas produkcji energii (g CO ₂ e/kWh)		
	Gaz konwencjonalny	Gaz łupkowy	Węgiel kamienny
Aktualny scenariusz			
intensywność emisji podczas produkcji energii (g CO ₂ e/kWh)	561	623	945
intensywność emisji podczas produkcji energii (% węgla)	59,4	65,9	100
intensywności emisji podczas produkcji energii (%)	0,0	11,0	68,4
Przyszły scenariusz			
intensywność emisji podczas produkcji energii (g CO ₂ e/kWh)	461	512	866
intensywność emisji podczas produkcji energii (% węgla)	53,3	59,1	100
intensywności emisji podczas produkcji energii (%)	0,0	11,0	87,7

Tablica 7. Koszty przygotowania terenu i konstrukcji odwiertu [19]

Table 7. Costs of site preparation and borehole construction [19]

Koszty budowy dróg (\$)	budowa drogi dojazdowej	9 000 – 260 000
Koszty przygotowania dostępu terenu (\$)	wycinka drzew i usunięcie pni	8 700
	stabilizacja gruntu, geowłóknina	37 000
	wykonanie nawierzchni	100 000
	ogółem udostępnienie terenu	145 700
Koszty przygotowania terenu pod odwiert (\$)	wycinka drzew i usunięcie pni	30 400
	zbiorniki na ścieki	2 630 000
	nawierzchnia: kamień, kostka brukowa	350 000
	zbiorniki magazynowe (189,3 m ³)	390 000
	ogółem przygotowanie terenu	3 400 400
Całkowite koszty (\$)		3 500 000 – 3 800 000

3.2. Koszty prac poszukiwawczych i wierceń otworów

Koszt wiercenia otworu poszukiwawczego szacowany jest na około 15 ÷ 20 mln \$. Koszt wykonania jednego otworu pionowego do głębokości 1500 m szacowany jest od 0,8 do 2 mln \$, natomiast wiercenie jednego otworu poziomego może osiągnąć wartość od 6 do 8 mln \$. Przy głębokościach rzędu 4 km koszt otworu może wynosić nawet od 4 do 11 mln \$. Dla obszaru obejmującego złożę gazu wykonuje się ponad 10 000 otworów. Dla udostępnienia ok. 100 mld m³ gazu potrzebne jest odwiercenie około 800 odwiertów w czasie 20 lat i kosztach rzędu 6,5 mld \$ [43].

3.3. Koszty szczelinowania hydraulicznego

Prace polegające na szczelinowaniu złoża mogą pochłonąć nawet 25 % kosztów wykonania odwiertu [56]. Koszt pojedynczego szczelinowania szacuje się na około 1,0 do 1,5 mln \$, z czego w pojedynczym otworze trzeba wykonać od kilku do kilkunastu zabiegów szczelinowania. Do wykonania szczelinowania hydraulicznego zużywa się duże ilości wody, które należy poddać procesom oczyszczania. Koszty oczyszczania wody do przygotowania płynu szczelinującego wynoszą 10 \$/m³ wody, oczyszczanie studni kształtuje się w granicach 30 000 \$, natomiast zabiegi operacyjne i konserwacje otworu około 5 000 \$ [21].

Tablica 8 przedstawia koszty zastosowania podsadzki hydraulicznej wraz z oszacowaniem dodatków chemicznych podczas szczelinowania. Skład chemiczny płynu szczelinującego może różnić się w zależności od właściwości skały, która będzie poddawana szczelinowaniu [17]. Płyn szczelinujący w 98÷99,5 % składa się z wody, pozostałe 0,5÷2 % stanowią dodatki chemiczne, wpływające na usprawnienie procesu [3, 11].

