



POLITECHNIKA ŚLĄSKA

WYDZIAŁ INŻYNIERII ŚRODOWISKA I ENERGETYKI

Dyscyplina naukowa: inżynieria środowiska, górnictwo i energetyka

mgr Monika Wójcik

**Ocena środowiskowa i energetyczna procesów poszukiwania
i eksploatacji niekonwencjonalnych złóż węglowodorów
z uwzględnieniem analizy ryzyka**

Promotor: dr hab. inż. Wojciech Kostowski

Promotor pomocniczy: dr inż. Paweł Gładysz

Gliwice, 2022

Rozprawa doktorska została przygotowana w ramach programu

Ministerstwa Edukacji i Nauki

Doktorat wdrożeniowy II edycja

SPIS TREŚCI

SŁOWNIK SKRÓTÓW	5
WYKAZ OZNACZEŃ	7
WSTĘP.....	11
1. PROCESY POSZUKIWANIA I EKSPLOATACJI WĘGLOWODORÓW ZE ZŁÓŻ NIEKONWENCJONALNYCH TYPU <i>SHALE GAS</i> I <i>TIGHT GAS</i>	13
1.1. Sposoby poszukiwania i eksploatacji	13
1.2. Uwarunkowania prawne poszukiwania i eksploatacji	24
2. OCENA ŚRODOWISKOWA PROCESÓW POSZUKIWANIA I EKSPLOATACJI WĘGLOWODORÓW ZE ZŁÓŻ NIEKONWENCJONALNYCH TYPU <i>SHALE GAS</i> I <i>TIGHT GAS</i>	27
2.1. Uwarunkowania środowiskowe procesów poszukiwania i eksploatacji	27
2.2. Analiza ryzyka środowiskowego dla procesów poszukiwania i eksploatacji	34
2.3. Aplikacja FRACK do wspomaganie procesów zarządzania ryzykiem	52
2.3.1. Konstrukcja aplikacji FRACK	52
2.3.2. Sposób korzystania z aplikacji FRACK	56
3. KOMPLESOWA OCENA ENERGETYCZNA I EKOLOGICZNA PROCESÓW POSZUKIWANIA I EKSPLOATACJI WĘGLOWODORÓW ZE ZŁÓŻ NIEKONWENCJONALNYCH TYPU <i>SHALE GAS</i> I <i>TIGHT GAS</i>	59
3.1. Ocena energetyczna i ekologiczna metodą Life Cycle Assessment (LCA)	59
3.1.1. Cel i zakres analizy (<i>Goal and Scope definition</i>).....	63
3.1.2. Analiza zbioru wejść i wyjść (<i>Life Cycle Inventory Analysis</i>).....	64
3.1.3. Sposób szacowania i przygotowania danych.	68
3.1.3.1. Szacowanie zużycia nośników energii	68
3.1.3.2. Szacowanie wielkości emisji do powietrza	73
3.1.3.3. Szacowanie zużycia wody i ilości wytworzonych ścieków	82
3.1.3.4. Szacowanie ilości wytworzonych odpadów	83

3.1.4. Ocena wpływu cyklu życia (<i>Life Cycle Impact Assessment</i>)	85
3.1.5. Interpretacja wyników (<i>Life Cycle Interpretation</i>)	86
3.2. Ocena ekologiczno-energetyczna metodą kosztu termoeologicznego (<i>Thermo Ecological Cost</i>)	98
PODSUMOWANIE.....	115
SPIS RYSUNKÓW.....	117
SPIS TABLIC	119
LITERATURA.....	121
STRESZCZENIE	131
ABSTRACT.....	132

SŁOWNIK SKRÓTÓW

AWS	firma udostępniająca platformę chmurową (ang. <i>Amazon Web Services</i>)
BDO	Baza danych o produktach i opakowaniach oraz o gospodarce odpadami
CBM	metan z pokładów węgla ze złóż niezagospodarowanych (ang. <i>Coal Bed Methane</i>)
CMM	metan z pokładów węgla ze złóż objętych eksploatacją (ang. <i>Coal Mine Methane</i>)
CO	tlenek węgla
CO₂	dwutlenek węgla
EPA	Agencja Ochrony Środowiska USA (ang. <i>Environment Protection Agency</i>)
ERA	analiza ryzyka środowiskowego (ang. <i>Environmental Risk Assessment</i>)
FRACK	aplikacja do zarządzania ryzykiem środowiskowym (ang. <i>Find Risk and Calculate Key</i>)
GHG	gazy cieplarniane (ang. <i>Greenhouse Gases</i>)
GIS	System Informacji Geograficznej (ang. <i>Geographic Information System</i>)
GWP	potencjał globalnego ocieplenia (ang. <i>Global Warming Potential</i>)
IPCC	Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (ang. <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>)
KPO	Karta Przekazania Odpadu
LCA	ocena cyklu życia (ang. <i>Life Cycle Assessment</i>)

LCI	analiza zbioru wejść i wyjść (ang. <i>Life Cycle Inventory Analysis</i>)
LCIA	ocena wpływu cyklu życia (ang. <i>Life Cycle Impact Assessment</i>)
LNG	skroplony gaz ziemny (ang. <i>Liquid Natural Gas</i>)
NO_x	tlenki azotu
OEFSR	wytyczne oznaczania śladu środowiskowego do pomiaru efektywności środowiskowej w cyklu życia organizacji (ang. <i>Organisation Environmental Footprint Sector Rules Guidance</i>)
PEFCR	wytyczne oznaczania śladu środowiskowego do pomiaru efektywności środowiskowej w cyklu życia produktów (ang. <i>Product Environmental Footprint Category Rules Guidance</i>)
PEHD	folia polietylenowa o dużej gęstości (ang. <i>polyethylene high density</i>)
SO₂	dwutlenek siarki
TEC	koszt termoeekologiczny (ang. <i>Thermo Ecological Cost</i>)
TSP	pył całkowity

WYKAZ OZNACZEŃ

A	powierzchnia (cieczy)	m^2
B	zużycie paliwa, nieodnawialnych bogactw	Mg, MJ, m^3
b_j	egzergia właściwa	MJ/kg
a, b	mnożniki	–
b₁	egzergia właściwa <i>shale gas/ tight gas</i> (=1,04 LHV)	MJ_{ex}/kg
b₂	egzergia energii elektrycznej (równa energii, $b_2=1$)	MJ_{ex}/MJ_{el}
b_{ch}	egzergia chemiczna paliwa	MJ/kg
C_i	stężenie składnika w fazie ciekłej	g/m^3
CExCi	skumulowane zużycie egzergii (uwzględnione tylko nośniki nieodnawialne)	MJ/jedn.produktu
d	gęstość	kg/m^3
E	emisja substancji	g/s lub Mg lub Mg/rok
G₁	wielkość produkcji <i>shale gas/ tight gas</i> gazu,	kg
G₂	wielkość produkcji energii elektrycznej	MJ_{el}
HHV	ciepło spalania	MJ/kg
K	współczynnik transferu masy	m/s
LHV	wartość opałowa	MJ/kg
m	przelicznik	kg/m^3

P	prawdopodobieństwo	–
p₁	ciśnienie głowicowe ruchowe przed syfonowaniem	kPa
p₂	ciśnienie głowicowe ruchowe po syfonowaniu	kPa
p_k	roczna ilość wytworzonego k-tego produktu szkodliwego	kg
PKB	roczny produkt krajowy brutto	USD
Q	ciepło	kJ
R	ryzyko	–
r_j	wskaźnik zrównoważonego rozwoju	–
s	skutek	–
T	temperatura nośnika ciepła	K
T₀	temperatura odniesienia	K
T_g	temperatura gazu	K
V_g	objętość traconego gazu w warunkach normalnych	m ³
V_o	objętość syfonowanego odwiertu	m ³
W	wskaźnik emisji	g/Mg lub g/m ³
w_k	monetarny wskaźnik szkodliwości k-tej substancji szkodliwej	USD/kg

**Symbole
greckie**

ρ	wskaźnik kosztu termoeologicznego	$\text{MJ}_{\text{ex}}/\text{jedn. produktu}$
ζ_k	koszt termoeologiczny substancji szkodliwej	MJ/kg
ρ_1	wskaźnik kosztu termoeologicznego shale gas/ tight gas	$\text{MJ}_{\text{ex}}/\text{MJ}_{\text{ch}} \text{ gazu}$
ρ_2	wskaźnik kosztu termoeologicznego energii elektrycznej	$\text{MJ}_{\text{ex}}/\text{MJ}_{\text{el}}$

Składam serdeczne podziękowania promotorowi oraz promotorowi pomocniczemu niniejszej pracy za wyrozumiałość, wsparcie i opiekę naukową.

WSTĘP

Przewiduje się, że w roku 2050 Unia Europejska stanie się neutralna klimatycznie. Mają do tego doprowadzić ograniczenia emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 roku w porównaniu z poziomami z 1990 roku i dążące do tego celu działania w sektorach transportu, przemysłu i rolnictwa zapisane w Europejskim Zielonym Ładzie [P1, P2]. W obliczu agresji rosyjskiej na Ukrainę, rząd polski zamierza zaktualizować *Politykę energetyczną Polski do 2040 roku*, zakładając uniezależnienie się od paliw z Rosji, dywersyfikację dostaw oraz okresowy wzrost zużycia węgla. Ze względu na fakt, iż jeszcze w 2021 roku w Polsce energia elektryczna była wytwarzana w około 80% z węgla kamiennego oraz presję na redukcję wykorzystania paliw kopalnych w gospodarce krajów Unii Europejskiej, uzasadnione jest stosowanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego [P3]. Zgodnie z analizą Międzynarodowej Agencji Energetycznej, przejście z węgla na gaz zmniejsza emisję CO₂ o 50% w przypadku produkcji energii elektrycznej i o 33% w przypadku dostarczania ciepła. Wraz ze wzrostem udziału biometanu i wodoru możliwa będzie dalsza redukcja emisji bez znaczących dodatkowych kosztów [P3,I1].

W obecnej sytuacji geopolitycznej związanej z wojną na Ukrainie oraz kryzysem energetycznym szerszy dostęp do rodzimych surowców jest szczególnie istotny. Wykorzystanie węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych w Polsce stwarza szansę na dywersyfikację źródeł energii.

W latach 2010–2012 rozpoczął się w Polsce tak zwany *boom* łupkowy. Mieliśmy stać się potęgą w wydobywaniu gazu łupkowego. Szybko jednak okazało się, że bogate zasoby złóż węglowodorów niekonwencjonalnych są trudno dostępne. Wysokie nakłady finansowe oraz brak satysfakcjonujących wyników w pierwszych otworach szybko zgasiły entuzjazm.

Procesy poszukiwania i wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych typu *shale* (gaz z łupków) oraz *tight* (gaz zamknięty) stwarzają potencjalne zagrożenie dla środowiska takie jak degradacja gleb i deformacje terenu, lokalne zanieczyszczenia gleb spowodowane paliwami i materiałami do przygotowania płuczek wiertniczych, zanieczyszczenia wód powierzchniowych i podziemnych w wyniku awaryjnych zrzutów ścieków, infiltracji zanieczyszczeń ze zbiorników ściekowych, zaburzenia równowagi hydrogeologicznej poprzez znaczny pobór wody, hałas i zanieczyszczenie powietrza wynikające ze spalania paliw.

W odbiorze społecznym gaz ze złóż niekonwencjonalnych wiąże się z rzekomo ogromnym negatywnym wpływem jego wydobycia na środowisko. Pomimo, że procesy wydobycia tego gazu są

dobrze znane, w Polsce nie zostały dotychczas opracowane kompleksowe wytyczne dotyczące oceny ryzyka środowiskowego oraz oceny cyklu życia (LCA) dla produktów takich jak *shale gas* i *tight gas*.

W pracy wykonano analizę ryzyka środowiskowego na podstawie trzech lokalizacji odwiertów *shale gas* (dane archiwalne) oraz trzech odwiertów *tight gas* (bieżące dane eksploatacyjne). Do wspomaganie procesów poszukiwania i wydobycia tych surowców w warunkach polskich została zaprojektowana dedykowana aplikacja informatyczna o nazwie FRACK (ang. *Find Risk and Calculate Key*), która może być wykorzystywana w procedurach zarządzania ryzykiem korporacyjnym.

Przedstawiono również analizę procesów poszukiwania i eksploatacji *shale gas* i *tight gas* przy użyciu metodyki oceny cyklu życia LCA. Metodyka ta stara się uwzględnić możliwie szeroko oddziaływanie danego procesu z otoczeniem, uwzględniając takie czynniki jak wpływ na zdrowie człowieka, jakość ekosystemów oraz zużycie zasobów nieodnawialnych.

Ponadto w oparciu o wyniki LCA, przeprowadzono także analizę energetyczno-ekologiczną metodą kosztu termoeologicznego, której wyniki posłużyły do wyznaczenia skumulowanego zużycia energii oraz wskazania wpływu *shale* i *tight gas* na zużycie zasobów nieodnawialnych oraz obciążenia środowiska.

Wszystkie te informacje pozwalają na porównanie konkurencyjności nowych paliw na rynku jakimi są *shale* i *tight gas* z niekonwencjonalnych złóż węglowodorów oraz na wykazanie, że procesy ich poszukiwania, wydobycia i eksploatacji nie obciążają środowiska bardziej niż pozostałych paliw konwencjonalnych.

1. PROCESY POSZUKIWANIA I EKSPLOATACJI WĘGLOWODORÓW ZE ZŁÓŻ NIEKONWENCJONALNYCH TYPU *SHALE GAS* I *TIGHT GAS*

1.1. Sposoby poszukiwania i eksploatacji

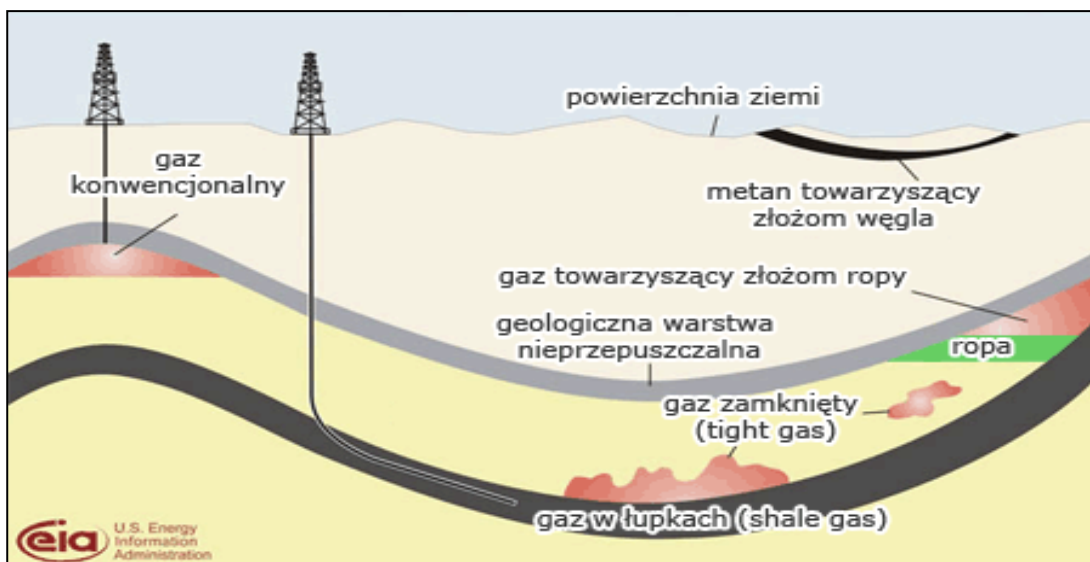
Gaz ziemny, ropę naftową, węgiel brunatny, kamienny oraz kruszce metali szlachetnych zalicza się do kopalin podstawowych [1]. Naukowcy od dziesięcioleci alarmują o wyczerpywaniu się tych bogactw naturalnych. Światowe zasoby gazu ziemnego ze złóż konwencjonalnych szacowane są na blisko $432 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Zasoby typu *shale gas* technicznie wydobywalnego wynoszą $233 \times 10^{12} \text{ m}^3$, a *tight gas* $82 \times 10^{12} \text{ m}^3$. W produkcji gazu ze źródeł niekonwencjonalnych przewodzą Ameryka Północna (*shale gas* $61 \times 10^{12} \text{ m}^3$, *tight gas* $11 \times 10^{12} \text{ m}^3$) oraz Chiny (*shale gas* $53 \times 10^{12} \text{ m}^3$, *tight gas* $21 \times 10^{12} \text{ m}^3$) [I2]. Według raportu *BP Statistical Review of World Energy 2021*, światowe zasoby węgla kamiennego wynoszą $1074108 \times 10^6 \text{ Mg}$, natomiast ropy naftowej $244 \times 10^6 \text{ Mg}$ [I3].

Polska znalazła się na dziewiątym miejscu pod względem wielkości zagospodarowanych zasobów węgla na świecie [I3]. Według Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego wystarczalność złóż, które są możliwe i opłacalne do wydobycia w Polsce wynosi od 40 do 50 lat dla węgla kamiennego i około 20 lat dla węgla brunatnego [I4,I5].

Są to jednak dane o wysokiej niepewności, niedokładne są także prognozy dotyczące zapotrzebowania na paliwa kopalne. Ponadto nieustannie odkrywano nowe zasoby. Istnieją bowiem regiony, które rozwijają się znacznie szybciej niż przypuszczano to przed laty, w innych intensywnie pracuje się nad rozwiązaniami alternatywnymi. Przykładem prognozy dotyczącej załamania gospodarki światowej w wyniku zużycia zasobów nieodnawialnych jest raport „Granice wzrostu” [2].

Jeszcze kilkadziesiąt lat temu wielkie nadzieje wiązano z energią nuklearną. Obecnie perspektywa jej powszechnego zastosowania wydaje się mniej realna. Nie ma też możliwości zaspokojenia zapotrzebowania współczesnej cywilizacji wyłącznie ze źródeł energii odnawialnej, pochodzącej ze słońca, wiatru czy biomasy. Alternatywę energetyczną może stanowić gaz ziemny, który w odróżnieniu od węgla, czy ropy naftowej pozwala ograniczyć degradację środowiska, a zwłaszcza emisję gazów cieplarnianych [3].

Znane są cztery podstawowe rodzaje złóż gazu niekonwencjonalnego [I6]: hydraty gazowe, metan z pokładów węgla, gaz zamknięty i gaz z łupków. Przedstawiono je na Rysunku 1.



Rysunek 1. Rodzaje złóż gazu ziemnego

Źródło: U.S. Energy Information Administration [<http://www.eia.gov/>, dostęp: 02.06.2022].

Hydrat (inaczej wodzian) gazowy to substancja składająca się z zestalonych cząsteczek wody zawierających cząsteczki metanu, siarkowodoru lub dwutlenku węgla. Powstają w warunkach wysokiego ciśnienia i niskiej temperaturze w trudno dostępnych rejonach koła podbiegunowego oraz na dnie oceanów. Przypuszcza się, że pokłady hydratów gazowych przewyższają złoża węgla, ropy naftowej oraz gazu konwencjonalnego i mogłyby zaspokoić potrzeby ludzkości na setki lat. Mimo ogromnych wysiłków badawczych dotychczas nie udało się opracować technologii, która pozwoliłaby korzystać z tego rodzaju gazu.

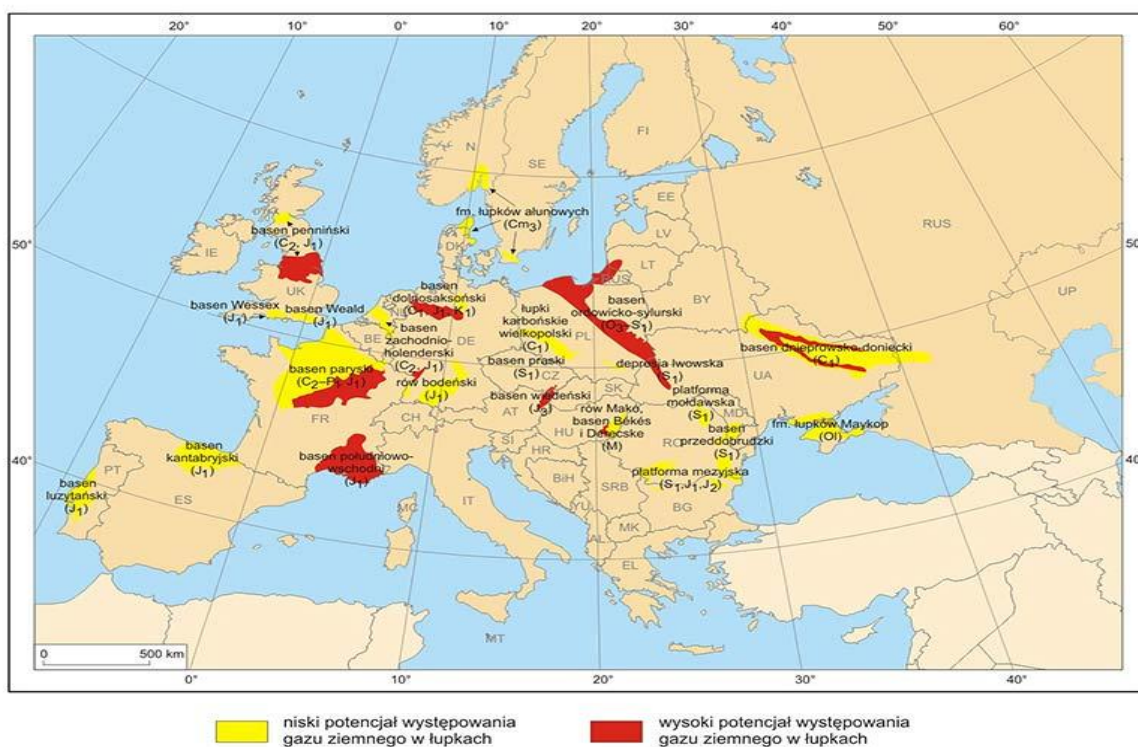
Eksploracja **metanu z pokładów węgla** (ang. *Coal Bed Methane*, CBM) prowadzona jest analogicznie jak w przypadku złóż konwencjonalnego gazu ziemnego, za pomocą otworów wierconych z powierzchni. Podczas tego procesu gaz uwalnia się do otworu wiertniczego. Nie należy go mylić z gazem z odmetanowienia kopalń (ang. *Coal Mine Methane*, CMM), będącym produktem ubocznym wydobywania węgla, mocno rozcieńczonym powietrzem wentylacyjnym i nadającym się głównie do lokalnego spalania w silnikach gazowych. W odróżnieniu od gazu CMM, wydobywanie CBM następuje przed eksploatacją węgla, lub też niezależnie od niej (możliwe jest wydobywanie CBM bez budowy kopalni węgla). W Polsce metan z pokładów węgla występuje na terenie Górnośląskiego Zagłębia Węglowego.

Gaz zamknięty (ang. *tight gas*) występuje w słabo przepuszczalnych skałach (w piaskowcach, skałach węglanowych) o niskiej porowatości i przepuszczalności. Jest dominującym

typem współcześnie eksploatowanego gazu niekonwencjonalnego na świecie. Wydobywa się go po wykonaniu zabiegu szczelinowania, podobnie jak *shale gas* [4].

Gaz z łupków (ang. *shale gas*) to także rodzaj gazu zamkniętego, ale występujący w podłożu skał ilasto-mułowcowych (potocznie zwanych łupkami) o bardzo małej porowatości i bardzo niskiej przepuszczalności. Powstaje tak samo, jak gaz ze złóż konwencjonalnych oraz węgiel – na skutek rozkładu szczątków organicznych roślin, zwierząt i mikroorganizmów w wysokiej temperaturze i na dużej głębokości. Tworzy się w skałach osadowych macierzystych zawierających dużo substancji organicznej, najczęściej na dnie dawnych mórz i oceanów. Gaz z łupków oraz gaz zamknięty ma skład podobny do gazu ziemnego ze złóż konwencjonalnych. Zawiera metan (75–95%) oraz azot, czasem śladowe ilości etanu, propanu, helowców, tlenu i tlenku węgla [5]. Nie stwierdzono w nim natomiast obecności szkodliwego siarkowodoru. Rysunek 2 przedstawia potencjalne obszary występowania złóż typu *shale gas* w Europie. Kolorem czerwonym oznaczono baseny, w których prowadzone są prace poszukiwawcze gazu łupkowego, kolorem pomarańczowym baseny wstępnie analizowane. Niekonwencjonalne pokłady złóż gazu ziemnego w Polsce zlokalizowane są głównie w czarnych łupkach pochodzących z syluru i ordowiku oraz w piaskowcach czerwonego spągowca [5].

W odróżnieniu od konwencjonalnych akumulacji gazu, *tight gas* i *shale gas* nie ma możliwości samodzielnego przepływu do odwierconego otworu w ilościach umożliwiających eksploatację tradycyjnymi metodami.



Rysunek 2. Europejskie obszary występowania węglowodorów ze źródeł niekonwencjonalnych typu *shale gas*

Źródło: <https://infolupki.pgi.gov.pl/pl/gaz-ziemny/zasoby-gazu-w-lupkach-europa> [dostęp:02.06.2022]

Współcześnie w górnictwie stosuje się trzy metody eksploatacji kopalin: **podziemną, odkrywkową i otworową**. Najstarszym sposobem pozyskiwania surowców mineralnych jest **metoda odkrywkowa**, która w Polsce jest obecnie stosowana podczas eksploatacji węgla brunatnego, torfu oraz piasków, żwirów, glin, ilów, wapieni, dolomitów, piaskowców, granitów, bazaltów. **Metodą podziemną** pozyskuje się surowce mineralne z głęboko zalegających złóż. W Polsce ma ona zastosowanie do eksploatacji węgla kamiennego i rud metali. **Metoda otworowa** jest wykorzystywana do wydobycia siarki, soli kamiennej oraz ropy naftowej i gazu ziemnego.

Wszystkie procesy wydobycia należy zaliczyć do grupy destrukcyjnych [6]. Problem wydaje się być jednak nieco bardziej złożony. Co prawda prowadzone pod ziemią procesy wydobywcze metodą podziemną destabilizują formacje geologiczne, a zarazem dzięki surowcom możemy egzystować na powierzchni ziemi, rozwijać się, przemieszczać oraz ogrzewać i produkować niezbędne przedmioty codziennego użytku. Głównym problemem i sferą domniemywań pozostają ewentualne skutki jakie przyniesie w przyszłości proces wydobycia [7]. Technologia wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych jest stosunkowo młoda, gdyż jej początki sięgają lat 70. XX wieku. W związku z tym jest jeszcze zbyt wcześnie, aby w pełni ocenić długofalowe skutki tej działalności.

Aby spróbować określić, czy wydobycie gazu ze złóż niekonwencjonalnych jest akceptowalne w ramach strategii zrównoważonego rozwoju należy przyjrzeć się procesowi poczynając od poszukiwania i rozpoznawania złóż, aż po ich eksploatację [8, 9]. Zgodnie z definicją z 1987 roku World Commission on Environment and Development ONZ (zwanym też Komisją Brundtland) mianem zrównoważonego rozwoju określa się *zdolność zaspokojenia globalnych potrzeb ekonomicznych, środowiskowych i społecznych obecnego pokolenia, bez odbierania szansy na zaspokojenie tych potrzeb przyszłym pokoleniom* [10]. Oznacza to zapewnienie zatrudnienia, żywienia, zaopatrzenia w energię, wodę i urządzenia sanitarne, utrzymanie odpowiedniego poziomu populacji ludzkiej, ochronę bogactw naturalnych, reorientację procesów technologicznych i sposobów zarządzania oraz integralne połączenie ekonomii z ekologią w procesie podejmowania decyzji. W takim ujęciu pojęcie zrównoważonego rozwoju obejmuje trzy wymiary: społeczny, gospodarczy i środowiskowy.

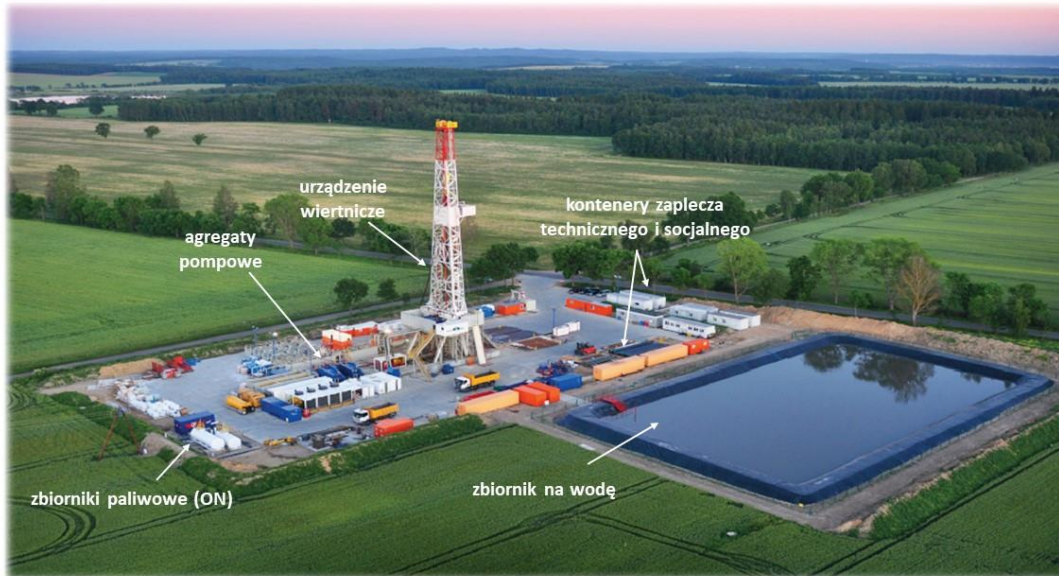
Górnictwo podziemne i odkrywkowe zalicza się do antropopresji bezpośredniej, czyli działań wykonywanych przez człowieka. Na skutek tej działalności powstają różne formy antropogeniczne takie jak kamieniołomy, kanały, glinianki, hałdy. W Polsce najczęściej form antropogenicznych występuje na Górnym Śląsku. Niewłaściwa gospodarka zasobami naturalnymi, prowadzi do olbrzymich i często nieodwracalnych zmian w przyrodzie. Eksploatacja górnicza zmieniająca strukturę górotworu, przyczynia się do zmiany warunków hydrogeologicznych, co za tym idzie do intensyfikacji erozji i sedymentacji, oraz do zanieczyszczenia środowiska powodując większą agresywność chemiczną wody i powietrza, a także zmiany klimatyczne. W wyniku działalności górniczej gleby ulegają przesuszeniu, zabagnieniu, zasoleniu i skażeniu, a wprowadzane duże ilości zanieczyszczeń pochodzących ze spalania węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego zagrażają atmosferze.

Eksploatacja górnicza węgla kamiennego polega na drażeniu korytarzy, co narusza pierwotną równowagę górotworu. W miejscach pustych wyrobisk dochodzi do zwiększenia naprężeń wynikających z ciężaru warstw leżących powyżej otworu. Jeśli wytrzymałość skały na ścisnienie zostanie przekroczona to następuje proces jej gwałtownego niszczenia i kruszenia. Rozładowanie takiej nagromadzonej energii sprężystej nazywa się tąpnięciem. Tąpnięcia występują w Polsce od ponad wieku w kopalniach węgla kamiennego oraz od pięćdziesięciu lat w kopalniach rud miedzi. Największe deformacje terenu powstają przy intensywnej eksploatacji górniczej. Przyczyną powstania rozległych zapadlisk powierzchniowych są wyrobiska podziemne związane z ubytkiem mas w podłożu. Czynności zapobiegawcze w postaci podsadzki lub kształtowania frontów

eksploatacyjnych tylko częściowo redukują niekorzystne skutki dla budowli i urządzeń powierzchniowych.

Kolejnym problemem są trzęsienia ziemi, aczkolwiek w Polsce ostatnie miały miejsce około 150- 200 mln lat temu, ponieważ leży ona poza obszarami sejsmicznymi. W budowie geologicznej dominują paleozoiczne i mezozoiczne skały osadowe, które zalegają na sztywnym podłożu platformy wschodnioeuropejskiej [11].

Procesy wydobywania węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych typu *shale* i *tight gas* poprzedzają prace poszukiwawcze, podczas których za pomocą fal akustycznych rozpoznawana jest budowa geologiczna i typowane są potencjalne miejsca jego występowania. Fale akustyczne generowane przez urządzenia zainstalowane w pojazdach ciężarowych tzw. wibratorach mają za zadanie przenikać przez warstwy skalne. Przebieg fali rejestrują geofony. Jeżeli wynik tych badań okaże się pozytywny, w pierwszej kolejności wykonywany jest odwiert próbny, umożliwiający dokładne zbadanie rdzenia wiertniczego. Następnie podejmowana jest decyzja o ewentualnym dalszym rozwiercaniu złoża i rozpoczęciu prac związanych z wydobyciem gazu. Celem wykonania otworu przygotowana jest powierzchnia od 2–4 ha na budowę wiertni wraz z infrastrukturą towarzyszącą. Po niwelacji terenu, zebrana warstwa humusu jest deponowana w formie wałów dokoła placu. Wymagane jest czasowe wyłączenie użytkowanego gruntu z produkcji rolniczej lub zmiana sposobu jego użytkowania. Istnieje przy tym potencjalna możliwość zanieczyszczenia gleby i ziemi paliwami, olejami, czy substancjami chemicznymi służącymi do przygotowania cieczy technologicznych (np. płuczki wiertniczej). Dlatego też w ramach prac przygotowawczych, jeszcze przed rozpoczęciem działalności, teren wiertni jest uszczelniany za pomocą geomembrany (np. folia PEHD – ang. *polyethylene high density*). Na folii układane są płyty betonowe, kompozytowe bądź asfaltowe. Pod urządzeniem wiertniczym wydzielona jest tzw. strefa brudna, odizolowana od pozostałej części placu systemem drenarskim, za pomocą którego woda opadowa zostanie odprowadzona do szczelnego zbiornika. Mieszaniny chemiczne, zbiorniki na paliwa, oleje i smary są magazynowane w szczelnych opakowaniach i kontenerach na utwardzonym podłożu w miejscach odizolowanych od wpływu warunków atmosferycznych. W przypadku ewentualnego wystąpienia zanieczyszczenia produktami ropopochodnymi do ich neutralizacji są stosowane materiały sorpcyjne (np. diatomit). Wokół wiertni wykonywany jest także rów opaskowy, który służy do zbierania wód opadowych. Powyższe rozwiązania stanowią dodatkowe zabezpieczenie gruntu oraz wód gruntowych przed migracją zanieczyszczeń [12].



Rysunek 3. Przykładowy widok wiertni shale gas

Źródło: PAP

Celem wykluczenia zanieczyszczenia wód podziemnych, do otworu zapuszcza się kolumny rur okładzinowych po czym się je cementuje. Następnie ustawiane są urządzenia wiertnicze, pomieszczenia biurowe i urządzenia pomocnicze. Przykładowy wygląd placu wiertniczego przedstawiono na Rysunku 3.

Aby przyszła wiertnia mogła funkcjonować, konieczne jest doprowadzenie elektryczności oraz dróg dojazdowych. Najlepiej, aby teren był usytuowany blisko źródła wody, która jest niezbędna w procesach wiercenia. Po zmontowaniu wieży wiertniczej następuje etap wiercenia pionowego. Wiercenie pionowe odbywa się przy wykorzystaniu płuczek wiertniczych, mających za zadanie utrzymać stabilność otworu, chronić przewiercane warstwy przed nadmierną filtracją oraz odprowadzić zwierciny na powierzchnię. Dodatkowym zadaniem płuczek jest ograniczenie tarcia przewodu wiertniczego, wyrównanie ciśnień oraz zmniejszanie temperatury świdra, by zapobiec jego przegrzaniu. Kilkakrotnie, podczas całego procesu wiercenia pionowego, przewód wiertniczy ze świdrem jest wyjmowany, a do otworu wprowadza się stalowe rury, by ustabilizować jego ściany [13]. Rury tworzą również izolację przewiercanych warstw skalnych oraz warstw wodonośnych, aby w przyszłości gaz wydobywany odwiertem nie zanieczyścił wód podziemnych. Izolacja musi być więc trwała i mocna. Dlatego przestrzeń między metalowymi rurami a skałą wypełnia się zaczynem cementowym, który jest wtłaczany pod wysokim ciśnieniem. Wiercenie pionowego odcinka otworu

może sięgać głębokości do 5000 m dla otworów typu *shale gas* oraz głębokości do ok. 2500 m dla otworów typu *tight gas*, w zależności od głębokości zalegania formacji złożowych. W przypadku złóż niekonwencjonalnych często zachodzi konieczność wykonania również poziomej części odcinka otworu. Jego długość może wynosić nawet 2000 m. W odcinku poziomym również umieszcza się rury i wykonuje cementowanie. Zaletą wiercenia horyzontalnego jest przede wszystkim możliwość udostępnienia większej powierzchni złoża oraz prowadzenia otworu w różnych kierunkach, co pozwala udostępniać najbardziej perspektywne części złoża. Dzięki czemu znacznie zmniejsza się powierzchnię terenu przeznaczoną na infrastrukturę wiertniczą. Z jednej lokalizacji wiertni można również wykonać wiele otworów z sekcją poziomą lub tak zwanych otworów kierunkowych (odchylonych od pionu).

Po etapie wiercenia urządzenie wiertnicze wraz z całym zapleczem jest demontowane i usuwane. Na teren wiertni zostaje sprowadzony sprzęt niezbędny do wykonania operacji udostępniania złoża. Pierwszym etapem jest wykonanie perforacji zapuszczonych i zacementowanych rur okładzinowych, w miejscach gwarantujących najlepszy przyływ węglowodorów. Operacje perforacji wykonuje się z wykorzystaniem ładunków kumulacyjnych, które powodują przebicie rur i płaszcza cementowego, umożliwiając kontakt odwiertu ze złożem. Następnie, jako kolejny etap udostępnienia niekonwencjonalnych formacji złożowych, wykonuje się hydrauliczne szczelinowania. W tym celu wykorzystuje się różne urządzenia zabiegowe. Są to przede wszystkim agregaty pompowe o mocy od 1,6–2,0 MW, silosy na piasek (proppant) i urządzenia wspomagające. Dodatkowo zostaje także wykonany zbiornik na wodę wykorzystywaną do przygotowania płynu szczelinującego.

Celem zabiegu hydraulicznego szczelinowania jest zwiększenie powierzchni kontaktu otworu ze złożem. Ma ono na celu intensyfikację przepływu gazu do odwiertu. Szczelinowanie hydrauliczne jest procesem znanym i stosowanym od wielu lat. Pierwsze zabiegi przeprowadzono w latach 40. ubiegłego wieku. Od tego czasu technologia jest stale udoskonalana i stosowana z powodzeniem na całym świecie. Dotychczas na świecie przeprowadzono ponad 2 000 000 zabiegów szczelinowania [13, 14].

Proces szczelinowania hydraulicznego polega na pompowaniu do odwiertu tzw. płynu szczelinującego składającego się w 99,56% z wody z piaskiem. Dodatkowo, w zależności od warunków złożowych i otworowych, do płynu dodawane są małe ilości substancji zwiększających efektywność szczelinowania. To składniki chemiczne powszechnie znane i używane w każdym gospodarstwie domowym. Przykładowy skład i właściwości substancji płynu używanego do szczelinowania hydraulicznego na złożu Marcellus Shale przedstawiono na Tablicy 1 [15, 16 I6, I7].

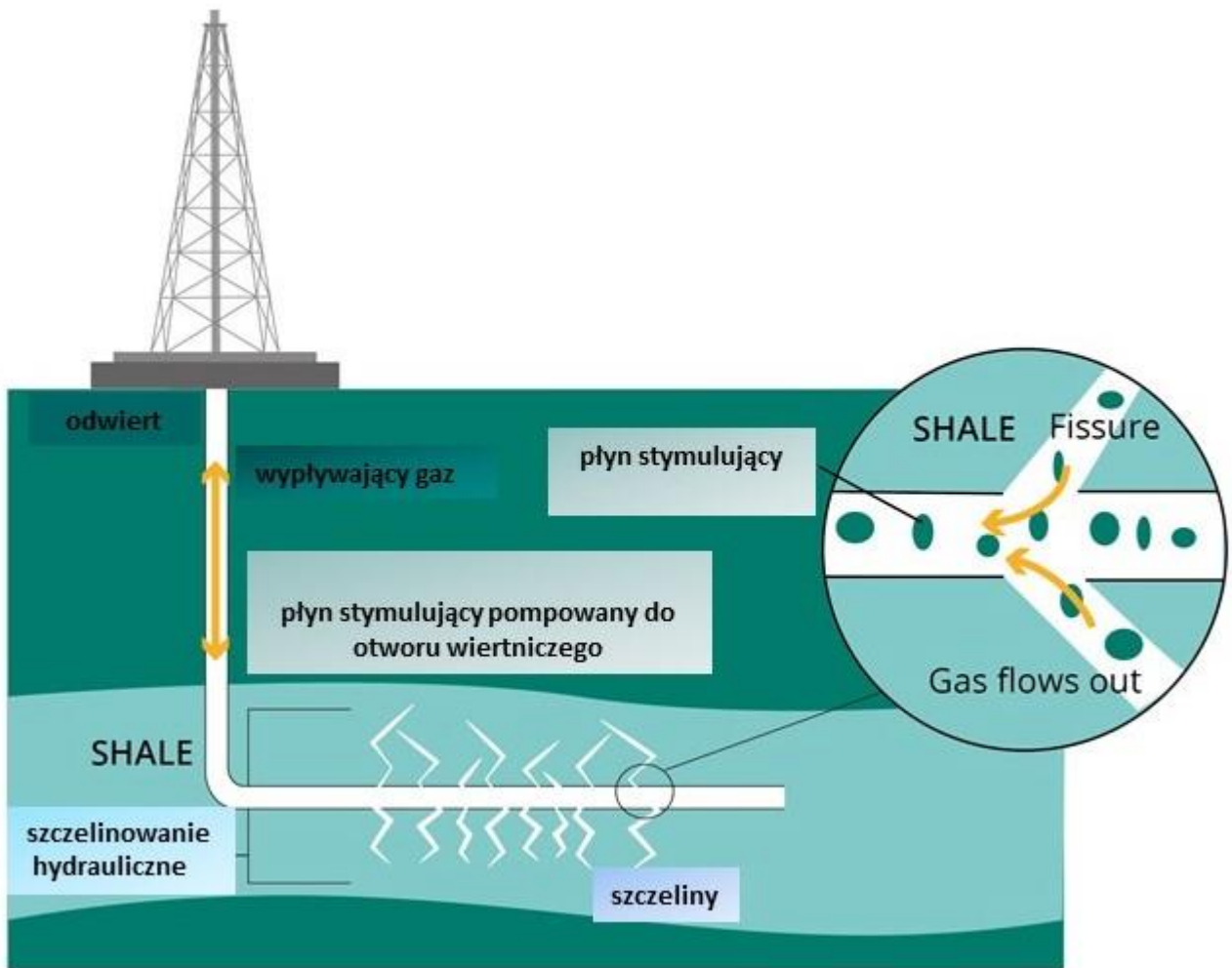
W przypadku udostępniania struktur typu *shale* i *tight gas* w odwiertach poziomych wykonuje się około 10–12 zabiegów hydraulicznego szczelinowania, co wymaga zużycia około 20 000 m³ płynu szczelinującego i 2000 Mg materiału podsadzkowego [18]. Czas trwania pojedynczego zabiegu wynosi od 3 do 4 godzin.