3.4. Koszty produkcji gazu łupkowego w porównaniu do kosztów produkcji gazu konwencjonalnego

Koszty produkcji gazu niekonwencjonalnego w Polsce ze względu na większą głębokość zalegania złóż mogą być nawet o 50 % wyższe w porównaniu do kosztów produkcji gazu łupkowego w USA. W odróżnieniu od Ameryki Północnej,

w Polsce, jak i w Europie złoża gazu łupkowego są mniejsze i tektonicznie bardziej złożone, zalegają na większych głębokościach. Warunki takie wymuszają zastosowanie bardziej wydajnych pomp i urządzeń wiertniczych pracujących do innych zakresów ciśnień i temperatur, co zwiększa koszty wiercenia i wymaga rozwoju nowych urządzeń i zastosowania odpowiedniej wiedzy. Można przyjąć, że koszty produkcji gazu ze złóż łupkowych w Polsce kształtowałyby się od 200 do 321 \$/tys m³ [1, 24]. Dla porównania koszty poszukiwań gazu ze złóż konwencjonalnych w Polsce szacowane są na 25 \$/tys m³, koszty eksploatacji, w zależności od rodzaju wydobywanego gazu konwencjonalnego, wahają się od około 25 do 66 \$/tys m³.

W Stanach Zjednoczonych do 2010 roku w sektorze energetycznym całkowita produkcja gazu ziemnego z łupków wzrosła do 27 %, natomiast w 2011 roku poziom ten osiągnął 34 % w stosunku do gazu konwencjonalnego. Do 2015 roku przewiduje się udział gazu łupkowego w produkcji energii wyniesie rzędu 43 % aż do 60 % do roku 2035. Wzrost produkcji gazu z łupków prowadzi do obniżenia cen energii i zwiększenia poziomu produktywności. Ocenia się, że koszt produkcji gazu łupkowego w 2011 roku był o 40÷50 % mniejszy niż koszt produkcji gazu ze źródeł konwencjonalnych. Niższe ceny gazu pozwolą na oszczędności w budżecie gospodarstwa domowego między rokiem 2012 i 2015 o 926 dolarów rocznie, natomiast w 2035 roku szacuje się, że oszczędności te wzrosną do ponad 2 000 dolarów na gospodarstwo domowe [48].

4. Ocena wpływu technologii gazu łupkowego na zdrowie i dobro społeczne

Podążając za amerykańskimi doświadczeniami możemy mówić o potencjalnych kosztach społecznych ponoszonych podczas produkcji gazu łupkowego. Ewentualne skutki dla zdrowia ludzi wynikać mogą głównie z emisji do powietrza podczas niekontrolowanego uwalniania się gazu oraz skażenia wody gruntowej i podziemnej chemikaliami stosowanymi podczas szczelinowania [27, 30, 54, 57]. Ludność zamieszkująca tereny w bliskiej odległości od obszaru wiertni może być

Tablica 8. Ocena kosztów zastosowania płynu szczelinującego podczas szczelinowania hydraulicznego [19]

Table 8. Assessment of costs of application of the fluid for hydraulic fracturing [19]

Komponent	Główny składnik	Ilość/masa		Cena [2010r]	
		%	kg	\$/kg	\$/2010
Podsadzka (propant)	piasek, krzemionka	8,96	340,000	0,065	22,000
Kwas	kwas solny	0,11	12,000	0,18	2,100
Reduktor tarcia	poliakrylamidy, olej mineralny	0,08	3,000	0,90	2,700
Środek zmniejszający lepkość płynu	izopropanol	0,08	3,000	0,95	2,900
Stabilizator, środek zapobiegający pęcznieniu ilów	chlerek potasu KCl	0,05	2,000	0,30	570
Środek żelujący	guma guar	0,05	2,000	2,00	3,800
Inhibitor, środek zapobiegający osiadananiu kamienia	glikol etylenowy	0,04	1,500	0,95	1,400
Środek regulujący pH	węglan sodu i sól / wodorotlenek potasu	0,01	400	0,20	80
Odpieniacz	nadsiarczan amonu	0,01	400	0,66	250
Środek utrzymujący lepkość cieczy	sole boranowe	0,01	400	0,95	360
Środek zapobiegający wytrącaniu się tlenków metali	kwas cytrynowy	0,004	150	0,77	120
Środek bakteriobójczy	biocydy: glutaraldehyd	0,001	40	2,2	80
Inhibitor korozji	formamid	0,001	40	0,95	40
Razem		100	3,800,000		630,000

narazona na zwiększone ryzyko występowania problemów zdrowotnych w wyniku ekspozycji niekontrolowanych lub wysokich stężeń zanieczyszczeń [2, 30, 54]. Zanieczyszczenie środowiska, a w konsekwencji skutki dla zdrowia ludzi, mogą wynikać z błędów i awarii podczas wykonania konstrukcji odwiertu i nie przestrzegania prawidłowych zasad bezpieczeństwa podczas prowadzenia procesu na wszystkich etapach produkcji gazu [29, 30]. Dlatego ważna jest prawidłowa budowa odwiertu z niezbędną izolacją strefy produkcji od poziomów wodonośnych, szczególnie ważną jest stosowanie szkodliwych substancji i możliwie jak najmniejsze ich używanie w procesie szczelinowania [17, 36, 49]. Prowadzenie stałego monitoringu jakości wód i powietrza, przestrzeganie bezpieczeństwa podczas obsługi w celu zmniejszenia bądź wyeliminowania powstawania awarii oraz prowadzenie odpowiedniego magazynowania i unieszkodliwiania płynów poprocesowych i wody złożowej może pozytywnie wpływać na środowisko i w konsekwencji na zdrowie i jakość życia. Szybki postęp prac eksploatacyjnych skutkujący dużą liczbą odwiertów wymaga prowadzenia w większej skali kontroli prowadzonych prac, które dodatkowo pociągają za sobą koszty [52]. W celu minimalizacji negatywnego wpływu technologii produkcji gazu łupkowego na zdrowie, działania powinny być ukierunkowane na zmniejszenie ekspozycji na emisje dla osób mieszkających i pracujących w pobliżu odwiertu [31]. Dodatkowo zwraca się szczególną uwagę na konieczność prowadzenia kompleksowych testów i pełnego ujawnienia badań powietrza, wody i gleby w celu ograniczenia zagrożenia dla zdrowia ludzi i zwierząt.

Wykorzystanie złóż niekonwencjonalnych przyczynia się do rozwoju sektora energetycznego, pozwala na wzrost bezpieczeństwa energetycznego [25] oraz poprawę bilansu handlowego i generowanie wpływów do budżetu państwa [38, 45]. Produkcja gazu łupkowego wiąże się ze zwiększeniem zatrudnienia. W 2010 roku przemysł gazu łupkowego zapewniał 600 000 miejsc pracy. Przewiduje się, że do roku 2015 zatrudnienie w tym dziale gospodarki znajdzie do 870 000, natomiast do roku 2035 ponad 1,6 milionów ludzi. Dodatkowo produkcja gazu łupkowego wiąże się z promocją regionu, w którym ta technologia jest stosowana, ze wzrostem liczby nowych inwestycji i uzyskaniem dodatkowych środków finansowych przez lokalne władze oraz niższymi kosztami energii ze względu na różnicowanie źródeł energii i osłabienie pozycji dostawców, pozwalają na uniezależnienie kosztów pozyskania i przetwarzania energii w stosunku do konwencjonalnych źródeł energii.

Oprócz kwestii ochrony środowiska i aspektów finansowych, społeczna akceptacja stanowi jeden z najważniejszych czynników warunkujących rozwój nowych technologii energetycznych, do jakich zalicza się produkcja gazu łupkowego [34, 36]. Operacje prowadzące do pozyskania gazu łupkowego będą generować hałas i ruch drogowy mający na celu transport urządzeń wiertniczych i dostarczanie wody, chemikaliów i piasku w celu uzupełnienia płynu do szczelinowania. Doświadczenie z zła oceanu pokazuje, że aby zapewnić korzyści dla społeczności lokalnych, prowadzone są działania polegające na naprawie istniejących dróg, na budowie nowych oraz na prowadzeniu rekultywacji zieleni i rewitalizacji przestrzeni miejskiej. Rozwój gazu łupkowego może mieć też negatywne skutki społeczne objawiające się zmianami społecznej tożsamości. Niektóre społeczności mogą sprzeciwiać się uprzemysłowieniu ich otoczenia, zmianom przeznaczenia gruntów czy wpływom na lokalne społeczności [42]. Ważną rolę odgrywać będzie uświadamianie lokalnych społeczności na temat przyszłych korzyści z prowadzonych inwestycji. Oznacza to stworzenie nowych miejsc pracy w sektorze wydobywczym, jak i usługowym.