Tablica 1. Podstawowe właściwości i skład substancji wykorzystywanych do przygotowania płynu stymulującego na złożu Marcellus Shale w USA [15, 16 I6, I7]

Rodzaj dodatku	Udział objętościowy	Główny składnik chemiczny	Właściwości/funkcja
Woda	90,6%	woda	podstawowe medium do przygotowania płynu
Piasek (proppant)	8,96%	piasek kwarcowy, krzemionka	zapobiega zamykaniu się szczelin i pozwala na przepływ gazu
Kwas	0,11%	kwas solny	rozpuszcza minerały, inicjuje pękanie skał
Reduktor tarcia	0,08%	poliacrylamid	minimalizuje tarcie między płynami, a rurami
Środek powierzchniowy czynny	0,08%	alkohol izopropylowy	poprawia oczyszczanie złoża po szczelinowaniu
Żel	0,05%	guma guar	zwiększa lepkość
Inhibitor osadów nieorganicznych	0,04%	glikol etylenowy	zapobiega osadzaniu się kamienia w rurach
Regulator pH	0,008%	węglan sodu/ potasu	wspomaga efektywność pozostałych składników
Breaker	0,008%	nadsiarczan amonu	umożliwia opóźniony rozpad łańcuchów polimerowych żelu
Cross linker	0,008%	sole boranowe	utrzymuje lepkość płynu w miarę wzrostu temperatury
Regulator żelaza	0,004%	kwas cytrynowy	zapobiega wytrącaniu się metali

Inhibitor korozji	0,001%	n - dimetyloformamid	zapobiega korozji rur
Biocyd	0,001%	aldehyd glutarowy	wsuwa bakterie powodujące degradację polimeru

Składniki chemiczne wykorzystywane w płynie stymulującym (szczelinującym) mają za zadanie zapobiegać korozji, zabezpieczyć transport podsadzki (środki żelujące), przeciwdziałać zmianom lepkości cieczy, zmniejszać tarcie. Działają biobójczo, antykorozyjnie, zapobiegają wytrącaniu się osadu w rurach oraz regulują odczyn pH. Każdorazowo dobór dodatków jest modyfikowany, a ostateczny skład płynu zależy od właściwości danego złoża. Wpompowany do odwiertu płyn pod wysokim ciśnieniem powoduje generowanie szczelin i ich propagację w głąb złoża. Wypełnienie szczelin podsadzką zapobiega ich zamykaniu po zakończeniu operacji szczelinowania. Dzięki wytworzeniu szczelin znacznie zwiększa się powierzchnia kontaktu odwiertu ze złożem a dodatkowo szczeliny tworzą doskonałe warunki do transportu gazu ze złoża do odwiertu i dalej rurami na powierzchnię [I6]. Celem szczelinowania jest znaczne zwiększenie ilości wydobywanego gazu. Proces ten został przedstawiony na Rysunku 4. Po zakończeniu procesu szczelinowania, płyn pozabiegowy wypływa na powierzchnię i wykonuje się tak zwane czyszczenie otworu. Aby przyspieszyć ten etap, stosuje się pompy wspomagające powrót płynu po szczelinowaniu na powierzchnię.



Rysunek 4. Poglądowy schemat procesu szczelinowania hydraulicznego w otworze poziomym

Opracowano na podstawie: European Environment Agency, Shale gas extraction through hydraulic fracturing, <https://www.eea.europa.eu/media/infographics/shale-gas-extraction-through-hydraulic-fracturing/view> [dostęp: 21.06.2022].

Po odbiorze cieczy pozabiegowej na wykonanych odwiertach prowadzone są testy wydajności eksploatacyjnej odwiertu. Maksymalny czas trwania testów wynosi do 120 dni. Następnie wykonuje się próbną eksploatację, która zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy, prowadzenia ruchu oraz specjalistycznego zabezpieczenia przeciwpożarowego w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi [P4] może trwać od kilku miesięcy do 2 lat.

Za literaturą amerykańską przyjęto, że etap eksploatacji gazu z łupków trwa około 30 lat [17] po czym odwiert zostaje zlikwidowany poprzez zacementowanie i odcięty na głębokości kilkunastu

metrów pod ziemią. Po przeprowadzeniu rekultywacji terenu nie pozostają widoczne ślady uprzedniej działalności wydobywczej. Jest to tymczasowa ingerencja w krajobraz, która trwa kilka tygodni. Po zakończeniu szczelinowania hydraulicznego i oczyszczeniu odwiertu na placu zostaje jedynie głowica eksploatacyjna i urządzenia związane z wydobyciem gazu z odwiertu i przesyłem do sieci gazociągowej. Likwidowane są zbiorniki na wodę, zdejmowane są betonowe płyty.

Istotą kwestią jest gospodarowanie zasobami złóż ze szczególną dbałością o środowisko. Zagrożenia płynące z prac poszukiwawczych oraz eksploatacyjnych surowców energetycznych nie powinny być bodźcem do zaprzestania ich wydobycia, a do opracowania racjonalnego i rzetelnego systemu rozwiązań środowiskowych [18].

1.2. Uwarunkowania prawne poszukiwania i eksploatacji

Prawo Unii Europejskiej nie zawiera szczególnych przepisów dotyczących poszukiwania i eksploatacji gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych. Zastosowanie mają więc ogólne akty prawne odnoszące się do zasad udzielania koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węglowodorów tj. Dyrektywa 94/22/EWG Parlamentu Europejskiego i Rady z 30 maja 1994 roku o zasadach udzielania koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobycie węglowodorów [P5]. Najszerzej zagadnienia środowiskowe związane z węglowodorami niekonwencjonalnymi poruszają: Zalecenie Komisji Europejskiej z dnia 22 stycznia 2014 r. w sprawie podstawowych zasad rozpoznawania i wydobywania węglowodorów z zastosowaniem intensywnego szczelinowania hydraulicznego [P6] oraz Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/52/UE z dnia 16 kwietnia 2014 r. zmieniająca Dyrektywę 2011/92/UE w sprawie oceny wpływu wywieranego przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko [P7]. Stosowane są również zapisy: Dyrektywy 2006/21/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 15 marca 2006 r. w sprawie gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego oraz zmieniająca dyrektywę 2004/35/WE [P8], Dyrektywy 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2000 r. ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej [P9], Dyrektywy 2006/118/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 12 grudnia 2006 r. w sprawie ochrony wód podziemnych przed zanieczyszczeniem i pogorszeniem ich stanu [P10], Dyrektywy Rady 92/43/EWG z dnia 21 maja 1992 r. w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory [P11], Rozporządzenia (WE) nr 1907/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 grudnia 2006 r. w sprawie rejestracji, oceny, udzielania zezwoleń i stosowanych ograniczeń w zakresie chemikaliów (REACH) i utworzenia Europejskiej Agencji Chemikaliów [P12] oraz Dyrektywa

2004/35/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 kwietnia 2004 r. w sprawie odpowiedzialności za środowisko w odniesieniu do zapobiegania i zaradzania szkodom wyrządzonym środowisku naturalnemu [P13].

W Polsce ogólne zasady i warunki działalności w zakresie prac geologicznych i wydobywania kopalin ze złóż określają przepisy ustawy Prawo geologiczne i górnicze [P14]. Obszar ochrony środowiska reguluje natomiast ustawa Prawo Ochrony Środowiska z dnia 27 kwietnia 2001 roku [P15], ustawa prawo wodne [P16], ustawa o ocenie oddziaływania na środowisko [P17], ustawa o odpadach [P18], ustawa o odpadach wydobywczych [P19] oraz ustawa o zapobieganiu szkodom w środowisku [P20]. Użycie substancji chemicznych do procesów szczelinowania hydraulicznego uregulowane jest przepisami ustawy z dnia 25 lutego 2011 roku o substancjach chemicznych i ich mieszaninach [P21] oraz ustawy z dnia 19 sierpnia 2011 roku o przewozie towarów niebezpiecznych [P22].

Polski przedsiębiorca jest zobowiązany do uzyskania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż oraz na wydobywanie węglowodorów. Następnie występuje o wydanie decyzji inwestycyjnej. Przeważająca większość prac jest objęta obowiązkiem uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach [I9]. W przypadku działalności związanej z gazem z łupków może być wymagana ocena oddziaływania na środowisko, jeśli istnieje ryzyko poważnego naruszenia środowiska. W związku ze znacznym zużyciem wody niezbędne jest uzyskanie pozwolenia wodnoprawnego. Stosowanie zabiegów szczelinowania hydraulicznego nie jest uregulowane w prawie polskim i nie wymaga odrębnych zezwoleń. Woda, która ostatecznie powraca na powierzchnię musi być albo oczyszczona w celu ponownego zastosowania przy szczelinowaniu hydraulicznym, albo poddana oczyszczeniu i zutylizowana.

Większość obowiązków związanych z zastosowaniem substancji chemicznych jest zawartych w Rozporządzeniu w sprawie rejestracji, oceny, udzielania zezwoleń i stosowanych ograniczeń w zakresie chemikaliów (REACH), utworzenia Europejskiej Agencji Chemikaliów [P12], które wymaga od użytkownika określenia oraz stosowania odpowiednich środków w celu właściwej kontroli ryzyka zidentyfikowanego w dostarczonych mu przez dystrybutorów kartach charakterystyki substancji oraz stosowania się do instrukcji w nich zawartych oraz do scenariusza narażenia. Ponadto, użytkownik danej substancji zobowiązany jest do sporządzenia raportu bezpieczeństwa chemicznego dla każdego zastosowania niespełniającego warunków opisanych w scenariuszu narażenia lub dla każdego zastosowania, które jest odradzane przez dystrybutora.

Przed rozpoczęciem prac górniczych przedkłada się do zatwierdzenia właściwemu organowi administracyjnemu program gospodarki odpadami wydobywczymi oraz uzyskuje zezwolenie na

wytwarzanie odpadów. Aby zapobiec nielegalnej eksploatacji złóż, istnieje obowiązek zgłaszania ilości wydobytej kopaliny.

2. OCENA ŚRODOWISKOWA PROCESÓW POSZUKIWANIA I EKSPLOATACJI WĘGLOWODORÓW ZE ZŁÓŻ NIEKONWENCJONALNYCH TYPU *SHALE GAS I TIGHT GAS*

2.1. Uwarunkowania środowiskowe procesów poszukiwania i eksploatacji

Do najczęściej wymienianych zagrożeń środowiskowych mogących wystąpić podczas poszukiwania i eksploatacji gazu z łupków należą [18, 19, 20, I10, I11]:

1. emisje hałasu;
2. emisje zanieczyszczeń atmosferycznych powstałych w wyniku spalania paliw;
3. zmiana rzeźby terenu, degradacja gleb i dróg dojazdowych;
4. zachwianie równowagi hydrogeologicznej poprzez znaczny pobór wód;
5. zanieczyszczenie wód powierzchniowych oraz podziemnych w wyniku awaryjnego odprowadzania ścieków, przenikanie zanieczyszczeń ze zbiorników odpadów;
6. lokalne zanieczyszczenie powierzchni ziemi i gruntów paliwami, środkami myjącymi oraz materiałami służącymi do sporządzania płuczek wiertniczych;
7. powstawanie odpadów;
8. sejsmiczność indukowana, promieniotwórczość

Hałas jest niewątpliwie jedną z największych uciążliwości dla najbliższego otoczenia wiertni. Jednak ten generowany z urządzeń wiertniczych jest tylko niewiele większy od powodowanego przez ruch uliczny w dużym mieście. Za generowanie hałasu odpowiedzialne są najczęściej:

- sprzęt i maszyny budowlane podczas montażu wiertni i rekultywacji terenu (dźwigi, koparki, spychacze);
- obiekty stacjonarne i urządzenia technologiczne: wyciąg wiertniczy, pompy, kompresory, agregaty prądotwórcze, sita wibracyjne, stół wiertniczy, pompy tłokowe, pompy płuczkowe, system oczyszczania płuczki, wentylatory, generatory, sprężarki powietrza;
- transport – pojazdy ciężarowe (do przewozu surowców, materiałów i odpadów) i osobowe.

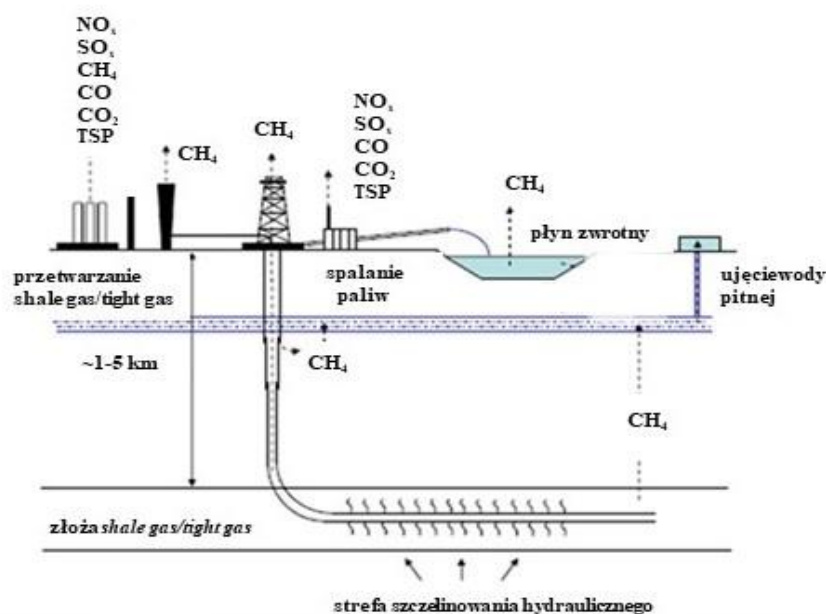
Wzmógłony hałas trwa zwykle około 2 miesięcy podczas pracy pojazdów ciężarowych oraz do 2 tygodni podczas udostępniania złoża kiedy pracują urządzenia wiertnicze. Zaobserwowano czasowy, podwyższony poziom hałasu podczas szczelinowania do 76 dB, aczkolwiek uległ on

wytlumieniu przy zabudowaniach osiągając 53 dB. W celu ograniczenia wpływu emisji hałasu na klimat akustyczny realizacja prac powinna zostać ograniczona do pory dziennej, gdzie dopuszczalny poziom hałasu wynosi 55 dB. W przypadku przekroczenia standardów emisji hałasu można stosować dodatkowe zabezpieczenia w postaci blatów dźwiękochłonnych [I12].

W celu ograniczenia negatywnego oddziaływania hałasu na środowisko najlepiej jest lokalizować wiertnię możliwie najdalej od zabudowań mieszkalnych (co nie zawsze jednak jest możliwe) oraz otoczyć teren wiertni wałem ziemnym (ze zdjętej warstwy humusu) o wysokości do 2,5 m. Kontenery zaplecza technicznego i socjalnego można wykorzystać jako ekrany akustyczne. Dodatkowe oszalowanie szybu wiertniczego specjalnymi blatami ochronnymi tłumi hałas o około 25 dB. Ruch pojazdów powinien odbywać się w ciągu dnia do godziny 22:00.

Głównymi **źródłami emisji** CO, CO₂, NO_x, SO₂, CH₄ oraz pyłów do powietrza podczas poszukiwania i wydobywania są przede wszystkim przedstawione na Rysunku 5:

- urządzenia wiertnicze i pompy płuczkowe o napędzie spalinowym;
- agregaty prądotwórcze zasilane olejem napędowym;
- kotłownie centralnego ogrzewania spalające olej opałowy;
- transport samochodowy zasilany benzyną lub olejem napędowym.



Rysunek 5. Potencjalne źródła emisji zanieczyszczeń podczas poszukiwania i eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych

Opracowano na podstawie: „Wpływ wydobywania gazu łupkowego i ropy łupkowej na środowisko naturalne i zdrowie ludzi” [113].

Spalanie paliw przez pojazdy służące do przygotowania etapu badań sejsmicznych, pojazdy transportujące elementy konstrukcyjne wiertni oraz pojazdy i maszyny robocze wykorzystywane do budowy i montażu wiertni oraz samochody dowożące wodę wiąże się ze znacznym oddziaływaniem na stan powietrza. Emisje te mają charakter krótkotrwały, okresowy oraz lokalny, ale jednocześnie całkowicie odwracalny, ponieważ zanikają po zaprzestaniu działalności. Mogą być traktowane jako nieswoiste zagrożenie środowiska.

Aby ograniczyć emisje do powietrza korzystniej jest zastępować urządzenia napędzane silnikami spalinowymi, silnikami elektrycznymi. Jeżeli jednak jest to niemożliwe, to należy używać wysokiej jakości paliw i prowadzić racjonalną gospodarkę paliwami. Kotłownie węglowe można zastępować wytwornicami pary lub kotłowniami kontenerowymi opalanymi olejem. Obligatoryjna jest okresowa kontrola sprawności kotłów oraz przeglądy i konserwacje [114].

Najbardziej zauważalnym wizualnie problemem środowiskowym związanym z wydobywaniem węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych jest **zmiana rzeźby terenu** w miejscu budowy wiertni. Ingerencja jest jednak stosunkowo krótkotrwała i po zakończeniu prac z reguły nie pozostawia znaczącego śladu w krajobrazie. W niektórych przypadkach potrzebne jest tymczasowe wyłączenie

gruntów powierzchni około 2 ha z produkcji rolnej. Po likwidacji urządzenia wiertniczego wykonuje się badania **środowiska gruntowo-wodnego** w celu oceny ewentualnego **zanieczyszczenia środowiska**. Otrzymane wyniki wykorzystane są przy opracowaniu projektu prac rekultywacyjnych. Prace prowadzi się zgodnie z zapisami ustawy o ochronie gruntów rolnych i leśnych z dnia 3 lutego 1995 roku [P23]. Rekultywacja terenu wiertni pozwala na pozostawienie go w stanie, w jakim znajdował się przed rozpoczęciem wydobycia. Prace polegają przede wszystkim na niwelacji terenu i uregulowaniu stosunków wodnych oraz rozplantowaniu humusu zgromadzonego w postaci wałów okalających teren wiertni. Odwierty wiertnicze są wypełniane zaczynem cementowym, a rury odcinane poniżej poziomu gruntu. Ewentualny gruz jest usuwany, a teren nawożony lub dodatkowo wapnowany. Praktykowany jest ponadto zasiew rośliny poplonowej (lucerny, seradeli, nostryka lub łubinu lub mieszanek tych roślin z trawami).

Z wydobyciem gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych wiąże się także proces szczelinowania hydraulicznego, co może oddziaływać na stosunki wodne **poprzez zwiększony pobór wody** na potrzeby technologiczne z istniejących ujęć wodnych oraz potencjalne wycieki olejów, paliw bądź płynów technologicznych na izolowanym od podłoża placu wiertni. W trakcie szczelinowania do pojedynczego otworu zatłacza się do 20 000 m³ wody. Po każdym szczelinowaniu na powierzchnię wraca 20–50% zatłoczonego płynu, który jest wykorzystywany do kolejnych zabiegów [21, I15]. Płyn może być wykorzystywany na miejscu lub transportowany do innych lokalizacji. Ogranicza to wykorzystanie wody [22, 23, 24].

W Polsce szczelinowanie nie może **zanieczyścić wód podziemnych**, ponieważ wykonuje się je na głębokościach około 3 000 m tysięcy metrów, podczas gdy wody użytkowe podziemne znajdują się na głębokości 100–200 m. Analizy przeprowadzone dla obszaru potencjalnej produkcji gazu typu *shale* wskazują, że pobór wody do procesu szczelinowania nie wpływa na stan zasobów wód podziemnych i nie powoduje obniżenia zwierciadła wód podziemnych oraz stanu chemicznego wód [I16]. Niemniej jednak polskie zasoby wodne należą do jednych z najmniejszych w Europie, bowiem ilość wody na jednego mieszkańca wynosi około 1600–1000 m³ na rok [25]. Należy zauważyć, że ciągły rozwój technologii szczelinowania hydraulicznego zmierza do zmniejszenia zapotrzebowania na wodę nie tracąc na efektywności wydobycia gazu.

W wyniku badań ekotoksykologicznych stwierdzono, że stanowiąca główną masę **wytwarzanych odpadów** zużyta płuczka oraz **odpady wiertnicze** w przypadku niewłaściwego zagospodarowania mogą stanowić zagrożenie dla organizmów żywych po przedostaniu się w sposób niekontrolowany do środowiska [26, 27]. Mogą one zawierać ładunki chemiczne środków użytych do szczelinowania, siarkę, azot, rtęć, kadm, cynk, ołów, miedź, arsen, nikiel, chrom, kobalt, wanad i

dlatego należy ściśle przestrzegać zarówno przepisów prawnych, jak i procedur dotyczących procesów transportu, odzysku i unieszkodliwiania. Płyny te są kontrolowane tak, aby uniemożliwić wyciek do środowiska, co za tym idzie, nie ma praktycznie możliwości, aby prace związane ze szczelinowaniem wpływały na jakość wód powierzchniowych. Rekomenduje się natomiast ciągle obserwacje oraz jak najdłuższe wykorzystanie płynu zwrotnego ze szczelinowania w kolejnych procesach technologicznych przez stosowanie zabiegów uzdatniających i regenerujących.

W Tabelicy 2 przedstawiono rodzaje odpadów powstających podczas procesów poszukiwania i wydobywania węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych zgodnie z nomenklaturą Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 2 stycznia 2020 w sprawie katalogu odpadów [P24]. Odpady typowe dla procesów poszukiwania i wydobywania oznaczono kolorem czerwonym. Pozostałe odpady pochodzą z działalności administracyjno-biurowej oraz bytowania człowieka (odpady komunalne).

Tabelica 2. Rodzaje odpadów powstających podczas procesów poszukiwania i wydobywania węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych

Kod odpadu	Rodzaj odpadu
01 05 05* 01 05 06*	płuczki i odpady wiertnicze zawierające ropę naftową, substancje niebezpieczne
01 05 07 01 05 08	płuczki wiertnicze zawierające baryt, chlorki i odpady inne niż wymienione w 01 05 05 i 01 05 06
01 05 99	inne nie wymienione odpady
06 04 04*	odpady zawierające rtęć
07 01 04*	inne rozpuszczalniki organiczne, roztwory z przemysłu i ciecze macierzyste
07 02 13	odpady z tworzyw sztucznych
13 01 05* 13 01 10*	emulsje olejowe, mineralne oleje hydrauliczne nie zawierające związków chlorowcoorganicznych
13 02 05 * 13 02 06* 13 05 07*	mineralne i syntetyczne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe niezawierające związków chlorowcoorganicznych, zaolejona woda z odwadniania olejów w separatorach
15 01 01 15 01 02 15 01 03 15 01 06	odpady opakowaniowe
15 01 10*	opakowania zawierające pozostałości substancji niebezpiecznych lub nimi zanieczyszczone
15 02 02*	sorbenty, materiały filtracyjne, tkaniny do wycierania i ubrania ochronne zanieczyszczone substancjami niebezpiecznymi

16 01 99	inne nie wymienione odpady
16 01 07 * 16 01 14*	filtry olejowe, płyny zapobiegające zamarzaniu zawierające niebezpieczne substancje
16 03 03*	nieorganiczne odpady zawierające substancje niebezpieczne
17 02 03	tworzywa sztuczne
17 04 05	żelazo i stal

Podczas procesów szczelinowania hydraulicznego, a także wykorzystywania powracającego płynu zwrotnego lub wody powstałej przy produkcji gazu, możemy mieć do czynienia z tak zwaną sejsmicznością indukowaną [28]. **Sejsmiczność indukowana**, zwykle rozumiana jako mikrosejsmiczność, powstała w rezultacie działalności ludzkiej, takiej jak górnictwo, czy budowanie tam wodnych. Powoduje to wzrost ciśnienia w porach skalnych oraz objętości i ciężaru w podziemnych formacjach skalnych, co może spowodować przekroczenie naprężeń krytycznych i nagłe uwolnienie energii, skutkujące pęknięciami i jednoczesną generacją fali sejsmicznej. Obecnie dostępnych jest wiele krótkoterminowych danych na temat skali sejsmiczności indukowanej wywoływanej przez szczelinowania hydrauliczne pod wysokim ciśnieniem, prowadzonej dla odwiertów w warunkach geotermalnych oraz dla niekonwencjonalnej produkcji węglowodorów. Jednakże z raportu Instytutu Geofizyki Państwowej Akademii Nauk wynika, że rejestrowane podczas procesów szczelinowania hydraulicznego drgania nie przekraczają dopuszczalnych wartości według polskiej normy PN-85/B-02170, a większość z nich jest zbyt niska, aby mogła być odczuwalna na powierzchni. Prewencyjnie zaleca się jednak prowadzenie monitoringu sejsmicznego [27,29].

Naturalnym efektem rozpadu uranu znajdującego się w czwartorzędowych utworach skalnych jest radioaktywny radon. Zazwyczaj radon występuje w wydobywanym gazie ziemnym, w bezpośrednim sąsiedztwie otworu oraz w wodzie po szczelinowaniu hydraulicznym. Z „Raportu końcowego z realizacji badań na poligonie badawczym nr 5 ZAWADA” [30] wynika, że zawartość radonu w badanych próbkach powietrza gruntowego wynosiła od 0,4 kBq/m³ do 33,7 kBq/m³, co odpowiada wartości niskiego lub średniego potencjału radonowego. Z kolei „Badania aspektów środowiskowych procesu szczelinowania hydraulicznego wykonanego w otworze Łebień LE-2H” [I8] wskazują na zawartość 10,1 kBq/m³ w promieniu do 100 m od otworu wiertniczego. Średnia wartość pomiarowa wynosiła 8,7 kBq/m³, gdzie wartość minimalna to 1,6 kBq/m³, a maksymalna do 42,4 kBq/m³. Można zatem stwierdzić, że procesy szczelinowania nie wpływają na zawartość

radonu (^{222}Rn) w powietrzu gruntowym, nie obserwuje się także podwyższenia stężeń radonu w rejonach wierceń, co mogłyby świadczyć o jego migracji wzdłuż odwiertu do powierzchni terenu.

W wyniku procesów wiercenia oraz kontaktu płuczki ze skałą obserwuje się podwyższone zawartości toru i potasu. Badania odpadów wydobywczych pod kątem **promieniotwórczości** wykazały podwyższoną koncentrację izotopów promieniotwórczych ^{40}K i ^{226}Rn . Ich aktywność w odpadzie wiertniczym jest konsekwencją wypłukiwania skał i prowadzenia prac wiertniczych [30,I8].

W przypadku ryzyka związanego z promieniowaniem jonizującym od źródeł naturalnych mają zastosowanie zapisy Dyrektywy 1996/29/Euratom z dnia 13 maja 1996 r. [25], która ustanawia podstawowe normy bezpieczeństwa w ochronie zdrowia pracowników i ogółu społeczeństwa przed zagrożeniami wynikającymi z promieniowania jonizującego.

Poszukiwanie i wydobywanie gazu ze złóż niekonwencjonalnych typu *shale* i *tight gas* było i jest przedmiotem licznych badań i analiz naukowych. Raport przygotowany przez Państwowy Instytut Geologiczny na zlecenie Ministra Środowiska w 2011 roku potwierdza, że przebadane komponenty środowiska są bezpieczne o ile procesy poszukiwania i wydobywania są prowadzone zgodnie z najlepszymi dostępnymi technikami i wymogami prawa [I8]. Objęte badaniami emisje gazowe, hałas, powietrze glebowe, płyn szczelinujący oraz wody powierzchniowe i podziemne nie wykazały istotnych zagrożeń dla środowiska. Szczelinowanie hydrauliczne nie pogorszyło stanu czystości atmosfery, ani nie wpłynęło na jakość wód powierzchniowych i podziemnych [I8] oraz na zmniejszenie zasobów wód podziemnych w rejonie wiertni. Zabieg szczelinowania nie wywołał na powierzchni żadnych drgań lub wstrząsów mogących stwarzać zagrożenie dla budynków, czy infrastruktury [I8]. Wynika z nich, że na przebadanych obszarach nie zaobserwowano zagrożenia dla zdrowia ludzi i zwierząt [I13]. Ważny jest jednak ciągły monitoring poszczególnych komponentów środowiska i reagowanie na sytuacje awaryjne. Dzięki zastosowaniu nowoczesnych technologii oraz analizie ryzyka środowiskowego można skutecznie ten wpływ kontrolować i minimalizować.

2.2. Analiza ryzyka środowiskowego dla procesów poszukiwania i eksploatacji

Ryzyko to pojęcie wieloznaczne i złożone. Może być definiowane jako szansa wydarzenia, które będzie miało negatywny wpływ na realizację zamierzonego celu, bądź możliwość wystąpienia niechcianej sytuacji, której urzeczywistnienie może wpłynąć na obniżenie poziomu sukcesu [31], prawdopodobieństwo zaistnienia niezadowolającego rezultatu, wpływającego na projekt, proces lub produkt. Może być ono badane w różnych kontekstach. **Ryzyko środowiskowe** [32], to zgodnie z definicją, rzeczywiste lub potencjalne zagrożenie identyfikowane jako negatywny wpływ na organizmy żywe i środowisko wynikające z działalności danej organizacji. Bardzo ważne jest przy tym rozróżnienie ogólnego pojęcia zagrożenia – ang. *hazard* (sytuację, która w określonych okolicznościach może prowadzić do powstawiania szkód) oraz pojęcia ryzyka ang. *risk* o charakterze mierzalnym określanym jako iloczyn prawdopodobieństwa zajścia zdarzenia powodującego zagrożenie, ponieważ wytypowanie zagrożeń nie stanowi jeszcze określenia ryzyka.

Ogólny podział ryzyka wyróżnia [33, 34]:

- a. **ryzyko właściwe** – związane ze zjawiskami o charakterze katastroficznym na przykład pożary, powódzie;
- b. **ryzyko subiektywne** – związane z subiektywną oceną człowieka, który określa prawdopodobieństwo wystąpienia pewnych zjawisk w przyszłości;
- c. **ryzyko obiektywne** – związane z niemożliwością przewidzenia rozwoju niektórych zjawisk.

Całkowite ryzyko dzieli się natomiast na [35]:

- a. **ryzyko systematyczne (zewnętrzne)** – determinowane przez siły zewnętrzne i nie podlegające kontroli podmiotu, który jest w jego zasięgu; ryzyko to jest związane z siłami przyrody, a także z warunkami ekonomicznymi danego rynku oraz rynku globalnego na przykład ulewne deszcze, porywiste wiatry.
- b. **ryzyko specyficzne (niesystematyczne, wewnętrzne)** – obejmuje obszar działania danego podmiotu i może być przez ten podmiot kontrolowane; za najważniejsze przyczyny tego ryzyka uznaje się: zarządzanie firmą, konkurencją, dostępność surowców, płynność, bankructwo firmy.

Zgodnie z normą PN-ISO 31000:2012 Zarządzanie ryzykiem – Zasady i wytyczne, użyta definicja ryzyka to wpływ niepewności na cele [I17]. Niepewność (brak informacji związanej ze zrozumieniem lub wiedzą na temat zdarzenia, jego następstw lub prawdopodobieństwa) powoduje pozytywne lub negatywne odchylenie od oczekiwań. Cele mogą natomiast dotyczyć różnych

aspektów (finansowych, zdrowia i bezpieczeństwa, środowiskowych). Ryzyko jest tu określane w odniesieniu do potencjalnych zdarzeń i ich następstw. Wyrażane jest jako kombinacja następstwa zdarzenia związanego z nim prawdopodobieństwa jego wystąpienia. Według normy ISO 31000:2012 prawidłowo wdrożony system zarządzania ryzykiem powinien [I17]: tworzyć i chronić wartość, stanowić integralną część wszystkich procesów organizacyjnych, stanowić element podejmowania decyzji, uwzględniać kwestie niepewności, być realizowany w sposób systematyczny, reagować na zmiany, bazować na najświeższych informacjach i najlepszych technikach, dostosować się do specyfiki organizacji, brać pod uwagę czynniki ludzkie oraz ciągle się doskonalić.

W opracowaniu „Ocena ryzyka dla środowiska (EnRA)” [I18] ryzyko jest ogólnie zdefiniowane jako prawdopodobieństwo, że szkodliwe konsekwencje nastąpią w wyniku danego działania lub stanu.

Analiza ryzyka środowiskowego wywodzi się z analizy wpływu substancji i związków chemicznych produkowanych, stosowanych i uwalnianych do środowiska oraz ich wpływu na człowieka. Zgodnie z definicją EPA [I19] analiza ryzyka, to proces określający prawdopodobieństwo wystąpienia negatywnych skutków w środowisku w wyniku narażenia organizmów żywych na jeden lub więcej działających czynników stresogennych. Rozróżnia się tu analizę ryzyka ekologicznego (czyli ocenę bezpieczeństwa użytkowania środków chemicznych, powstających odpadów niebezpiecznych, emisji do środowiska, wpływu na bioróżnorodność, zmiany krajobrazu, wpływu na zasoby wodne) oraz analizę ryzyka dla zdrowia ludzi jako efekt ich oddziaływania. Ocena ryzyka środowiskowego ma następujące cechy przyczyniające się do skutecznego podejmowania decyzji dotyczących środowiska: może być wykorzystywana do wyrażenia zmian w skutkach środowiskowych, ocenia niepewność, dostarcza podstaw dla porównywań, rankingu oraz ustalania priorytetów ryzyka, bierze pod uwagę cele zarządzania.

W przepisach Unii Europejskiej procedury oceny ryzyka zostały określone w: Dyrektywie Komisji 93/67/EEC z 20 lipca 1993 roku w sprawie zasad oceny ryzyka dla ludzi i środowiska od substancji dopuszczonych do obrotu w związku z Dyrektywą 67/548/EEC [P26], Rozporządzeniu Komisji 1488/94/EEC z 28 czerwca 1994 roku w sprawie zasad oceny ryzyka dla ludzi i środowiska od istniejących substancji w związku z Rozporządzeniem Rady 793/93/EEC [P27], a także w Rozporządzeniu Rady 793/93/EEC z 23 marca 1993 roku w sprawie oceny i kontroli ryzyka od substancji istniejących [P28]. Nie oznacza to jednak, że wytyczne odnoszą się wyłącznie do substancji chemicznych, ponieważ można za ich pomocą analizować ryzyka związane z emisją hałasu, zmiany krajobrazu, czy stosunków wodnych.

W Polsce sposób dokonywania oceny ryzyka dla zdrowia i środowiska reguluje ustawa z dnia 25 lutego 2011 roku o substancjach chemicznych i ich mieszaninach [P21]. Ustawa Prawo Ochrony Środowiska [P15] nie wymaga przeprowadzenia analizy ryzyka, jednakże z lektury ustawy można wywnioskować, że analiza taka powinna stanowić część etapu oceny oddziaływania na środowisko.

Tablica 3 prezentuje zestawienie najczęściej stosowanych światowych instrukcji i przewodników, które mogą służyć jako baza wyjściowa do przeprowadzania oceny ryzyka i zarządzania ryzykiem.

Tablica 3. Zestawienie światowych wytycznych oceny ryzyka środowiskowego

Nazwa dokumentu	Etapy oceny ryzyka środowiskowego
<i>Guidelines for environmental risk assessment and management Green Leaves III</i> Wielka Brytania (2011) [I20]	<p>Podejście do procesu oceny oraz zarządzania ryzykiem to proces dynamiczny polegający na sformułowaniu problemu, ocenie konsekwencji niepewności oraz ich prawdopodobieństwa, scharakteryzowaniu ryzyka i niepewności:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Eliminowanie źródła ryzyka 2. Łagodzenie ryzyka 3. Przenoszenie 4. Badanie możliwości podejścia do ryzyka 5. Akceptacja ryzyka
<i>Generic Ecological Assessment Endpoints (GEAE) for Ecological Risk Assessment</i> Environmental Protection Agency USA (2003) [I21]	<p>Celem dokumentu jest usprawnienie stosowania oceny ryzyka ekologicznego:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Planowanie 2. Formułowanie problemu 3. Analiza i charakterystyka ryzyka (oszacowanie ryzyka dla każdego punktu końcowego)
<i>Technical Guidance Document on Risk Assessment in support of Commission Directive 93/67/EEC on Risk Assessment for new notified substances Commission Regulation (EC) No 1488/94 on Risk Assessment for existing substances Directive 98/8/EC of the European Parliament and of the Council concerning the placing of biocidal products on the market</i> Unia Europejska (2003) [I22]	<p>Ocena ryzyka powinna być przeprowadzana dla środowiska wodnego, lądowego i powietrza w następującej kolejności:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Identyfikacja zagrożenia 2. Dawka (stężenie) – odpowiedź (skutek) 3. Charakterystyka ryzyka 4. Ocena narażenia
<i>Environmental risk assessment (ERA): An approach for assessing and reporting environmental conditions</i> Ministry of Environment, Lands and Parks Kolumbia Brytyjska (2000) [I23]	<ol style="list-style-type: none"> 1. Identyfikacja i charakterystyka presji na środowisko 2. Określenie kierunków zarządzania 3. Charakterystyka tendencji środowiskowych 4. Ocena zagrożenia 5. Opracowanie strategii redukcji ryzyka

<p><i>Guidelines for Ecological Risk Assessment</i> Environmental Protection Agency USA (1998) [I24]</p>	<p>W odniesieniu do dokumentu z 1992 roku, rozszerzono analizę w ramach każdej z faz:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Planowanie oceny ryzyka 2. Formułowanie problemu, określenie stron zainteresowanych, integracja dostępnych informacji 3. Analiza – ocena ryzyka i wielkości zagrożeń, monitorowanie rezultatów 4. Charakterystyka ryzyka, szacowanie i opis ryzyka, monitorowanie rezultatów 5. Zarządzanie ryzykiem i komunikowanie ryzyka
<p><i>Environmental risk assessment: An Australian perspective</i> Australia (1995) [I25]</p>	<p>Ocena ryzyka jest ilustrowana w odniesieniu do studiów przypadku, które obejmują ryzyko związane z chemikaliami i skażonymi terenami, zagrożenie dla ludzi i środowiska naturalnego związane z rozwojem, zmiany klimatu oraz ryzyko związane z podejmowaniem decyzji politycznych:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Zrozumienie kontekstu 2. Identyfikacja ryzyka 3. Analiza ryzyka 4. Priorytetyzacja ryzyka 5. Zarządzanie ryzykiem
<p><i>Framework for Ecological Risk Assessment</i> Environmental Protection Agency USA (1992) [I19]</p>	<p>Proces oceny ryzyka ekologicznego bazuje na charakterystyce efektów i ekspozycji:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Planowanie oceny ryzyka – wytypowanie narażonych organizmów, potencjalnych zagrożeń dla środowiska, miejsca pochodzenia zagrożenia, dróg narażenia oraz skutków ekologicznych 2. Formułowanie problemu – wytypowanie źródeł zagrożenia, stresorów, receptorów oraz dróg narażenia 3. Analiza – ocena ryzyka i wielkości zagrożeń 4. Charakterystyka ryzyka – wynik analizy ryzyka, dostarcza informacji do procesu zarządzania ryzykiem 5. Zarządzanie ryzykiem

Jakościowe szacowanie ryzyka jest oceną opartą na indywidualnych praktykach i doświadczeniu. W metodyce tej korzysta się ze zdefiniowanych już wcześniej zakresów wartości oraz z miar opisowych takich jak: niskie, średnie, wysokie wraz z opracowaniem rankingu zagrożeń. Metoda ta cechuje się dużą elastycznością. W analizie jakościowej ryzyko i potencjalne skutki jego wystąpienia są prezentowane w sposób opisowy. Korzyści z zastosowania metody to między innymi brak konieczności wyceny informacji, ilościowego określenia skutków i częstotliwości wystąpienia zagrożeń, konieczności szacowania kosztów zysków i strat oraz przede wszystkim możliwość zastosowania przy braku konkretnych informacji i danych ilościowych. **Ilościowe szacowanie ryzyka to proces**, w którym najważniejsze jest określenie wartości skutku i prawdopodobieństwa wystąpienia danego ryzyka. Szacowanie i wyniki otrzymane według tej metody są obiektywne i

porównywalne. Mają swój wymiar techniczny i dający się określić wymiar ekonomiczny. Ponieważ ryzyko środowiskowe ma charakter dynamiczny, oceniający ryzyko są zobligowani do jego ciągłego monitorowania i uwzględnienia tego faktu w strategii zarządzania ryzykiem [34, 35].

Wypracowane już w tym zakresie światowe wytyczne (Tablica 3) mogą służyć jako baza wiedzy do realizowania własnej, dedykowanej oceny ryzyka i wypracowania późniejszych modeli zarządzania ryzykiem. Ponieważ każdy z modeli ma swoje mocne i słabe strony, dobrym rozwiązaniem jest wykorzystywanie kombinacji kilku metod.

Kompleksowa analiza ryzyka jest wstępem do zarządzania ryzykiem, a pogłębienie jej o analizę ryzyk środowiskowych gwarantuje bezpieczne funkcjonowanie inwestycji [36, 37].

Duże wyzwanie stanowi eliminacja ryzyka środowiskowego związanego z poszukiwaniem i wydobywaniem węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych, ponieważ gwarantuje bezpieczne funkcjonowanie inwestycji w przyszłości.

Na potrzeby oceny wpływu planowanych prac poszukiwawczych i eksploatacyjnych na środowisko oraz zagrożeń środowiskowych i terenowych jakie mogą wystąpić podczas poszukiwania i eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych typu *shale* i *tight gas* wyszczególniono 3 główne etapy prac i następujące czynności:

Etap 1. poszukiwawczo-rozpoznawczy: prace sejsmiczne, wiercenia otworów rozpoznawczych, szczelinowanie hydrauliczne w pojedynczym otworze, próbna eksploatacja odwiertu, przygotowanie padu do rozpoczęcia przemysłowego wydobywania gazu;

Etap 2. przemysłowego wydobywania gazu: wstępne wydobywanie z odwiertów wykonanych na etapie prac rozpoznawczych i budowa infrastruktury zakładu górniczego;

Etap 3. zakończenia eksploatacji: stopniowe zmniejszanie wydobywania gazu, likwidacja odwiertów, całkowita likwidacja zakładu górniczego, rekultywacja terenu, zdjęcie płyt, rozdeponowanie humusu z wałów okalających wiertnię, zacementowanie odwiertu i odcięcie kilkanaście metrów pod ziemią lub zabezpieczenie otworu głowicą.

Zgodnie z analizą przeprowadzoną w Rozdziale 2.1., na każdym etapie prac mogą wystąpić podstawowe zagrożenia środowiskowe tj. deformacje terenu, odpady wydobywcze, nadmierny hałas i wibracje, emisje do powietrza, zwiększone zużycie wody oraz zagrożenia związane z lokalizacją w terenie tj. w pobliżu stref ochrony przyrody i krajobrazu, zakładów przemysłowych, stanowisk archeologicznych, na terenach podmokłych, powodziowych lub w pobliżu zabudowań.

Zaproponowany sposób przeprowadzania analizy ryzyka zawiera listę kluczowych zagrożeń środowiskowych możliwych do wystąpienia na etapie poszukiwań, eksploatacji oraz zakończenia prac na badanych otworach *shale gas* oznaczonych jako S-1, S-2 i S-3 oraz otworach *tight gas*: T-1,

T-2, T-1, których pojawienie się generuje ryzyko. Na podstawie zgromadzonych danych dla każdego otworu *shale gas* i *tight gas* przeanalizowano prawdopodobieństwo P wystąpienia zdarzenia w przeszłości, gdzie:

$P = 0$, jeśli zdarzenie nie wystąpiło

$P = 1$, jeśli zdarzenie wystąpiło maksymalnie 1 raz w roku

$P = 2$, jeśli zdarzenie wystąpiło więcej niż 1 raz w roku

$P = 3$, jeśli zdarzenie występowało wielokrotnie w ciągu roku

Podana teoretyczna metodyka nie zawsze może być wprost zastosowana, niekiedy bowiem nie ma danych historycznych dotyczących danego procesu. W tym przypadku kwantyfikację prawdopodobieństwa wykonano w oparciu o kilka sposobów, przyjętych według dostępności danych tj. dane dla analogicznych otworów, bazy literaturowe krajowe, bazy literaturowe zagraniczne.

Skutki s określają możliwy wpływ na środowisko, gdzie:

$s = 0$, brak wpływu

$s = 1$, niewielki wpływ na środowisko

$s = 2$, znaczący wpływ na środowisko

$s = 3$, duży wpływ na środowisko

Prawdopodobieństwo i skutki dla poszczególnych otworów/odwiertów *shale* i *tight gas* zostały ocenione na podstawie danych zawartych w bazach: PGNiG SA (PITAKA, PETROFAKT), Centralnej Bazy Danych Geologicznych Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego, Mapy Geoserwis Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska, badań monitoringowych prowadzonych na poszczególnych otworach przed, w trakcie oraz po zakończeniu inwestycji.

Następnie przy pomocy macierzy ryzyka (Tablica 4) określono poziom ryzyka danego zdarzenia. Ryzyko (R) to iloczyn prawdopodobieństwa wystąpienia analizowanego zdarzenia (P) oraz skali jego negatywnych skutków dla środowiska (s):

$$R = P \cdot s \quad (2.1)$$

Tablica 4. Macierz ryzyka

skutek	duży wpływ na środowisko	s=3	0	3 ryzyko średnie	6 ryzyko duże	9 ryzyko duże
	znaczący wpływ na środowisko	s=2	0	2 ryzyko małe	4 ryzyko średnie	6 ryzyko duże
	niewielki wpływ na środowisko	s=1	0	1 ryzyko małe	2 ryzyko małe	3 ryzyko średnie
	brak wpływu na środowisko	s=0	0	0	0	0
			P=0	P=1	P=2	P=3
macierz ryzyka			nie wystąpiło	1 raz w roku	więcej niż 1 raz w roku	wielokrotnie w ciągu roku
prawdopodobieństwo						

Zgodnie z Tablicą 4 zakłada się, że: ryzyko duże $4,5 < R < 9$ występuje, gdy analizowane zdarzenie może wystąpić wielokrotnie w ciągu roku lub w najbliższym terminie oraz spowoduje duży i znaczący wpływ na środowisko. Ryzyko średnie $2,5 < R < 4,5$, gdy analizowane zdarzenie może wystąpić 1 lub więcej razy w roku oraz spowoduje znaczący lub duży wpływ na środowisko. Ryzyko małe $0,5 < R < 2,5$ traktuje się jako pomijalne, gdy analizowane zdarzenie może wystąpić 1 raz w roku lub wcale oraz spowoduje niewielki wpływ na środowisko.