5. Podsumowanie

Na podstawie przeprowadzonej analizy literatury stwierdzono, że emisja gazów cieplarnianych generowanych podczas produkcji gazu łupkowego na etapie przedprodukcyjnym jest większa niż w przypadku gazu konwencjonalnego. W przypadku produkcji i użytkowania gazu konwencjonalnego i łupkowego emisje są porównywalne. Podczas produkcji energii elektrycznej poziom emisji metanu w przypadku gazu łupkowego jest nieco wyższy od gazu konwencjonalnego, jednakże wartości te są niższe w odniesieniu do emisji z węgla kamiennego. Stworzenie możliwości ograniczenia udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej doskonale wpisuje się w politykę walki ze skutkami globalnego ocieplenia klimatu. Gaz łupkowy może stać się doskonałym rozwiązaniem dla rozwoju rozproszonej formy energetyki i stanowić uzupełnienie dla rozwoju energii ze źródeł odnawialnych w kraju.

W dotychczas przeprowadzonych badaniach podczas wykonywania odwiertów poszukiwawczych za gazem łupkowym w Polsce nie wykazano negatywnego wpływu na środowisko i zdrowie ludzkie. Przebieg procesu podlegał kontroli a generowane odpady i ścieki poddawano utylizacji. Jednakże prowadzenie prac na terenach zabudowanych może wpływać okresowo (kilka tygodni do kilku miesięcy) na pogorszenie jakości życia ludzi w wyniku wzmoczonego transportu, pracy urządzeń wiertniczych generujących hałas i emisje gazów. Największe zagrożenie dla zdrowia populacji i stanu środowiska stanowią będą potencjalne awarie i zaniedbania, do jakich może dochodzić na terenie wiertni. Zmniejszanie negatywnego wpływu na środowisko może następować poprzez przestrzeganie zasad bezpieczeństwa podczas użytkowania otworu, redukcję emisji, energooszczędność, zmiany ilościowe i jakościowe powstających odpadów, zmniejszenie użycia szkodliwych substancji podczas etapu produkcji i użytkowania gazu łupkowego.

Badania dotyczące kwestii bezpieczeństwa produkcji gazu łupkowego dla środowiska i zdrowia ludzi wykazały potrzebę komunikowania się ze społeczeństwem, przekazywania informacji i potrzebę uzyskania wsparcia publicznego. Przemysł gazu ziemnego powinien współpracować z agencjami rządowymi, organizacjami ochrony środowiska i społecznością lokalną odnośnie rozwoju innowacyjnych technologii. Opinia publiczna będzie czekała i domagała się wyników badań dotyczących wpływu produkcji gazu łupkowego na środowisko.

Wyniki dotychczasowych badań podkreślają zasadność prowadzenia dalszych prac badawczych, pozwalających wykonać ocenę ryzyka przedstawionej technologii na środowisko i zdrowie ludzkie. Wciąż brakuje odpowiedzi na pytanie czy mamy w Polsce złoża, które nadają się do eksploatacji, czy opanujemy technologiczne problemy z wydobywaniem gazu i czy wydobywanie będzie efektywne ekonomicznie.

Publikacja została opracowana w ramach projektu pt. „Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej” finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii”.

Literatura

1. Albrycht I., Boyfield K., Jankowski J. M., Kaliski M., Kolaczowski M., Krupa M., Lewis G., Ndhlovu Z., Perry K. F., Poprawa P., Rewald R., Riley A., Ruszel M., Rychlicki S., Siemek J., Sikora A., Smith T.