Ze względu na zmieniające się uwarunkowania lokalne, przyrodnicze, społeczne, dla każdej lokalizacji prac przeprowadzano odrębną ocenę ryzyka. Zgromadzono około 200 plików i raportów oraz przeanalizowano dane dostarczane drogą e-mail od współpracowników.

Prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzeń ich skutki oszacowano metodą ekspercką oraz bazując na własnym doświadczeniu zawodowym. W związku z tym wyniki mogą mieć charakter subiektywny.

Przykład (I): Na podstawie raportu „Wykonanie badań dla oceny aktualnego stanu środowiska naturalnego na 7 poligonach badawczych, gdzie prowadzono prace poszukiwawcze za gazem z formacji łupkowych” [I14] dla otworu S-1 oszacowano zagrożenia środowiskowe „E (1) – wycieki” na Etapie 2 jako: P=2, s=1 (Tablica 5). Wyniki oznaczeń laboratoryjnych próbek wód podziemnych w zakresie stężenie jonów HCO_3 , Ca, Na oraz Cl prezentowane na Rysunku 6 mieściły się w

granicach określonych dla dobrego stanu wód (wartości progowe: HCO₃ - 500 mg/l, Ca i Na 200 mg/l, Cl 250 mg/l), ale wykazywały zwiększone stężenia. Z uwagi na powyższe skutki dla środowiska oceniono jako niskie (s = 1). Powodem zanieczyszczenia było dwukrotne, incydentalne przedostanie się do warstwy wodonośnej substancji chemicznej z terenu wiertni w ciągu roku, zatem P=2.

Wskaźnik jakości wód	Nr punktu / rodzaj punktu						
	11 / studnia wiercona	12 / studnia wiercona	18 / sonda badawcza	19 / sonda badawcza		20 / sonda badawcza	21 / sonda badawcza
Data poboru	2017-10-26	2017-10-26	2017-10-26	2018-01-09	2018-08-23	2018-08-23	2018-01-09
pH	7,57	7,6	7,37	7,75	7,31	7,69	7,62
PEW [μS/cm]	372	385	658	581	781	490	579
Zasadowość ogólna [mg/l CaCO ₃]	127	136	221	180	255	145	207
Indeks fenolowy [mg/l]	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,003	<0,003	<0,1
BTEX* [mg/l]	<0,001	<0,001	<0,001	0,0015	<0,005	<0,005	<0,001
HCO ₃ [mg/l]	155	166	270	220	311	177	253
Cl [mg/l]	9,52	9,38	35,4	30	67,7	25,0	19
B [mg/l]	0,03	0,03	0,02	0,05	0,02	0,02	0,04
Ba [mg/l]	0,01	0,017	0,014	0,012	0,021	0,012	0,012
Ca [mg/l]	61,3	63,8	108,6	88,9	125,2	80,3	95,3
K [mg/l]	0,9	2,8	1,7	2,4	2,1	1,6	1,6
Li [mg/l]	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01
Na [mg/l]	5,4	5,1	15,5	7,5	19,8	8,6	7,3
Sr [mg/l]	0,085	0,101	0,183	0,204	0,214	0,119	0,172
Metan [mg/l]	0,003	<0,001	0,001	0,019	0,001	<0,001	0,005

Rysunek 6. Wyniki analiz próbek wód podziemnych – fragment dokumentu „Wykonanie badań dla oceny aktualnego stanu środowiska naturalnego na 7 poligonach badawczych, gdzie prowadzono prace poszukiwawcze za gazem z formacji łupkowych” [I14]

Przykład (II): Na podstawie raportu „Środowisko i prace rozpoznawcze dotyczące gazu z łupków. Wyniki badań środowiska gruntowo-wodnego, powietrza, klimatu akustycznego, płynów technologicznych i odpadów” [I15] oraz w oparciu o dane lokalizacyjne otworu S-3 widoczne w aplikacji FRACK (Rozdział 2.3) oszacowano zagrożenia terenowe „(L1) – strefa ochrony przyrody” jako: P=0 oraz s=0 na wszystkich etapach prac (Tablica 5). W wyniku przeprowadzonej analizy nie stwierdzono wpływu na obszary prawnie chronione tj. rezerwaty, parki narodowe, parki krajobrazowe, obszary chronionego krajobrazu oraz obszary Natura 2000 ze względu na dużą odległość ich występowania od rozpatrywanego otworu tj. 3-13 km. Analizowany w raporcie zasięg oddziaływania hałasu wynosi maksymalnie do 500 m, a oddziaływanie na powietrze atmosferyczne jest możliwe do 1000 m od lokalizacji inwestycji.

(Rysunek 7). Wartości te wynikają z przepisów prawnych: w przypadku przedsięwzięcia mogącego potencjalnie lub znacząco oddziaływać na środowisko, zgodnie z przepisami ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko [P17], może być wymagany raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko wraz z opisem elementów przyrodniczych środowiska i wyników inwentaryzacji przyrodniczej dla obszaru o promieniu 500 m od zewnętrznej granicy przedsięwzięcia. Dlatego założono, że prace wykonywane na otworze S-3 w odległości powyżej 500 m – 1000 m od obszarów cennych przyrodniczo nie wpływają negatywnie na środowisko ($s=0$).

POLIGON			OBSZAR CHRONIONY					POTENCJALNE ODDZIAŁYWANIE			
NUMER POLIGONU	KIERUNEK SPŁYWU WÓD PODZIEMNYCH	DOMINUJĄCY KIERUNEK WIATRU	RANGA	NAZWA	ODLEGŁOŚĆ OD ZAKŁADU	KIERUNEK WZGLĘDEM ZAKŁADU	EKOSYSTEMY ZALEŻNE OD WÓD ¹⁾	HAŁAS	TRANSPORT	WODY	POWIETRZE
3	W	W, SW	C	Pawłowski Obszar Chronionego Krajobrazu	13,19	SSW	NIE	0	0	0	0
3	W	W, SW	D	Chełmski Park Krajobrazowy	8,35	E	TAK	0	0	0	0
3	W	W, SW	D	Poleski Park Krajobrazowy	12,48	NNW	TAK	0	0	0	0
3	W	W, SW	D	Park Krajobrazowy Pojezierze Łęczyńskie	13,11	NW	TAK	0	0	0	0
3	W	W, SW	E	Poleski Park Narodowy	5,26	NNE	TAK	0	0	0	0
3	W	W, SW	F	Jezioro Świerszczów	6,29	NW	TAK	0	0	0	0
3	W	W, SW	F	Serniawy	9,28	NE	TAK	0	0	0	0
3	W	W, SW	F	Bachus	12,38	NE	TAK	0	0	0	0
3	W	W, SW	F	Stawska Góra	15,00	SE	NIE	0	0	0	0
4	N	W, NW	B	Bory Tucholskie PLB220009	13,79	SW	TAK	0	0	0	0
4	N	W, NW	A	Dolina Środkowej Wietcisy PLH220009	3,40	NWW	TAK	0	1	0	0
4	N	W, NW	A	Lubieszyn PLH220074	4,36	W	NIE	0	1	0	0
4	N	W, NW	A	Zielenina PLH220065	4,61	NE	NIE	0	0	0	0
4	N	W, NW	A	Guzy PLH220068	5,55	NNE	NIE	0	0	0	0
4	N	W, NW	A	Szumieś PLH220086	5,73	NNW	NIE	0	0	0	0
4	N	W, NW	A	Szczodrowo PLH220101	5,87	NEE	NIE	0	0	0	0
4	N	W, NW	A	Dolina Wierzycy PLH220094	6,21	S-SE	TAK	0	0	0	0
4	N	W, NW	A	Przywidz PLH220025	8,34	NNE	NIE	0	0	0	0
4	N	W, NW	A	Wilcze Błota PLH220093	13,25	SW	TAK	0	0	0	0

Rysunek 7. Analiza wpływu wybranych aspektów związanych z pracami poszukiwawczymi niekonwencjonalnych złóż węglowodorów na obszary przyrodnicze prawnie chronione – fragment dokumentu „Środowisko i prace rozpoznawcze dotyczące gazu z łupków. Wyniki badań środowisk

Docelowo dla każdego przypadku ryzyka powinny zostać określone działania minimalizujące i proponowane metody zarządzania ryzykiem. Tablice 5–10 przedstawiają wyniki analizy ryzyk terenowych i środowiskowych dla poszczególnych otworów S-1, S-2, S-3 oraz T-1, T-2, T-3. Tablice 11 i 12 przedstawiają wyniki analizy ryzyka, będące uśrednionymi wartościami ryzyk dla analizowanych otworów *shale* i *tight gas*.

Tablica 5. Szczegółowa ocena ryzyka środowiskowego dla otworu *shale gas* S-1

Zagrożenia terenowe (L)		Etap 1			Etap 2			Etap 3		
		P	s	R	P	s	R	P	S	R
L (1)	strefa ochrony przyrody	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (2)	strefa ochrony wód	1	1	1	3	1	3	1	1	1
L (3)	tereny powodziowe, podmokłe	1	1	1	3	2	6	1	1	1
L (4)	strefa zabudowy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (5)	zakłady przemysłowe	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (6)	stanowiska archeologiczne	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zagrożenia środowiskowe (E)		Etap 1			Etap 2			Etap 3		
		P	s	R	P	s	R	P	S	R
E (1)	wycieki	0	0	0	2	1	2	1	1	1
E (2)	pobór wód	0	0	0	2	1	2	0	0	0
E (3)	pobór energii	0	0	0	2	1	2	0	0	0
E (4)	produkcja ścieków	0	0	0	3	1	3	2	1	2
E (5)	produkcja odpadów	0	0	0	2	2	4	2	2	4
E (6)	promieniotwórczość	0	0	0	1	1	1	0	0	0
E (7)	zniszczenia flory i fauny	1	1	1	3	1	3	1	1	1
E (8)	hałas i wibracje	1	1	1	2	1	2	1	1	1
E (9)	ruchu kołowy	2	1	2	3	1	3	1	1	1
E (10)	emisje do powietrza	1	1	1	2	1	2	1	1	1
E (11)	deformacje terenu	3	1	3	3	1	3	1	1	1

Tablica 6. Szczegółowa ocena ryzyka środowiskowego dla otworu *shale gas* S-2

Zagrożenia terenowe (L)		Etap 1			Etap 2			Etap 3		
		P	s	R	P	s	R	P	S	R
L (1)	strefa ochrony przyrody	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (2)	strefa ochrony wód	1	1	1	3	1	3	1	1	1
L (3)	tereny powodziowe, podmokłe	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (4)	strefa zabudowy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (5)	zakłady przemysłowe	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (6)	stanowiska archeologiczne	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zagrożenia środowiskowe (E)		Etap 1			Etap 2			Etap 3		
		P	s	R	P	s	R	P	S	R
E (1)	wycieki	0	0	0	3	1	3	2	1	2
E (2)	pobór wód	0	0	0	3	1	3	0	0	0
E (3)	pobór energii	0	0	0	2	1	1	0	0	0
E (4)	produkcja ścieków	0	0	0	3	1	3	2	1	1
E (5)	produkcja odpadów	0	0	0	2	2	4	2	2	4
E (6)	promieniotwórczość	0	0	0	1	1	1	0	0	0
E (7)	zniszczenia flory i fauny	1	1	1	3	1	3	1	1	1
E (8)	hałas i wibracje	1	1	1	2	1	2	1	1	1
E (9)	ruchu kołowy	2	1	2	3	1	3	1	1	1
E (10)	emisje do powietrza	1	1	1	2	1	2	1	1	1
E (11)	deformacje terenu	3	1	3	3	1	3	1	1	1

Tablica 7. Szczegółowa ocena ryzyka środowiskowego dla otworu *shale gas* S-3

Zagrożenia terenowe (L)		Etap 1			Etap 2			Etap 3		
		P	s	R	P	s	R	P	S	R
L (1)	strefa ochrony przyrody	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (2)	strefa ochrony wód	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (3)	tereny powodziowe, podmokłe	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (4)	strefa zabudowy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (5)	zakłady przemysłowe	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (6)	stanowiska archeologiczne	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zagrożenia środowiskowe (E)		Etap 1			Etap 2			Etap 3		
		P	s	R	P	s	R	P	S	R
E (1)	wycieki	0	0	0	2	1	2	1	1	1
E (2)	pobór wód	0	0	0	2	1	2	0	0	0
E (3)	pobór energii	0	0	0	2	1	2	0	0	0
E (4)	produkcja ścieków	0	0	0	3	1	3	2	1	2
E (5)	produkcja odpadów	0	0	0	2	2	4	2	2	4
E (6)	promieniotwórczość	0	0	0	1	1	1	0	0	0
E (7)	zniszczenia flory i fauny	2	1	2	3	1	3	0	0	0
E (8)	hałas i wibracje	1	1	1	2	1	2	1	1	1
E (9)	ruchu kołowy	2	1	2	3	1	3	1	1	1
E (10)	emisje do powietrza	1	1	1	2	1	2	1	1	1
E (11)	deformacje terenu	2	1	2	2	1	2	0	0	0

Tablica 8. Szczegółowa ocena ryzyka środowiskowego dla otworu *tight gas* T-1

Zagrożenia terenowe (L)		Etap 1			Etap 2			Etap 3		
		P	s	R	P	s	R	P	S	R
L (1)	strefa ochrony przyrody	1	1	1	1	1	1	1	1	1
L (2)	strefa ochrony wód	0	0	0	1	1	1	1	1	1
L (3)	tereny powodziowe, podmokłe	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (4)	strefa zabudowy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (5)	zakłady przemysłowe	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (6)	stanowiska archeologiczne	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zagrożenia środowiskowe (E)		Etap 1			Etap 2			Etap 3		
		P	s	R	P	s	R	P	S	R
E (1)	wycieki	0	0	0	2	1	2	1	1	1
E (2)	pobór wód	0	0	0	3	1	3	0	0	0
E (3)	pobór energii	0	0	0	2	1	2	0	0	0
E (4)	produkcja ścieków	0	0	0	2	1	2	2	1	2
E (5)	produkcja odpadów	0	0	0	3	1	3	3	1	3
E (6)	promieniotwórczość	0	0	0	1	1	1	0	0	0
E (7)	zniszczenia flory i fauny	1	1	1	3	1	3	0	0	0
E (8)	hałas i wibracje	1	1	1	3	1	3	1	1	1
E (9)	ruchu kołowy	1	1	1	3	1	3	1	1	1
E (10)	emisje do powietrza	1	1	1	2	1	2	0	0	0
E (11)	deformacje terenu	1	1	1	3	1	3	0	0	0

Tablica 9. Szczegółowa ocena ryzyka środowiskowego dla otworu *tight gas* T-2

Zagrożenia terenowe (L)		Etap 1			Etap 2			Etap 3		
		P	s	R	P	s	R	P	S	R
L (1)	strefa ochrony przyrody	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (2)	strefa ochrony wód	0	0	0	1	1	1	0	0	0
L (3)	tereny powodziowe, podmokłe	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (4)	strefa zabudowy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (5)	zakłady przemysłowe	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (6)	stanowiska archeologiczne	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zagrożenia środowiskowe (E)		Etap 1			Etap 2			Etap 3		
		P	s	R	P	s	R	P	S	R
E (1)	wycieki	0	0	0	2	1	2	1	1	1
E (2)	pobór wód	0	0	0	3	1	3	0	0	0
E (3)	pobór energii	0	0	0	2	1	2	0	0	0
E (4)	produkcja ścieków	0	0	0	2	1	2	2	1	2
E (5)	produkcja odpadów	0	0	0	3	1	3	3	1	3
E (6)	promieniotwórczość	0	0	0	1	1	1	0	0	0
E (7)	zniszczenia flory i fauny	1	1	1	3	1	3	0	0	0
E (8)	hałas i wibracje	1	1	1	3	1	3	1	1	1
E (9)	ruchu kołowy	1	1	1	3	1	3	1	1	1
E (10)	emisje do powietrza	1	1	1	2	1	2	0	0	0
E (11)	deformacje terenu	1	1	1	3	1	3	0	0	0

Tablica 10. Szczegółowa ocena ryzyka środowiskowego dla otworu tight gas T-3

Zagrożenia terenowe (L)		Etap 1			Etap 2			Etap 3		
		P	s	R	P	s	R	P	S	R
L (1)	strefa ochrony przyrody	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (2)	strefa ochrony wód	1	1	1	2	2	4	1	2	2
L (3)	tereny powodziowe, podmokłe	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (4)	strefa zabudowy	2	2	2	2	2	2	2	2	2
L (5)	zakłady przemysłowe	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L (6)	stanowiska archeologiczne	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zagrożenia środowiskowe (E)		Etap 1			Etap 2			Etap 3		
		P	s	R	P	s	R	P	S	R
E (1)	wycieki	0	0	0	2	1	2	1	1	1
E (2)	pobór wód	0	0	0	3	2	6	0	0	0
E (3)	pobór energii	0	0	0	2	1	2	0	0	0
E (4)	produkcja ścieków	0	0	0	2	1	2	2	1	2
E (5)	produkcja odpadów	0	0	0	3	1	3	3	1	3
E (6)	promieniotwórczość	0	0	0	1	1	1	0	0	0
E (7)	zniszczenia flory i fauny	1	1	1	3	1	3	0	0	0
E (8)	hałas i wibracje	1	1	1	3	1	3	1	1	1
E (9)	ruchu kołowy	1	1	1	3	1	3	1	1	1
E (10)	emisje do powietrza	1	1	1	2	1	2	0	0	0
E (11)	deformacje terenu	1	1	1	3	1	3	0	0	0

Tablica 11. Arkusz analizy ryzyka dla zagrożeń terenowych L (1) –L (6)

Zagrożenia terenowe (L)	Etap 1	Etap 2	Etap 3	Etap 1	Etap 2	Etap 3	Etap 1	Etap 2	Etap 3
	Ryzyko sumaryczne			Ryzyko dla otworów <i>shale gas</i> (S1–S3)			Ryzyko dla otworów <i>tight gas</i> (T1–T3)		
L (1) strefa ochrony przyrody	0,17	0,17	0,17	0,00	0,00	0,00	0,33	0,33	0,33
L (2) strefa ochrony wód	0,50	2,00	0,83	0,67	2,00	0,67	0,33	2,00	1,00
L (3) tereny powodziowe, podmokłe	0,17	1,00	0,17	0,33	2,00	0,33	0,00	0,00	0,00
L (4) strefa zabudowy	0,33	0,33	0,33	0,00	0,00	0,00	0,67	0,67	0,67
L (5) zakłady przemysłowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
L (6) stanowiska archeologiczne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tablica 12. Arkusz analizy ryzyka dla zagrożeń środowiskowych E (1) –E (11)

Zagrożenia środowiskowe (E)	Etap	Etap	Etap	Etap	Etap	Etap	Etap	Etap	Etap
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
	Ryzyko sumaryczne			Ryzyko dla otworów <i>shale gas</i>			Ryzyko dla otworów <i>tight gas</i>		
E (1) wycieki	0,00	2,17	1,17	0,0	2,33	1,33	0,00	2,00	1,00
E (2) pobór wód	0,00	3,17	0,00	0,0	2,33	0,00	0,00	4,00	0,00
E (3) pobór energii	0,00	1,83	0,00	0,0	1,67	0,00	0,00	2,00	0,00
E (4) produkcja ścieków	0,00	2,50	1,83	0,0	3,00	1,67	0,00	2,00	2,00
E (5) produkcja odpadów	0,00	3,50	3,50	0,0	4,00	4,00	0,00	3,00	3,00
E (6) promieniotwórczość	0,00	1,00	0,00	0,0	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00
E (7) zniszczenia flory i fauny	1,17	3,00	0,33	1,33	3,00	0,67	1,00	3,00	0,00
E (8) hałas i wibracje	1,00	2,50	1,00	1,00	2,00	1,00	1,00	3,00	1,00
E (9) ruch kołowy	1,50	3,00	1,00	2,00	3,00	1,00	1,00	3,00	1,00
E (10) emisje do powietrza	1,00	2,00	0,50	1,00	2,00	1,00	1,00	2,00	0,00
E (11) deformacje terenu	1,83	2,83	0,33	2,67	2,67	0,67	1,00	3,00	0,00

Analizując przypadki oddziaływania na środowisko prac związanych z poszukiwaniem i późniejszą eksploatacją węglowodorów niekonwencjonalnych, należy stwierdzić, że mają one charakter krótkotrwały i przejściowy. **Na Etapie 1 (poszukiwawczo-rozpoznawczym) sumaryczna wielkość ryzyka** na otworach badawczych *shale gas* (S-1, S-2 i S-3) oraz *tight gas* (T-1, T-2 i T-3) została określona w Tablicy 4 **jako niska** i nie przekraczająca wartości $R < 2$. Występowały drobne deformacje dróg dojazdowych oraz zniszczenia pól uprawnych. **Zwiększenie wartości ryzyka $2 < R \leq 4,16$ następuje na etapie 2 (przemysłowego wydobywania gazu)**. Jest to jednak nadal ryzyko określane jako średnie i wiąże się ze zwiększonym poborem wód, produkcją ścieków i odpadów. Rośnie także natężenie ruchu, wibracje i emisja generowanego hałasu. **Etap 3 (zakończenia eksploatacji)** charakteryzuje się chwilową ingerencją w środowisko i pracami związanymi z doprowadzeniem środowiska do możliwie jak najlepszego stanu. Ryzyko wystąpienia poszczególnych zagrożeń zostało określone na tym etapie jako **niskie**. Średnie występuje tylko w przypadku finalnie dużej ilości

powstających odpadów. Podkreślić należy, że w żadnym z analizowanych przypadków wielkość ryzyka nie przekroczyła wartości $R \leq 4,5$ i **nie** została zakwalifikowana jako **ryzyko wysokie**.

Przedstawiony model analizy ryzyka środowiskowego pozwala na identyfikację kluczowych przypadków ryzyka wpływających na realizację prac związanych z poszukiwaniem i eksploatacją węglowodorów niekonwencjonalnych w warunkach polskich. Rezultatem tej identyfikacji jest rejestr ryzyka. Odnotowane na otworach S-1 i T-3 wysokie ryzyka środowiskowe są związane z lokalizacją na terenach podmokłych oraz ze zwiększonym poborem wód powierzchniowych i podziemnych. Stanowi to duże zagrożenie powodujące obniżenie zwierciadła wód podziemnych na etapie prowadzenia eksploatacji inwestycji i wymaga ciągłego monitorowania. W przypadku pozostałych zidentyfikowanych zagrożeń odnotowano ryzyka średnie wymagające monitorowania oraz małe wymagające okresowej weryfikacji, bez konieczności monitorowania.

Kolejnym krokiem w kompleksowej analizie ryzyka powinno być wypracowanie schematów radzenia sobie z ryzykiem poprzez podejmowanie działań zaradczych i minimalizujących. Ponieważ ryzyko środowiskowe ma charakter dynamiczny, oceniający ryzyko są zobligowani do jego uwzględniania wyników w strategii zarządzania ryzykiem [38].

Podczas planowania inwestycji związanych z eksploatacją węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych pracownicy służb ochrony środowiska korzystają z danych przestrzennych systemu map Geoserwis dotyczących m.in. form ochrony przyrody w Polsce prowadzonych przez Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska. Połączenie informacji zawartych w arkuszu analizy ryzyka (Tablica 11 i Tablica 12) z oprogramowaniem do pracy na danych Systemów Informacji Geograficznej (ang. *Geographic Information System*, GIS) za pomocą dedykowanej aplikacji może stanowić praktyczne i kompleksowe narzędzie wspomagające pracę w zakresie zarządzania ryzykiem. Po oznaczeniu na mapie danej lokalizacji, inwestor otrzymuje szybką informację zwrotną o potencjalnych ryzykach środowiskowych. Takie rozwiązanie daje możliwość profesjonalnego wspomaganie decyzji w zakresie eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych. Opracowaną w ramach niniejszego doktoratu aplikację przedstawiono w Rozdziale 2.3.

2.3. Aplikacja FRACK do wspomagania procesów zarządzania ryzykiem

W ramach realizacji niniejszego doktoratu wdrożeniowego opracowano własną aplikację online służącą do wspomagania procesów zarządzania ryzykiem środowiskowym.

2.3.1. Konstrukcja aplikacji FRACK

Aplikacja FRACK (ang. *Find Risks And Calculate Key*) została umieszczona w chmurze AWS (ang. *Amazon Web Services*) pod adresem <http://d3r4auo1a6d6nn.cloudfront.net/>. Logowanie następuje poprzez wprowadzenie nazwy użytkownika oraz hasła w oknie wyświetlanym przez przeglądarkę, z wykorzystaniem technologii HTTP Basic. Aplikacja została zrealizowana jako statyczna aplikacja webowa, z wykorzystaniem technologii HTML, CSS oraz języka programowania JavaScript. Do prezentacji map została wykorzystana biblioteka Open Layers (<https://openlayers.org/>). Aplikacja adresowana jest jako narzędzie wewnętrzne do wspomagania prac specjalistów do spraw ochrony środowiska PGNiG SA.

W obecnej wersji aplikacji na mapie Polski oznaczono łącznie 6 otworów według ich współrzędnych geograficznych (Tablica 13):

- otwory/odwierty typu *shale gas* S-1, S-2 i S-3 zlokalizowane w województwie pomorskim;
- otwory/odwierty typu *tight gas* T-1, T-2, T-3 zlokalizowane w województwie podkarpackim.

Tablica 13. Współrzędne geograficzne otworów shale i tight gas wprowadzone do aplikacji FRACK

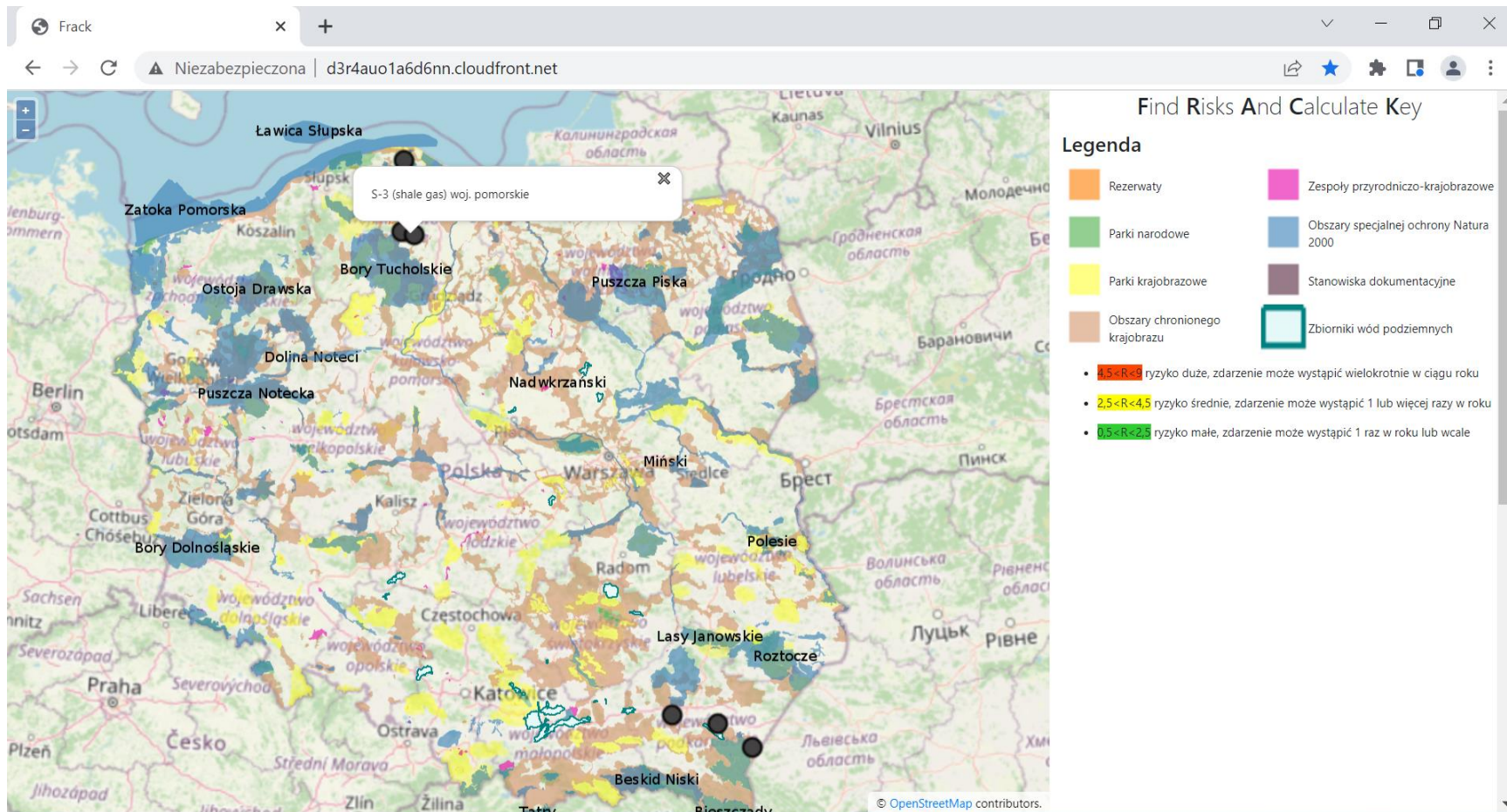
Otwory/odwierty <i>shale gas</i>	Otwory/odwierty <i>tight gas</i>
S-1 54° 43' 11.769" N 18° 8' 49.347" E woj. pomorskie	T-1 50° 2' 35.535" N 21° 44' 38.828" E woj. podkarpackie
S-2 54° 7' 30.683" N 18° 8' 0.282" E woj. pomorskie	T-2 49° 57' 10.133" N 22° 20' 16.658" E woj. podkarpackie
S-3 54° 5' 38.744" N 18° 18' 21.364" E woj. pomorskie	T-3 49° 44' 36.442" N 22° 46' 43.598" E woj. podkarpackie

Po najechaniu kursorem na wybrany otwór pojawia się okno informacyjne z nazwą otworu/odwiertu, rodzajem złoża oraz nazwą województwa (Rysunek 8).

Dodatkowo na dole ekranu wyświetla się lista kluczowych zagrożeń możliwych do wystąpienia na etapie poszukiwań, eksploatacji oraz zakończenia prac (Rysunek 9). Zagrożenia zostały podzielone na terenowe (L1-L6) i środowiskowe (E1-E11) zgodnie z klasyfikacją przedstawioną w Rozdziale 2.2 oraz zostały dla nich oszacowane wartości ryzyka.

Ponadto aplikacja pobiera i aktualizuje na bieżąco dane z następujących usług wms Geoserwis Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska:

- **Rezerwaty:** warstwa „Rezerwaty” serwer <http://sdi.gdos.gov.pl/wms>
- **Parki Narodowe:** warstwa „GDOS:ParkiNarodowe”
serwer <http://sdi.gdos.gov.pl/wms>
- **Parki Krajobrazowe:** warstwa „GDOS:ParkiKrajobrazowe”
serwer <http://sdi.gdos.gov.pl/wms>
- **Obszary chronionego krajobrazu** warstwa
„GDOS:ObszaryChronionegoKrajobrazu” serwer <http://sdi.gdos.gov.pl/wms>
- **Zespoły przyrodniczo-krajobrazowe** warstwa
„GDOS:ZespołyPrzyrodniczoKrajobrazowe” serwer <http://sdi.gdos.gov.pl/wms>
- **Obszary specjalnej ochrony Natura 2000** warstwa
„GDOS:ObszarySpecjalnejOchrony” serwer <http://sdi.gdos.gov.pl/wms>
- **Stanowiska dokumentacyjne i archeologiczne** warstwa
„GDOS:StanowiskaDokumentacyjne” serwer <http://sdi.gdos.gov.pl/wms>
- **Zbiorniki wód podziemnych** warstwa „LZWP”
serwer <http://epsh.pgi.gov.pl/gzwp-wms/service.svc/get>



Rysunek 8. Wygląd graficzny aplikacji FRACK – lokalizacje otworów/odwiertów

Frack x +

Niezabezpieczona | d3r4auo1a6d6nn.cloudfront.net

Rodzaj zagrożenia	Zagrożenia	Etap 1			Etap 2			Etap 3			Rodzaj zagrożenia	Zagrożenia	Etap 1			Etap 2			Etap 3		
		P	s	R	P	s	R	P	s	R			P	s	R	P	s	R	P	s	R
Zagrożenia terenowe (L)											Zagrożenia środowiskowe (E)										
L(1)	strefa ochrony przyrody	0	0	0	0	0	0	0	0	0	E(1)	wycieki	0	0	0	2	1	0	1	1	1
L(2)	strefa ochrony wód	0	0	0	1	1	1	0	0	0	E(2)	pobór wód	0	0	0	3	1	0	0	0	0
											E(3)	pobór energii	0	0	0	2	1	0	0	0	0
											E(4)	produkcja ścieków	0	0	0	2	1	0	2	1	2
L(3)	obszary powodziowe, tereny podmokłe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	E(5)	produkcja odpadów	0	0	0	3	1	0	3	1	3
											E(6)	promieniotwórczość	0	0	0	1	1	0	0	0	0
L(4)	strefa zabudowy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	E(7)	zniszczenia flory i fauny	1	1	1	3	1	1	0	0	0
											E(8)	hałas i wibracje	1	1	1	3	1	1	1	1	1
L(5)	zakłady przemysłowe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	E(9)	ruch kołowy	1	1	1	3	1	1	1	1	1
											E(10)	emisje do powietrza	1	1	1	2	1	1	0	0	0
L(6)	stanowiska archeologiczne	0	0	0	0	0	0	0	0	0	E(11)	deformacje terenu	1	1	1	3	1	1	0	0	0

Rysunek 9. Wygląd graficzny aplikacji FRACK – lista zagrożeń

2.3.2. Sposób korzystania z aplikacji FRACK

Do zasilenia aplikacji FRACK danymi potrzebny jest plik JSON o odpowiedniej strukturze. JSON (Java Script Object Notation – <https://pl.wikipedia.org/wiki/JSON>) jest formatem powszechnie używanym w aplikacjach internetowych. Dane z pliku Excel są tłumaczone do formatu JSON, który przedstawiono na Rysunku 10.

```
{
  "markers": [
    {
      "name": "S-1",
      "longitude": 18.133412,
      "latitude": 54.12519,
      "info": {
        "text": "S-1 (shale gas) woj. pomorskie",
        "threats": {
          "location": [
            {
              "code": "L(1)",
              "description": "NATURE PROTECTION",
              "exploration": {
                "p": 0,
                "s": 0,
                "r": 0
              },
              "production": {
                "p": 0,
                "s": 0,
                "r": 0
              },
              "decomissioning": {
                "p": 0,
                "s": 0,
                "r": 0
              }
            }
          ]
        }
      }
    },
    {
      "code": "E(1)",
      "description": "SPILLS",
    }
  ],
  "environmental": [
    {
      "code": "E(1)",
      "description": "SPILLS",
    }
  ]
}
```



```

    "exploration": {
      "p": 0,
      "s": 0,
      "r": 0
    },
    "production": {
      "p": 2,
      "s": 1,
      "r": 2
    },
    "decomissioning": {
      "p": 1,
      "s": 1,
      "r": 1
    }
  }
]
}
}
]
}

```

Rysunek 10. Struktura pliku JSON dla aplikacji FRACK

Struktura obiektu JSON:

- Markers – tablica obiektów reprezentujących informacje o otworze/odwiercie
- Marker – element tablicy. Zawiera następujące pola:
 - Name – nazwa otworu/odwiertu,
 - Longitude – długość geograficzna,
 - Latitude – szerokość geograficzne;
 - Info – dodatkowe informacje:
 - Text – treść do wyświetlenia po najechaniu na otwór,
 - Threats – tablica z informacją o zagrożeniach,
 - Location – tablica zagrożeń terenowych,
 - Environmental – tablica zagrożeń środowiskowych,
 - Każdy element tablicy *location* ma następującą strukturę:

- Code – kod ryzyka,
- Description – opis ryzyka,
- Exploration – informacje o ryzyku na etapie poszukiwań,
- Production – informacje o ryzyku na etapie wydobywania,
- Decomissioning – informacje o ryzyku na etapie zakończenia prac,
- R, P, s – Ryzyko (R), prawdopodobieństwo wystąpienia analizowanego zdarzenia (P), negatywne skutki dla środowiska (s).

Ponieważ obecnie liczba otworów/odwiertów w aplikacji FRACK jest niewielka (6), źródłowy plik JSON został napisany odręcznie. W pierwszej kolejności została zaprojektowana jego struktura, a następnie został on uzupełniony danymi na podstawie pliku Excel.

Aplikacja FRACK w obecnej postaci wymaga każdorazowego zasilania danymi, ale ma duży potencjał do doskonalenia, zależnie od potrzeb i dalszych wymagań użytkownika. Można dopisać do niej skrypt, który na podstawie pliku Excel sam wygeneruje źródłowy plik z danymi np. w języku programowania Python. Będzie to jednak wymagało zmiany struktury obecnego pliku źródłowego Excel tak, aby był on prostszy do przetłumaczenia na plik JSON. Aplikacja może być także rozszerzona o współpracę z bazą danych, która byłaby źródłem informacji o otworach lub nowe otwory mogą zaznaczać się dynamicznie po wczytaniu pliku źródłowego przez użytkownika w formularzu. Istnieje także możliwość nakładania kolejnych warstw z usług wms np. mapy ryzyka powodziowego, warstwa https://wody.isok.gov.pl/imap_kzgw/?gpmmap=gpMRP. Problemem może być w tym przypadku wydłużony czas oczekiwania na odpowiedź aplikacji lub mniej czytelny sposób wyświetlania. Pomimo, że aplikacja jest dedykowana dla wspomagania procesów zarządzania ryzykiem środowiskowym podczas procesów poszukiwania i eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych, nie ma przeszkód do wykorzystania jej do rozpoznawania ryzyk dla tożsamyh procesów w odniesieniu do węglowodorów ze złóż konwencjonalnych.

3. KOMPLEKSOWA OCENA ENERGETYCZNA I EKOLOGICZNA PROCESÓW POSZUKIWANIA I EKSPLOATACJI WĘGLOWODORÓW ZE ZŁÓŻ NIEKONWENCJONALNYCH TYPU *SHALE GAS I TIGHT GAS*

W Rozdziale 2 zidentyfikowano podstawowe czynniki środowiskowe związane z poszukiwaniem i eksploatacją węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych typu *shale* i *tight gas* oraz wyznaczono ryzyka. Jednak kompleksowa ocena wpływu procesów poszukiwania i eksploatacji wymaga uwzględnienia powiązań z gospodarką, także pośrednich, poprzez zużycie określonych surowców i nośników energii oraz emisję zanieczyszczeń. W celu ilościowego opisu tych powiązań zaproponowano zastosowanie metody *Life Cycle Assessment* (LCA).

3.1. Ocena energetyczna i ekologiczna metodą *Life Cycle Assessment* (LCA)

Ocena cyklu życia (ang. *Life Cycle Assessment*) obok oceny ryzyka jest jedną z metod zarządzania środowiskiem [39] służącą do badania aspektów środowiskowych i potencjalnych wpływów na środowisko w całym okresie życia produktu tj. „od kołyski do grobu” (ang. *from cradle to grave*). Ma ona na celu ocenę zagrożeń środowiskowych związanych z danym wyrobem zarówno poprzez identyfikowanie oraz ocenę ilościową zużytych materiałów i energii oraz odpadów wprowadzanych do środowiska, jak i ocenę wpływu tych materiałów, energii i odpadów na środowisko [39,40].

Wytyczne służące do oceny potencjalnego oddziaływania na środowisko w całym cyklu życia produktu oraz organizacji zostały opublikowane po raz pierwszy przez Komisję Europejską w 2013 roku w postaci załączników do *Zalecenia w sprawie stosowania wspólnych metod pomiaru efektywności środowiskowej w cyklu życia produktów i organizacji* (2013/179/UE) [I26]. Komisja Europejska zachęca kraje członkowskie do stosowania techniki LCA w celu optymalizacji procesów produkcyjnych w całym łańcuchu dostaw [41, 42, 43 I27, I28]. Obecnie wykorzystywanie proponowanych metod jest dobrowolne, trwają także prace nad metodykami dedykowanymi poszczególnym produktom i organizacjom. Wytyczne dotyczące śladu środowiskowego organizacji OEFSR (*Guidance – Organisation Environmental Footprint Sector Rules Guidance*) oraz wytyczne dla kategorii śladu środowiskowego produktu PEFCR (*Guidance – Product Environmental Footprint Category Rules Guidance*). [I29, I30] nie obejmują jednak kompletnych rozwiązań dla wielu branż (w tym dla górnictwa węglowodorów i gazownictwa) [44].

Kolejnym krokiem w kierunku zrównoważonego rozwoju oraz zwiększenia konkurencyjności produktów ekologicznych na rynku była Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2013 r. w sprawie rocznych sprawozdań finansowych [P31], która nałożyła m.in. obowiązek raportowania w sprawozdaniach z działalności emisji gazów cieplarnianych (ang. *greenhouse gases*, GHG) w następujących zakresach:

- Zakres 1: emisje bezpośrednie powstałe w wyniku spalania paliw w źródłach stacjonarnych, emisje technologiczne;
- Zakres 2: emisje pośrednie powstałe w wyniku zużywania importowanej (zakupionej lub dostarczonej z zewnątrz) energii elektrycznej, ciepłej, pary technologicznej, chłodu;
- Zakres 3: pozostałe emisje pośrednie powstałe w całym łańcuchu życia produktu (w wyniku wytworzenia surowców lub półproduktów, materiałów pomocniczych, zagospodarowania odpadów, transportu, podróży służbowych pracowników, czy użytkowania produktów przez końcowych użytkowników) .

Celem wymagań prawa jest wywieranie wpływu na firmy, aby rozpoczęły zarządzać, zmniejszać oraz prezentować nadzorcom, klientom i konkurencji informacje o swoim wpływie na klimat. Działania te są konieczne do zmniejszenia tempa postępującego globalnego ocieplenia klimatu, które wywiera widoczny wpływ na sytuację geopolityczną. Wprowadzenie tych wymagań wesprze także realizację celów w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% do roku 2030 zawartych w Europejskim Zielonym Ładzie [P1, P2].

Całkowitą sumę emisji gazów cieplarnianych (dwutlenku węgla, metanu, podtlenku azotu, sześćofluorku siarki) wyrażoną w tonach ekwiwalentu CO₂ nazywamy śladem węglowym (ang. *carbon footprint*). Pojęcie śladu węglowego nie jest jednak wystarczające, aby kompleksowo ocenić oddziaływanie produktu na środowisko [45, 46]. Ocenie oddziaływania na środowisko związanego z produkcją, transportem i wykorzystaniem gazu ziemnego poświęcono szereg opracowań A.Riva z zespołem [47] oszacował wpływ na środowisko przypisywany gazowi ziemnemu w podejściu cyklu życia, koncentrując się głównie na zużyciu energii i emisjach do atmosfery (w tym CH₄, NO_x, CO₂, SO₂) związanych z różnymi sektorami przemysłu gazu ziemnego we Włoszech, a także z efektami systemowymi

związanymi z wytwarzaniem energii elektrycznej z gazu ziemnego. Z kolei K. Sapkota i in. [48] przeprowadzili bardziej szczegółową analizę LCA dla łańcucha dostaw gazu ziemnego z Kanady do Europy. Przeanalizowali nakłady energetyczne i materiałowe związane z wierceniem i produkcją, w tym proces osuszania, skraplania i regazyfikacji gazu. Autorzy konkludując stwierdzili jednak, że nadal istnieje duża niepewność danych związanych z etapem produkcji. Bardziej szczegółową analizę LCA przeprowadzili L.Stamford i A.Azapagic [49], którzy badali wpływ wydobycia gazu łupkowego na środowisko w Wielkiej Brytanii. Badanie dostarcza szczegółowych danych na temat procesu produkcji gazu, w tym zużycia energii, wody, materiałów (w tym płynu szczelinującego) i powiązanych z nimi emisji. Co ciekawe, ich wyniki zostały skrytykowane przez R.Westaway'a [50] jako zbyt pesymistyczne, stawiające gaz z łupków poniżej węgla w rankingu całkowitego wpływu na środowisko.