- Szlagowski P., Tarnawski M., Zawisza A.: Gaz niekonwencjonalny szansa dla Polski i Europy? Analiza i rekomendacje. Raport Instytut Kościuszki, 2011
2. *Bamberger M., Oswald R. E.*: Impacts of Gas Drilling on Human and Animal Health New Solutions, Vol. 22(1) 51-77, 2012
 3. *Broderick J., Anderson K., Wood R., Gilbert P., Sharmina M., Footitt A.*: Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts, A report by researchers at the Tyndall Centre University of Manchester, 2011
 4. *Burnham A.*: Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale and Conventional Natural Gas Natural Gas Vehicle Technology Forum 2011 Meeting October 26, 2011
 5. *Burnham A., Han J., Clark E. E., Wang M., Dunn J. B., Palou-Rivera I.*: Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum. Center for Transportation Research Argonne National Laboratory IPIECA Workshop: The Expanding Role of Natural Gas Arlington, TX March 7, 2012
 6. *Burnham A., Han J., Elgowainy A., Wang M.*: Updated Fugitive Greenhouse Gas Emissions for Natural Gas Pathways in the GREET Model. Systems Assessment Group Energy Systems Division, Argonne National Laboratory, October 2013
 7. *Christopherson S.*: Marcellus Hydro-Fracturing: What Does it Mean for Economic Development? Cornell University Report, April 7, 2011 http://www.greenchoices.cornell.edu/downloads/development/marcellus/Marcellus_Prelim_Results.pdf 02.06.2012
 8. Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources Office of Research and Development U.S. EPA US Environmental Protection Agency Washington D.C Report, Science Advisory Board Review, 2011
 9. *Forster D., Perks J.*: Climate impact of potential shale gas production in the EU. Final Report for European Commission DG Clima. AEA/R/ED57412, 30.07.2012
 10. *Gawlik L.*: Gaz ziemny z łupków w Polsce – Raport. Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energi PAN – Wydawnictwo, Polski Komitet Oświatowej Rady Energetycznej, 2013
 11. *Guarnone M., Rossi F., Negri E., Grassi C., Genazzi D., Zennaro R.*: An Unconventional Mindset For Shale Gas Surface Facilities, Journal of Natural Gas Science and Engineering 6, 2012
 12. *Hirst N., Khor Ch. S., Buckle S.*: Shale gas and climate change. Grantham Institute for Climate Change Briefing paper No 10 Imperial College London 2013
 13. *Howarth R.W., Santoro R., Ingraffea A.*: Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et al. Climatic Change DOI 10.1007/s10584-012-0401-0. EB 2012-0451/2012-0433/2013-0074. Exhibit L. EGD.COC.1
 14. *Howarth R. W., Santoro R., Ingraffea A.*: Methane And The Greenhouse-Gas Footprint Of Natural Gas From Shale Formations. A letter. Climatic Change. 2011
 15. *Hultman N., Rebois D., Scholten M., Ramig C.*: The Greenhouse Impact Of Unconventional Gas For Electricity Generation. Environmental Research Letters 6, 2011
 16. IEA ETSAP: Unconventional Oil and Gas Production. – Technology Brief 2010. P02.
 17. Implementation Plan for the Strategic Environmental Assessment on Shale Gas. Gouvernement du Québec, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2012
 18. *Ingraffea A. R.*: Unconventional Gas Development from Shale Plays: Myths and Realities Related to Human Health Impacts, Cornell University and Physicians, Scientists, and Engineers for Sustainable and Healthy Energy, 2011
 19. *Jiang M.*: Life Cycle Analysis on Greenhouse Gas (GHG) Emissions of Marcellus Shale Gas. Supporting Information. 2011
 20. *Jiang M., Griffin W. M., Hendrickson C., Jaramillo P., Van Briesen J., Venkatesh A.*: Life Cycle Greenhouse Gas Emissions Of Marcellus Shale Gas, Environmental Research Letters 6, 2011
 21. *Kasza P.*: Zabiegi Hydraulicznego Szczelinowania w Formacjach Łupkowych <http://www.inig.pl/INST/nafta-gaz/nafta-gaz/Nafta-Gaz-2011-12-02.pdf>, 29.05.2012