W związku z powyższym w niniejszym rozdziale podjęto próbę przeprowadzenia analizy metodą LCA dla procesów poszukiwania i eksploatacji węglowodorów typu *shale* i *tight gas* na podstawie krajowych danych PGNiG SA. Omówiono metodę oceny cyklu życia LCA, jej poszczególne etapy oraz wymagania i zasady sporządzania oceny, które regulowane są przez normy serii ISO. Przedstawiono dane wejściowe oraz wyniki analiz w odniesieniu do danych europejskich i światowych.

Po raz pierwszy metodologię LCA służącą do badania produktów zaprezentował Harold Smith na Światowej Konferencji Energetycznej w 1969 roku. Zainteresowanie metodyką LCA sprawiło, że Międzynarodowa Organizacja Standaryzacyjna rozpoczęła prace normalizacyjne w tym zakresie.

Wytyczne oceny cyklu życia LCA regulowane są przez normy serii ISO od 14040 do 14049 oraz ich polskie odpowiedniki:

- ISO 14040:2006 Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework oraz PN-EN ISO 14040:2009 Zarządzanie środowiskowe – Ocena cyklu życia – Zasady i struktura;
- ISO 14044:2006 Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and guidelines oraz PN-EN ISO 14044:2009 Zarządzanie środowiskowe – Ocena cyklu życia – Wymagania i wytyczne;
- ISO/TR 14047:2003 Environmental management – Life cycle impact assessment – Examples of application of ISO14042 oraz PKN-ISO/TR 14047:2006 Zarządzanie środowiskowe – Ocena wpływu cyklu życia – Przykłady stosowania ISO 14042;

- ISO/TS 14048:2002 Environmental management – Life cycle assessment – Data documentation format oraz Zarządzanie środowiskowe – Ocena cyklu życia – Format dokumentowania danych;
- ISO/TR 14049:2000 Environmental management – Life cycle assessment – Examples of application of ISO 14041 to goal and scope definition and inventory analysis oraz Zarządzanie środowiskowe – Ocena cyklu Życia– Przykłady stosowania ISO 14041 do określania celu i zakresu oraz analizy zbioru;
- ISO 14050:2009 Environmental management – Vocabulary.

Badania oceny cyklu życia mogą być wykonane z uwzględnieniem różnych poziomów szczegółowości. Wyróżnia się następujące warianty LCA [46]:

- koncepcyjny (ang. *screening* LCA) – stosowany najczęściej dla jednego produktu, gdy analiza musi być wykonana szybko, wykorzystuje dane szacunkowe z istniejących baz danych lub opracowań statystycznych;
- uproszczony (ang. *simplified* LCA) – wykorzystywany w procesach związanych z rozwojem produktu, wykorzystuje dane z istniejących baz danych, aktualne dane literaturowe oraz dane rzeczywiste;
- szczegółowy (ang. *detailed* LCA) – stosowany do pełnych badań oceny cyklu życia produktu, wykorzystuje dane rzeczywiste z bezpośrednich pomiarów i analiz.

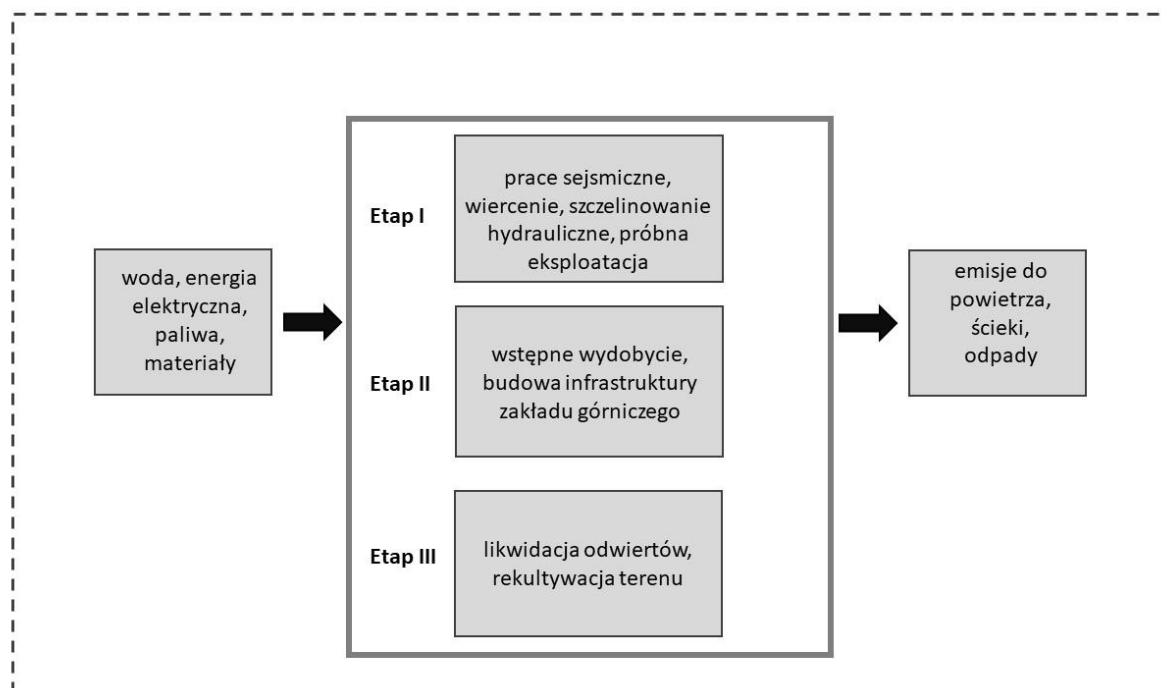
Biorąc pod uwagę dostępny zakres danych dotyczący zaledwie kilku odwiertów, stwierdzono, że możliwa jest realizacja badania na poziomie uproszczonym (LCA). Badanie uproszczone LCA procesów poszukiwania i wydobycia węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych typu *shale gas* i *tight gas* zostało przeprowadzone zgodnie z metodyką czterech faz [I31, I32] tj.:

- określenie celu i zakresu (ang. *Goal and Scope definition*);
- analiza zbioru wejść i wyjść (ang. *Life Cycle Inventory Analysis – LCI*);
- ocena wpływu cyklu życia (ang. *Life Cycle Impact Assessment – LCIA*);
- interpretacja wyników (ang. *Life Cycle Interpretation*).

3.1.1. Cel i zakres analizy (*Goal and Scope definition*)

Celem niniejszej analizy była ocena środowiskowa procesów poszukiwania i eksploatacji *shale gas* i *tight gas* oraz ilościowe zestawienie użytych materiałów, wody energii, wielkość emisji do powietrza generowanych odpadów i ścieków. Oszacowano również wielkości śladu węglowego gazu typu *shale* i *tight* eksploatowanego w Polsce. Otrzymane wyniki porównano z wynikami uzyskanymi dla konwencjonalnego wydobycia gazu ziemnego w Polsce i w Europie [47,48,51].

Granice systemu wskazane na Rysunku 11 zostały ustalone w celu określenia liczby uwzględnionych wejść i wyjść do procesu oraz porównania różnych aspektów wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych typu *shale* i *tight*. Jako jednostkę funkcjonalną wyznaczono 1 MJ energii chemicznej *shale gas* i 1 MJ *tight gas* pod niskim ciśnieniem [52].



Rysunek 11. Granice systemu LCA dla procesów poszukiwania i eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych typu *shale gas* i *tight gas*

Poza elementami wyznaczonych granic systemu LCA dla procesów poszukiwania i eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych typu *shale gas* i *tight gas* znajduje się przesył, dystrybucja, magazynowanie gazu oraz jego użytkowanie (spalanie).

3.1.2. Analiza zbioru wejść i wyjść (*Life Cycle Inventory Analysis*)

W drugim etapie analizy LCA zostały zgromadzone i przeanalizowane, zgodnie z normą PN–EN ISO 14040:2006, dane odnoszące się do wejść i wyjść do i ze środowiska (LCI). Dane wejściowe (LCI), czyli materiały i energia oraz wyjściowe, czyli produkty główne, produkty uboczne, odpady i emisje zanieczyszczeń zostały zgromadzone na podstawie inwentaryzacji ilościowej zużywanych surowców naturalnych, półproduktów oraz generowanych odpadów. Szczegółowy rodzaj danych uwzględnionych w poszczególnych etapach przedstawia Tablica 14. Ze względu na stosunkowo niewielką ilość substancji chemicznych stosowanych jako składniki płynów szczelinujących (które w 99, 56% składają się z wody z piaskiem oraz z poniżej 1% substancji takich jak alkohol, kwas solny, izopropanol, glikol) nie zostały one uwzględnione w niniejszej analizie podobne jak w podejściu zastosowanym przez Agronne National Laboratory, USA [17].

Do wykonania obliczeń wykorzystano oprogramowanie SimaPro 9.1.0.11 PhD ze wskaźnikami bazy danych Ecoinvent 3.0. Przyjęto, że maksymalny okres eksploatacji złóż gazu typu *shale* i *tight* wynosi 30 lat (na podstawie doświadczeń amerykańskich) [17].

Tablica 14. Wejścia i wyjścia danych do systemu LCA dla procesów poszukiwania i eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych typu *shale gas* i *tight gas*

Etap 1 (poszukiwawczo-rozpoznawczy)	Etap 2 (przemysłowego wydobywania gazu)	Etap 3 (zakończenia eksploatacji)
1 rok	30 lat	1 rok
Wejścia z natury		
woda, gaz ziemny	woda, gaz ziemny	x
Wejścia z technosfery: materiały/paliwa		
cement, olej napędowy, olej opałowy, woda	cement, olej napędowy, olej opałowy, benzyna, gaz ziemny, woda	cement, olej napędowy, olej opałowy, benzyna, woda
Wejścia z technosfery: energia elektryczna/ciepło		
x	energia elektryczna	energia elektryczna
Emisje do powietrza		
CH ₄ , CO, CO ₂ , NO _x , SO ₂ , pył, benzo(a)piren	CH ₄ , CO, CO ₂ , NO _x , SO ₂ , pył, benzo(a)piren	CH ₄ , CO, CO ₂ , NO _x , SO ₂ , pył, benzo(a)piren
Wyjścia do technosfery		
x	produkty <i>shale gas/tight gas</i>	x
Wyjścia do technosfery: uniknięte produkty		
x	energia elektryczna	x
Wyjścia do technosfery, gospodarka odpadowa:		
odpady wydobywcze, ścieki, odpady komunalne	odpady wydobywcze, ścieki, odpady komunalne	odpady wydobywcze, ścieki, odpady komunalne

Do analizy włączono trzy etapy procesu poszukiwania i eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych typu *shale gas* i *tight gas* widoczne na Rysunku 12 i 13, wytypowane podczas analizy ryzyka środowiskowego w Rozdziale 2.2.

C:\Users\Public\Documents\SimaPro\Database\Professional: GAS - [Edit material process '_shale gas']

File Edit Calculate Tools Window Help

Documentation **Input/output** Parameters System description

Products									
Outputs to technosphere: Products and co-products									
	Amount	Unit	Quantity	Allocation %	Waste type	Category	Comment		
_shale gas	317881000000	MJ	Energy	100 %		Fuels			
Add line									
Outputs to technosphere: Avoided products									
	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment		
Add line									
Inputs									
Inputs from nature									
Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment		
Add line									
Inputs from technosphere: materials/fuels									
	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min				
_proces 1 shale gas	1	n	Undefined						
_proces 2 shale gas	317881000000	MJ	Undefined						
_proces 3 shale gas	1	n	Undefined						
Add line									
Inputs from technosphere: electricity/heat									
	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max			
Add line									
Outputs									
Emissions to air									
Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment		
Add line									
Emissions to water									
Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment		
Add line									

CIEPLNE 9.1.0.11 PhD

Rysunek 12. Proces i etapy *shale gas* wprowadzone do oprogramowania SimaPro 9.1.0.11 PhD

C:\Users\Public\Documents\SimaPro\Database\Professional; GAS - [Edit material process '_tight gas']

File Edit Calculate Tools Window Help

Documentation **Input/output** Parameters System description

Products

Outputs to technosphere: Products and co-products	Amount	Unit	Quantity	Allocation %	Waste type	Category	Comment
_tight gas	252210000000	MJ	Energy	100 %		Fuels	
Add line							
Outputs to technosphere: Avoided products	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment
Add line							

Inputs

Inputs from nature	Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment
Add line								
Inputs from technosphere: materials/fuels			Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	
_proce 1 tight gas			1	n	Undefined			
_proce 2 tight gas			252210000000	MJ	Undefined			
_proce 3 tight gas			1	n	Undefined			
Add line								
Inputs from technosphere: electricity/heat			Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max
Add line								

Outputs

Emissions to air	Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment
Add line								
Emissions to water	Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment
Add line								

CIEPLNE 9.1.0.11 PhD

Rysunek 13. Proces i etapy *tight gas* wprowadzone do oprogramowania SimaPro 9.1.0.11 PhD

3.1.3. Sposób szacowania i przygotowania danych.

Selekcja danych została dokonana zgodnie z zasadami normy PN-EN ISO 14044:2009 [I31]. Modelowanie wykonano na danych rzeczywistych Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa (PGNiG SA). Poszczególne dane dla otworów *shale gas* (S1–S3) i otworów *tight gas* (T1–T3) przedstawiono jako uśrednione wartości roczne. W przypadku braku danych, zgodnie z normą PN-EN ISO 14044:2009 korzystano z danych zawartych w literaturze oraz dostępnych w bazie danych Ecoinvent 3.0 SimaPro 9.1.0.11 PhD.

3.1.3.1. Szacowanie zużycia nośników energii

Przyjęto, że na Etapie 1 wiertnia wyposażona jest we własne źródła zasilania w energię elektryczną i ciepłą. Dodatkowe zasilanie z sieci energetycznej może być doprowadzane podczas próbnej eksploatacji i testowania odwiertu. Agregaty prądotwórcze pełnią wówczas rolę wyłącznie rezerwowego źródła zasilania. W normalnych warunkach pracują 4 jednostki agregatów prądotwórczych zasilanych olejem napędowym, dla otworów S1-S3 o mocy 750 kW oraz dla otworów T1-T3 o mocy 500 kW. Kotły technologiczne o mocy 450 kW dla otworów S1-S3 oraz o mocy 300 kW dla otworów T1-T3 są zasilane olejem opałowym lekkim lub gazem ziemnym wysokometanowym. Do zabiegów szczelinowania hydraulicznego wykorzystywane są agregaty pompowe o mocy 1000 – 2000 kW każdy, zasilane są olejem napędowym lub energią elektryczną z sieci.

Na Etapie 2 zużycie i spalanie paliw ma miejsce w kotłowni technologicznej, bloku energetycznym oraz w środkach transportu. Kotłownia technologiczna może być zasilana olejem opałowym lekkim bądź oczyszczonym gazem wysokometanowym i jest wykorzystywana do pokrycia zapotrzebowania na ciepło technologiczne oraz ogrzewanie pomieszczeń socjalnych i wody. Moc wykorzystywanych kotłów to w przypadku otworów S1-S3 – 450 kW oraz w przypadku realizacji otworów T1-T3 – 300 kW. W przypadku większych obiektów, zapotrzebowanie na energię ciepłą pokrywane jest przez urządzenia bloku energetycznego z układem odzysku ciepła – instalację kogeneracyjną (CHP). Produkowana energia ciepła w postaci pary może być wykorzystywana do pokrycia obiektowego zapotrzebowania na ciepło technologiczne i grzewcze. Nadwyżki energii elektrycznej mogą być sprzedawane do sieci. Źródłem rezerwowym jest dostęp do zasilania energii elektrycznej

z sieci. W trakcie pracy kopalni produkcję energii elektrycznej zapewniają także agregaty prądotwórcze. Łączna moc zainstalowanych urządzeń wynosi 1 MW.

W Tablicy 15 przedstawiono wejścia z technosfery wykorzystywane do wprowadzania zużyć materiałów i surowców do oprogramowania SimaPro 9.1.0.11 PhD. Symaryczne zużycie nośników energii wykorzystywanych podczas Etapów 1–3 prac związanych z procesami poszukiwania i eksploatacji węglowodorów niekonwencjonalnych typu *shale gas* (S1–S3) i *tight gas* (T1–T3) prezentuje Tablica 16. Do szacowania ilości zużytego paliwa założono następujące wartości opałowe [P30]:

- olej napędowy 43,0 MJ/kg
- olej opałowy lekki 43,00 MJ/kg (w międzynarodowych statystykach paliwowo-energetycznych olej napędowy lekki jest zaliczany do oleju napędowego)
- benzyna silnikowa 44,00 MJ/kg
- gaz ziemny wysokometanowy z eksploatowanego odwiertu typu *shale* 36,44 MJ/m³ oraz typu *tight* 35,71 MJ/m³.
- gaz ziemny wysokometanowy z sieci 36,6 MJ/m³

Tablica 15. Wejścia materiałów i surowców wykorzystywane w oprogramowaniu SimaPro 9.1.0.11 PhD

Wejścia z technosfery	Określenie w SimaPro 9.1.0.11 PhD.	Opis
Olej napędowy	<i>Europe without Switzerland, market for, APO,S</i>	średnia europejska (Europa z wykluczeniem Szwajcarii)
Olej napędowy lekki	<i>RER, market for APO,S</i>	Europa
Benzyna silnikowa	<i>Unleaded, RER, market for APO,S</i>	Europa
Gaz ziemny	<i>Low pressure, RoW, market for APO,S</i>	średnia światowa
Cement	<i>Europe without Switzerland, market for cement, unspecified, APO,S</i>	średnia europejska (Europa z wykluczeniem Szwajcarii)
Woda	<i>RER, market group for APO,S</i>	Europa
Energia elektryczna	<i>Low voltage, PL, market for APO,S</i>	Polska

Tablica 16. Zużycie nośników energii na otworach *shale gas* (S1–S3) i *tight gas* (T1–T3)

Etap 1	Jedn.	Średnia arytm. S1-S3	Średnia arytm. T1-T3	Przelicznik m=B*d	Jedn. do Sima Pro	Dane do Sima Pro S1-S3	Dane do Sima Pro T1-T3
Olej napędowy	m ³	918,10	581,53	820 kg/m ³	kg	752 842	476 855
Olej opałowy lekki	m ³	152,44	99,89	860 kg/m ³	kg	131 098	85 905
Gaz spalony na pochodniach	m ³	33 182	150 677	-	m ³	33 182	150 677
<hr/>							
Etap 2	Jedn.	Średnia arytm. S1-S3	Średnia arytm. T1-T3	Przelicznik m=B*d	Jedn. do SimaPro	Dane do Sima Pro S1-S3	Dane do Sima Pro T1-T3
Olej napędowy	m ³	70,00	122,00	820 kg/m ³	kg	1 722 000	2 181 282
Benzyna silnikowa	m ³	7,00	7,00	775 kg/m ³	kg	162 750	162 750
Olej opałowy lekki	m ³	265,96	177,31	860 kg/m ³	kg	6 861 768	4 574 98
Gaz ziemny z sieci	m ³	600 812	658 812	-	m ³	18 024 360	19 764 360
Energia elektryczna z sieci	MWh	422,00	676,00	-	MWh	12 660	20 280
Energia elektryczna oddana do sieci	MWh	7 420,00	6 061,00	-	MWh	222 600	181 830
Gaz spalony na pochodniach	m ³	16 958 531	19 019 628	-	m ³	508 755 930	570 588 840
<hr/>							
Etap 3	Jedn.	Średnia arytm. S1-S3	Średnia arytm. T1-T3	Przelicznik m=B*d	Jedn. do Sima Pro	Dane do Sima Pro S1-S3	Dane do Sima Pro T1-T3
Olej napędowy	m ³	10,00	10,00	820 kg/m ³	kg	8 200	8 200
Benzyna silnikowa	m ³	5,00	5,00	775 kg/m ³	kg	3 875	3 875
Olej opałowy lekki	m ³	30,00	30,00	860 kg/m ³	kg	25 800	25 800
Energia elektryczna z sieci	MWh	100,00	100,00	-	MWh	100,00	100,00

Przelicznik wykorzystany do zamiany jednostek na potrzeby wprowadzenia danych do SimaPro 9.1.0.11 PhD w opisie Tablicy 16 obliczono jako:

$$m = B \cdot d \quad (3.1)$$

gdzie:

- m masa paliwa, kg
- B zużycie paliwa, m³
- d gęstość, kg/m³

Gęstości paliw przyjęto z kart charakterystyk Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN S.A.

Jak można zauważyć w **Tablicy 16** największe wartości zużycia surowców energetycznych występują na Etapie 1 i 2 zarówno dla procesów *shale* i *tight gas*. W Etapie 1 dominuje zużycie oleju napędowego m.in. do napędu pojazdów samochodowych oraz do agregatów prądotwórczych i pompowych, a podczas Etapu 2 następuje zwiększone wykorzystanie lekkiego oleju opałowego do zasilania kotłowni technologicznej podczas regularnej pracy kopalni. Można założyć zatem, że przyczyni się to do zwiększenia emisji do powietrza podczas procesów spalania paliw, którą oszacowano w Rozdziale 3.1.3.2.

Przykładowy sposób wprowadzania danych do Etapu 1 dla *tight gas* za pomocą oprogramowania SimaPro 9.1.0.11 PhD został przedstawiony na Rysunku 14.