 22. *Kliszcz K.*: Gaz łupkowy w Polsce. Paliwa Polska, Raport analityczny BRE Dom Inwestycyjny 2011 <http://www.pb.pl/atta/1723-raport-di-bre.pdf>, 23.04.2012
 23. *Konieczńska M., Woźnicka M.*: Środowiskowe Aspekty Wydobycia Gazu Łupkowego, Targi Geologia 2011, Konferencja „Geobezpieczeństwo”, Państwowy Instytut Geologiczny
 24. *Korn A.*: Prospects for unconventional gas in Europe”. Schlumberger. 2010
 25. *Księżopolski K. M.*: „Wpływ wydobycia gazu łupkowego na bezpieczeństwo ekonomiczne Polski”
 26. *Laurenzi I. J., Jersey G. R.*: Life Cycle Greenhouse Gas Emissions and Freshwater Consumption of Marcellus Shale Gas. ExxonMobil Research and Engineering Company, Annandale, New Jersey 08801, United States. Environmental Science & Technology. 2013
 27. *Lechtenböhrer S., Altmann M., Capito S., Matra Z., Weindorf W., Zittel W.*: Wpływ Wydobycia Gazu Łupkowego i Ropy Łupkowej Na Środowisko Naturalne i Zdrowie Ludzi. Ekspertyza. Dyrekcja generalna ds. polityki wewnętrznej Unii Europejskiej Departament Tematyczny A: Polityka gospodarcza i naukowa, 2011
 28. *MacKay D. J. C., Stone T. J.*: Potential Greenhouse Gas Emissions Associated with Shale Gas Extraction and Use. Department of Energy and Climate Change. 9th September 2013
 29. *Macuda J.*: Środowiskowe Aspekty Produkcji Gazu Ziemięnego z Niekonwencjonalnych Złóż, Przegląd Geologiczny, 58/2010, Nr 3.
 30. *Mall A., Buccino S., Nichols J.*: Drilling Down: Protecting Western Communities from the Health and Environmental Effects of Oil and Gas Production. Natural Resources Defense Council Report, 2007 <http://www.nrdc.org/land/use/down/down.pdf> 06.06.2012
 31. *McKenzie L. M., Witter R. Z., Newman L. S., Adgate J. L.*: Human Health Risk Assessment of Air Emissions from Development of Unconventional Natural Gas Resources, Science of the Total Environment 424, 2012
 32. Ministerstwo Środowiska oraz Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy.: Środowiskowe Aspekty Poszukiwań i Produkcji Gazu Ziemięnego Łupkowego i Ropy Naftowej Łupkowej, Raport 2011
 33. *Nagy S., Siemek J.*: Shale Gas In Europe: The State of the Technology – Challenges and Opportunities, Arch. Min. Sci., Vol. 56 (2011), Nr 4, p. 727-760.
 34. *Nijoka D., Gupta S., Donadio M., Avaldsnes J.*: Shale gas in Europe: revolution or evolution?. Ernst & Young's Global Oil & Gas Center, EYGM no. DW0123WR no. 1110-1302057 Limited, 2011.
 35. Orlen Upstream: „Co warto wiedzieć o gazie z łupków”. 2013
 36. Państwowy Instytut Geologiczny: Badania Aspektów Środowiskowych Procesu Szczelinowania Hydraulicznego Wykonanego w Otworze Lebień LE-2H, Raport końcowy, 2011
 37. Państwowy Instytut Geologiczny.: Ocena Zasobów Wydobywalnych Gazu Ziemięnego i Ropy Naftowej w Formacjach Łupkowych Dolnego Paleozoiku w Polsce (Basen Bałtycko – Podlasko – Lubelski, Raport Pierwszy, 2012
 38. *Parmar K.*: Gaz łupkowy na Pomorzu, Lane Energy Poland Raport, 2011 http://www.pomorskie.eu/res/gaz_lupkowy/prezentacje/laneenergy.pdf, 15.05.2012
 39. Philippe and Partners: Final Report on Unconventional Gas in Europe, In The Framework of the Multiple Framework Service Contract for Legal Assistance TREN/R1/350-2008 lot 1. Final Report, 2011
 40. *Poprawa P.*: Niekonwencjonalne Złóża Gazu Ziemięnego – Zachodnie Doświadczenia oraz Obecne Perspektywy Poszukiwań w Polsce. Niekonwencjonalne Złóża Gazu Ziemięnego w Polsce – Gaz w Łupkach (Shale Gas) i Gaz Zamknięty (Tight Gas), Państwowy Instytut Geologiczny Warszawa, 2010
 41. *Przybycin M., Zaleska-Bartosz J., Kołodziej G., Przybycin J., Szulczyk J., Przybycin P., Libiszewski P., Przybył M.*: Raport o Oddziaływaniu na Środowisko dla Przedsięwzięcia Polegającego na Budowie „Projekt Siekierki. Pilotażowe Zagospodarowanie Złóża Gazu Ziemięnego

- Siekierki” Polegającego na Zaprojektowaniu i Budowie Ośrodka Zbioru i Oczyszczania Gazu Siekierki wraz z Gazociągami Towarzyszącymi, Poznań, lipiec 2010
42. *Rahm B. G., Riha S. J.*: Toward Strategic Management Of Shale Gas Development: Regional, Collective Impacts On Water Resources, Environmental Science and Policy 17, 2012
 43. Raport PKN OLEN SA.: Gaz łupkowy. Podstawowe informacje, 2010 http://www.orn.pl/PL/CENTRUMPRASOWE/Publikacje/Documents/gaz_lupkowy_www.pdf, 07.04.2012
 44. *Skone, T. J., Littlefield J., Marriott J.*, 2011. Life cycle gas inventory of natural gas extraction delivery and electricity production. Final report 24 Oct 2011 (DOE/NETL-2011/1522) U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA.
 45. Sprawozdanie Komisji dla Parlamentu Europejskiego, Rady i Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego. Realizacja komunikatu w sprawie bezpieczeństwa dostaw energii i międzynarodowej współpracy energetycznej oraz konkluzji Rady ds. Energii z listopada 2011 r. Bruksela, dnia 13.9.2013
 46. *Staliński A.*: Relacje inwestora z mieszkańcami: Lane Energy Poland i gaz łupkowy – studium przypadku. 20 sierpnia 2013 r. <http://newpr.pl/relacje-inwestora-z-mieszkancami-lane-energy-poland-i-gaz-lupkowy-studium-przypadku/>
 47. *Stephenson, T.; Valle, J. E.; Riera-Palou, X.* Modeling the relative GHG emissions of conventional and shale gas production. Environ. Sci. Technol. 2011, 45, 10757–10764.
 48. The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in The United States. America's Natural Gas Alliance, IHS Global Insight (USA) Inc, 2011 <http://anga.us/media/235626/shale-gas-economic-impact-dec-2011.pdf> 01.05.2012
 49. The SEAB Shale Gas Production Subcommittee Second Ninety Day Report – US Department of Energy, November 18, 2011
 50. *Wang J. Ryan D., Anthony E. J.*: Reducing The Greenhouse Gas Footprint Of Shale Gas, Energy Policy 39, 2011
 51. *Weber C.L., Clavin C.*: Life cycle carbon footprint of shale gas: review of evidence and implications. Environ Sci Technol. 2012 Jun 5;46(11):5688-95. doi: 10.1021/es300375n. Epub 2012 May 22.
 52. *Williams S.*: Discovering Shale Gas: An Investor Guide to Hydraulic Fracturing, Report of the Sustainable Investments Institute, IRRC Institute, 2012
 53. *Witek W, Budak P.*: Gaz Łupkowy (Shale Gas) – Strategia dla Polski do 2025 r, Nauka i technika, 7/159/2011
 54. *Witter R., Stinson K., Sackett H., Putter S., Kinney G., Teitelbaum D., Newman L.*: Potential Exposure-Related Human Health Effects of Oil and Gas Development, A Literature Review (2003-2008)
 55. *Wójcikowski A.*: Użytkowanie Urządzeń Obiegu Płuczki Wiertniczej 311[40].Z2.02, Instytut Technologii Eksploatacji – Państwowy Instytut Badawczy, Radom, 2007
 56. *Zarebska K., Baran P.*: Gaz Łupkowy – Niekonwencjonalne Źródło Energii, V Krakowska Konferencja Młodych Uczonych, Kraków, 2010
 57. *Zielinska B., Fujita E., Campbell D.*: Monitoring of Emissions from Barnett Shale Natural Gas Production Facilities for Population Exposure Assessment. Final Report, Desert Research Institute, 2011
 58. *Zoback M., Kitasei S., Copithorne B.*: Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development. Natural Gas and Sustainable Energy Initiative, Worldwatch Institute, 2010
-
-