C:\Users\Public\Documents\SimaPro\Database\Professional; GAS - [Edit material process '_proces 1 tight gas']

File Edit Calculate Tools Window Help

Documentation **Input/output** Parameters System description

Inputs from technosphere: materials/fuels		Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min		
Cement, unspecified (Europe without Switzerland) market for cement, unspecified APOS, S		102,87	ton	Undefined				
Diesel (Europe without Switzerland) market for APOS, S		476854,60	kg	Undefined				
Light fuel oil (RER) market group for APOS, S		85905,40	kg	Undefined				
Tap water (RER) market group for APOS, S		661,17	ton	Undefined				
Add line								
Inputs from technosphere: electricity/heat		Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	
Add line								
Outputs								
Emissions to air	Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment
Carbon dioxide	low. pop.	1524247394,24	g	Undefined				
Carbon monoxide	low. pop.	332963,87	g	Undefined				
Nitrogen dioxide	low. pop.	3298777,88	g	Undefined				
Sulfur dioxide	low. pop.	12638158,99	g	Undefined				
Particulates, < 10 um	low. pop.	607852,39	g	Undefined				
Benzo(a)pyrene	low. pop.	26,75	g	Undefined				
Methane	low. pop.	0	g	Undefined				
Add line								
Emissions to water	Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment
Add line								
Emissions to soil	Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment
Add line								
Final waste flows	Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment
Add line								

CIEPLNE 9.1.0.11 PhD

Rysunek 14. Zużycie surowców dla etapu 1 *tight gas* wprowadzone do SimaPro 9.1.0.11 PhD

3.1.3.2. Szacowanie wielkości emisji do powietrza

Procesom poszukiwania i eksploatacji niekonwencjonalnych złóż węglowodorów towarzyszy emisja zanieczyszczeń gazowych i pyłowych do powietrza. Przez emisję zanieczyszczeń do powietrza rozumie się bezpośrednie lub pośrednie wprowadzanie substancji. Możemy wyróżnić emisję niezorganizowaną i zorganizowaną do powietrza. **Emisja niezorganizowana** ma miejsce w przypadku wprowadzania do powietrza zanieczyszczeń bez pośrednictwa przeznaczonych do tego celu środków technicznych. W przypadku prac wydobywczych emitarami niezorganizowanymi są: pochodnia gazu, powierzchniowe zbiorniki na płyn po szczelinowaniu oraz poruszające się pojazdy. **Emisja zorganizowana** ma miejsce, gdy substancje są wprowadzane do powietrza w sposób kontrolowany przez komin lub przez urządzenia ochronne ograniczające emisję. W tym przypadku emitarami zorganizowanymi są: kotłownia technologiczna, elektrociepłownia, agregaty pompowe, agregaty sprężarkowe.

Wielkość oraz rodzaj emitowanych substancji na poszczególnych etapach prac zależy od ilości oraz od rodzaju spalanej paliwa. Jako paliwo zasilające urządzenia może być stosowany olej napędowy, olej opałowy lekki, benzyna silnikowa lub gaz ziemny pochodzący z eksploatowanego odwiertu. Podczas spalania tych paliw do powietrza emitowane są następujące zanieczyszczenia: tlenek węgla (CO), tlenki azotu (NO_x), dwutlenek siarki (SO₂), dwutlenek węgla (CO₂), pył całkowity (TSP), benzo(a)piren.

Na Etapie 1 wiertnię wyposaża się we własne źródła zasilania w energię elektryczną i ciepłą. Do tego celu służą agregaty prądoworcze oraz kotłownia zasilane olejem napędowym oraz olejem opałowym lekkim. Alternatywnym źródłem energii może być podłączenie do sieci energetycznej, co w znacznym stopniu ogranicza emisję zanieczyszczeń do powietrza. W trakcie prowadzenia wiercenia źródłem emisji zanieczyszczeń jest przede wszystkim napęd urządzenia wiertniczego oraz kotłownia. Emisja z agregatów pompowych oraz zbiorników powierzchniowych towarzysząca zabiegom szczelinowania ma miejsce po zakończeniu wiercenia otworu, w momencie udostępniania złoża. Niezorganizowana emisja ze spalania gazu na pochodni będzie miała miejsce w sytuacji, gdy uzyska się przyływ kopaliny z odwiertu (np. gazu ziemnego typu *shale* lub *tight*) w wyniku jego badawczego udostępnienia. W porównaniu z zalegającym płytko gazem ziemnym ze złóż konwencjonalnych, prace nad wydobywaniem gazu ze złóż niekonwencjonalnych mają charakter długotrwały. Podczas Etapu 2 zmniejszenie wielkości emisji będzie miało miejsce w przypadku, gdy do terenu kopalni doprowadzone zostanie zasilanie z sieci energetycznej (jeśli pozwolą na to uwarunkowania lokalizacyjne). Emisja z agregatów prądoworczych może

być ograniczona wyłącznie do okresów, w których występują przerwy w dostawie prądu z sieci energetycznej. Należy zaznaczyć, że wymienione powyżej źródła emisji nie pracują jednocześnie. Na potrzeby niniejszego opracowania przyjęto wariant pracy urządzeń w trybie ciągłym przez cały okres trwania prac. Emisja niezorganizowana z transportu ma miejsce podczas każdego z Etapów 1–3.

Biorąc pod uwagę powyższe, do wyliczenia wielkości emisji niezorganizowanej zanieczyszczeń do powietrza z otworów *shale gas* (S1-S3) oraz *tight gas* (T1-T3), wzięto pod uwagę:

- Etap 1: emisje z transportu, pochodni oraz emisję ze zbiorników powierzchniowych na płyn zwrotny po procesach szczelinowania;
- Etap 2: emisje z transportu, pochodni oraz emisje z magazynowania metanolu i syfonowania odwiertu;
- Etap 3: emisje z transportu.

Do wyliczenia emisji zorganizowanej z otworów *shale gas* (S1-S3) oraz *tight gas* (T1-T3), wzięto pod uwagę:

- Etap 1: emisje z agregatów pompowych podczas zabiegu szczelinowania hydraulicznego, agregatów prądotwórczych, kotłowni oraz silników spalinowych urządzenia wiertniczego;
- Etap 2: emisje z kotłowni oraz z układu kogeneracyjnego

Różnorodność źródeł emisji sprawia, że możliwe jest zastosowanie różnych metod obliczeniowych dla poszczególnych emitorów. W przypadku, gdy gazy lub pyły są wprowadzane do powietrza w sposób niezorganizowany, nie podlegają obowiązkowi pozyskania zgłoszenia oraz pozwolenia na eksploatację instalacji [P31]. Ponadto obowiązkowi zgłoszenia podlegają zorganizowane źródła emisji o sumarycznej mocy urządzeń poniżej 15 MW oraz obowiązkowi pozwolenia o mocy powyżej 15 MW [P32]. W związku z powyższym do oszacowania emisji ze źródeł niezorganizowanych i zorganizowanych wykorzystano zestawy wskaźników Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Instytutu Ochrony Środowiska-Państwowego Instytutu Badawczego [P33] zgodnie z metodyką zawartą w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu [P34] oraz ogólny wzór uwzględniający wskaźnik emisji na jednostkę zużytego paliwa:

$$E = B \cdot \frac{W}{1000000} \quad (3.2)$$

gdzie:

- E emisja substancji, Mg
 B zużycie paliwa, Mg lub m³
 W wskaźnik emisji, g/Mg lub g/m³

Olej napędowy, olej opalowy lekki i benzyna są mierzone w Mg, gaz ziemny w m³. Numeryczne przeliczniki jednostek wynikają z przyjętych w metodyce niejednorodnych jednostek.

Tablica 17. Przyjęte wskaźniki emisji zanieczyszczeń do powietrza ze spalania paliw

rodzaj zanieczyszczenia	wskaźniki dla gazu ziemnego	wskaźniki dla oleju napędowego	wskaźniki dla oleju opalowego	wskaźniki dla benzyny silnikowej
CO ₂	2 000 g/m ³	1 981 982 g/Mg	3 233 520 g/Mg	3,201 g/Mg
CO	0,3 g/m ³	480,48 g/Mg	682,632 g/Mg	0,3 g/Mg
NO _x	1,52 g/m ³	6 006 g/Mg	2 395,2 g/Mg	0,0065 g/Mg
SO ₂	0,04 g/m ³	22 822,8 g/Mg	20 359,2 g/Mg	0,002 g/Mg
TSP	0,0005 g/m ³	1 201,2 g/Mg	0,311376 g/Mg	-
benzo(a)piren	-	-	0,311376 g/Mg	0,000006

Opracowano na podstawie: *Wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw*, IOŚ-PIB, Warszawa, 2015.

Tablica 18. Wielkość emisji zanieczyszczeń do powietrza na otworach *shale gas* (S1–S3) i *tight gas* (T1–T3)

<i>shale gas (S 1-3)</i>								
Étap 1	Ilość	Jedn.	CO	CO ₂	NO _x	SO ₂	TSP	Benzo (a) piren
Olej napędowy	752,84	Mg	0,36	1 492,12	45,22	17,18	0,90	-
Olej opalowy lekki	131,10	Mg	0,09	423,91	3,14	2,67	0,05	40,82
Gaz spalony: pochodnie	31 182	m ³	0,01	62,36	0,05	0,00	0,00	-
Całkowita emisja substancji wprowadzona do SimaPro		Mg	0,46	1 978,39	4,88	19,85	0,96	0,00

<i>tight gas (T 1-3)</i>								
Etap 1	Ilość	Jedn.	CO	CO₂	NO_x	SO₂	TSP	Benzo (a) piren
Olej napędowy	476,85	Mg	0,23	9 451,2	2,86	10,88	0,57	-
Olej opalowy lekki	85,91	Mg	0,06	277,8	0,21	1,75	0,03	0,00
Gaz spalony: pochodnie	150677	m ³	0,05	301,4	0,23	0,01	0,00	-
Całkowita emisja substancji wprowadzona do SimaPro		Mg	0,33	1 524,3	3,30	12,64	0,61	0,00

<i>shale gas (S 1-3)</i>									
Etap 2	Ilość	Jedn.	CO	CO₂	NO_x	SO₂	TSP	Benzo (a) piren	CH₄
Olej napędowy	57,40	Mg	0,03	113,8	0,34	1,31	0,07	-	-
Benzyna silnikowa	5,43	Mg	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	-
Olej opalowy lekki	228,73	Mg	1,56	739,6	0,55	4,66	0,09	0,00	-
Gaz ziemny z sieci	600 812	m ³	1,80	1 201,6	0,91	0,02	0,00	-	-
Gaz spalony: pochodnie, agregaty gazowe	16 958 531	m ³	5,09	33 917,1	25,78	0,68	0,01	-	-
Syfonowanie odwiertu		m ³	-	-	-	-	-	-	86,4
Roczna emisja substancji		Mg	5,45	359 720,4	27,58	6,67	1,71	0,00	86,4
Całkowita emisja substancji wprowadzona do SimaPro		Mg	163,5	10 791 612,3	827,4	200,1	51,3	0,00	2 592

<i>tight gas (T 1-3)</i>									
Etap 2	ilość	Jedn.	CO	CO₂	NO_x	SO₂	TSP	Benzo (a) piren	CH₄
Olej napędowy	72,71	Mg	0,03	144,1	0,44	1,66	0,09	-	-
Benzyna silnikowa	5,43	Mg	0,00	0,0	0,00	0,00	-	0,00	-
Olej opalowy lekki	152,49	Mg	0,10	493,1	0,37	3,10	0,06	0,00	-

Gaz ziemny z sieci	658 812	m ³	0,20	1 317,6	1,00	0,03	0,00	-	-
Gaz spalony: pochodnie, agregaty gazowe	19 019 628	m ³	5,71	38 039,3	28,91	0,76	0,01	-	-
Syfonowanie odwiertu		Mg	-	-	-	-	-	-	86,4
Roczna emisja substancji		Mg	6,04	399 940,6	30,71	5,55	0,16	0,00	86,4
Całkowita emisja substancji wprowadzona do SimaPro		Mg	181,2	11 998 217	921,3	166,5	4,8	0,00	2 592

shale gas (S 1-3)

Etap 3	Ilość	Jedn.	CO	CO₂	NO_x	SO₂	TSP	Benzo(a) piren
Olej napędowy	8,20	Mg	0,00	16,25	0,05	0,19	0,01	-
Benzyna silnikowa	3,88	Mg	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00
Olej opałowy lekki	25,80	Mg	0,02	83,42	0,06	0,53	0,01	0,00
Całkowita emisja substancji wprowadzona do SimaPro		Mg	0,02	99,68	0,11	0,71	0,02	0,00

tight gas (T 1-3)

Etap 3	Ilość	Jedn.	CO	CO₂	NO_x	SO₂	TSP	Benzo(a) piren
Olej napędowy	8,20	Mg	0,00	16,25	0,05	0,19	0,01	-
Benzyna silnikowa	3,88	Mg	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00
Olej opałowy lekki	25,80	Mg	0,02	83,42	0,06	0,53	0,01	0,00
Całkowita emisja substancji wprowadzona do SimaPro		Mg	0,02	99,68	0,11	0,71	0,02	0,00

C:\Users\Public\Documents\SimaPro\Database\Professional; GAS - [Edit material process '_proces 2 shale gas']

File Edit Calculate Tools Window Help

Documentation **Input/output** Parameters System description

Emissions to air	Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment
Carbon monoxide	low. pop.	1,64E8	g					
Carbon dioxide	low. pop.	1,08E12	g					
Nitrogen dioxide	low. pop.	8,27E8	g					
Sulfur dioxide	low. pop.	2E8	g					
Particulates, < 10 um	low. pop.	5,13E6	g					
Benzo(a)pyrene	low. pop.	2,14E3	g					
Methane	low. pop.	86403514,41*30	g					
Add line								
Emissions to water	Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment
Add line								
Emissions to soil	Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment
Add line								
Final waste flows	Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment
Add line								
Non material emissions	Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment
Add line								
Social issues	Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment
Add line								
Economic issues	Subcompartment	Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment
Add line								
Outputs to technosphere: Waste treatment		Amount	Unit	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Comment
Drilling waste (RoW) treatment of drilling waste, residual material landfill APOS, S		900	ton					
Wastewater, average (RoW) market for wastewater, average APOS, S		4,29E5	m3					
Municipal solid waste (PL) market for municipal solid waste APOS, S		810	ton					
Add line								

CIEPLNE 9.1.0.11 PhD

Rysunek 15. Emisje do powietrza dla etapu 2 shale gas wprowadzone do SimaPro 9.1.0.11 PhD

Przedstawione w Tablicy 18 wyniki emisji zanieczyszczeń do powietrza są najwyższe w Etapie 1, obniżają się one w Etapie 2 podczas regularnej eksploatacji złoża. Wzrasta natomiast liczba potencjalnych emitorów. Wykorzystywane w Etapie 1 agregaty prądotwórcze stanowiące główne źródło emisji zanieczyszczeń pełnią w Etapie 2 rolę rezerwowego źródła energii elektrycznej, która w normalnych warunkach pozyskiwana jest z sieci elektrycznej. Stałym źródłem emisji zanieczyszczeń do powietrza jest natomiast kotłownia. Ponadto emisja do powietrza ma miejsce z pochodni gazu zrzutowego oraz instalacji magazynowania inhibitorów. Źródłem znacznego wzrostu emisji jest praca agregatów pompowych w Etapie 1 obsługujących proces szczelinowania hydraulicznego. Redukcję emitowanych zanieczyszczeń z procesów energetycznego spalania paliw w agregatach prądotwórczych i kotłowniach w Etapie 1 i Etapie 2 można osiągnąć wykorzystując jako paliwo gaz ziemny z eksploatowanego odwiertu. Dodatkowo na zmniejszenie emisji może wpłynąć podłączenie obiektu do sieci energetycznej. Skutkiem tego będzie również wykorzystanie agregatów prądotwórczych wyłącznie jako rezerwowego źródła energii, a co za tym idzie, skrócenie czasu ich pracy i dalsza redukcja emisji.

W trakcie prowadzenia testów produkcyjnych wydobyty gaz ziemny jest w całości spalany na **pochodni gazu zrzutowego**. Sposobem na ograniczenie tego rodzaju emisji podczas próbnej eksploatacji, może być jego wykorzystanie do produkcji energii elektrycznej lub oddawanie do sieci. Sytuacja taka jest jednak rzadko spotykana w polskich warunkach. Podczas eksploatacji złoża, pochodnia wykorzystywana jest w sytuacjach związanych z remontami, przeglądem urządzeń lub awariami instalacji. Spalanie gazu zrzutowego na pochodni ma na celu zapobieganie bezpośredniemu wprowadzaniu do powietrza składników surowego gazu ziemnego takich jak metan, węglowodory wyższe, czy siarkowodór. Praktyka ta jest zgodna z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy, prowadzenia ruchu oraz specjalistycznego zabezpieczenia przeciwpożarowego w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi [P4]. Pochodnie są instalacjami nieobjętymi standardami emisyjnymi i nie ma określonej metody na obliczanie emisji jaka zachodzi podczas ich wykorzystania. Biorąc pod uwagę nieregularny charakter pracy i możliwe do popełnienia błędy obliczeniowe, przyjęto wskaźniki i wzory używane do bilansowania ze źródeł zorganizowanych.

Realizowane podczas Etapów 1–3 prace budowlano-montażowe, prace sejsmiczne powodują okresowe nasilenie ruchu pojazdów ciężarowych i osobowych, stanowiących potencjalne źródło zanieczyszczeń pyłowo-gazowych. Zanieczyszczenia są generowane przez

same pojazdy oraz nawierzchnię drogi, po której się one poruszają. Jazda w trudnym terenie oraz częste zatrzymywanie się i ponowne uruchamianie silnika powoduje wysoką lokalną koncentrację emisji. Na skutek eksploatacji ogumienia, okładzin hamulcowych, sprzęgieł i nawierzchni jezdni ma miejsce tzw. emisja pyłu wtórnego. Powoduje to chwilowe pogorszenie stanu powietrza atmosferycznego, ponieważ prace te mają charakter krótkotrwały. Ze względu na powyższe, należy stwierdzić, że charakter tych oddziaływań jest odwracalny.

Na Etapie 2 na terenie kopalni mogą być gromadzone i wykorzystywane inhibitory hydratów i korozji, których głównym składnikiem jest metanol. Substancja ta stosowana jest w celu zapobiegania zjawiskom krystalizacji hydratów w postaci tzw. korków lodowych poprzez wtryskiwanie do głowicy odwiertu. W przypadku wykorzystania na terenie kopalni metanolu, będzie miała miejsce jego emisja do powietrza podczas uzupełniania ubytków w zbiornikach magazynowych.

Wielkość emisji substancji przy napełnianiu zbiorników określa się ze wzoru [I33]:

$$E = fB \cdot c \cdot V \quad (3.3)$$

gdzie:

E wielkość emisji metanolu, Mg/rok

fB stopień nasycenia przestrzeni gazowej zbiornika, oznaczający stosunek osiągniętego stężenia metanolu w zbiorniku do stanu nasycenia

c maksymalny stopień nasycenia metanolem przestrzeni gazowej nad lustrem cieczy, Mg/m³

V przeładunek roczny substancji, m³/rok

Podczas magazynowania płynu zwrotnego po zabiegach szczelinowania może również dochodzić do emisji metanu, jednakże posiada on bardzo niewielką rozpuszczalność w wodzie (ok. 35 mg/l) i odparowują jego małe ilości. Szacowanie wielkości emisji substancji lotnych jest bardzo skomplikowane z uwagi na zmienne warunki temperatury, ciśnienia powietrza oraz zróżnicowany skład płynu szczelinującego dostosowany do danego otworu. Jednym z niewielu sposobów szacowania emisji substancji lotnych z otwartych zbiorników jest model EPA (Environmental Protection Agency), który opiera się na następującym równaniu [I34]:

$$E = K \cdot A \cdot C_1 \quad (3.4)$$

gdzie:

E emisja do powietrza z powierzchni cieczy, g/s

K współczynnik transferu masy, m/s

A powierzchnia (cieczy), m²

C₁ stężenie składnika w fazie ciekłej, g/m³

Emisje metanu nie zostały uwzględnione w szacowaniu ogólnej emisji z uwagi na fakt, że w warunkach polskich najczęściej stosuje się zbiorniki zamknięte. Zbiorniki otwarte zwiększając parowanie uniemożliwiają bowiem recykling płuczki oraz jej powtórne wykorzystanie. Aby uniknąć sytuacji awaryjnych związanych z przepływem metanu w trakcie wiercenia, na powierzchni instalowany jest tzw. prewenter. To rodzaj głowicy przeciwerupcyjnej zamykającej wylot otworu wiertniczego. W razie awarii gaz przez prewenter jest przekazywany do instalacji spalania.

Istotnym źródłem emisji zanieczyszczeń metanu są straty gazu pochodzące z procesów syfonowania odwiertów. Syfonowanie ma celu intensyfikację wydobycia gazu z odwiertu. Zostało ono obliczone z wykorzystaniem następującej zależności [I35]:

$$v_g = \frac{(p_1 - p_2) \cdot v_0 \cdot T_0}{p_0 \cdot T_g} \quad (3.5)$$

gdzie:

V_g objętość traconego gazu w warunkach normalnych, m³

p₁ ciśnienie głowicowe ruchowe przed syfonowaniem, kPa

p₂ ciśnienie głowicowe ruchowe po syfonowaniu, kPa

V₀ objętość syfonowanego odwiertu, m³

T_g temperatura gazu, K

T₀ temperatura odniesienia, K

p₀ ciśnienie odniesienia, kPa

Następnie emisja metanu jest obliczana ze wzoru nr 3.2.

3.1.3.3. Szacowanie zużycia wody i ilości wytworzonych ścieków

Dane pochodzą z baz wewnętrznych PGNiG SA. W Tabelicy 19 pominięto przelicznik objętości na masę, ponieważ przyjęto, że 1 m³ wody i ścieków ma masę 1 Mg

Tablica 19. Zużycie wody i ilość wytworzonych ścieków na otworach *shale gas* (S1–S3) i *tight gas* (T1–T3)

Etap 1	Jedn.	Średnia arytm. S1-S3	Średnia arytm. T1-T3	Jedn. do SimaPro	Dane do SimaPro S1-S3	Dane do SimaPro T1-T3
Woda powierzchniowa	m ³	6 661,27	0,00	m ³	4 877,37	-
Woda zakupionej z sieci	m ³	0,00	1 322,33	Mg	-	661,17
Woda ponownie wykorzystana	m ³	1 783,90	661,17	Mg	1 783,90	661,17
Ścieki	m ³	2 348,47	647,00	m ³	2 348,47	647,00

Etap 2	Jedn.	Średnia arytm. S1-S3	Średnia arytm. T1-T3	Jedn. do SimaPro	Dane do SimaPro S1-S3	Dane do SimaPro T1-T3
Woda zakupiona z sieci	m ³	66 020,00	59 778,00	Mg	1 980 600	1 793 340
Ścieki	m ³	6 359,00	14 305,00	m ³	190 770	429 150

Etap 3	Jedn.	Średnia arytm. S1-S3	Średnia arytm. T1-T3	Jedn. do SimaPro	Dane do SimaPro S1-S3	Dane do SimaPro T1-T3
Woda zakupiona z sieci	m ³	10 000,00	10 000,00	Mg	10 000,00	10 000,00
Ścieki	m ³	1 000,00	1 000,00	m ³	1 000,00	1 000,00

3.1.3.4. Szacowanie ilości wytworzonych odpadów

Podczas procesów poszukiwania i eksploatacji węglowodorów niekonwencjonalnych na skutek wiercenia otworu, szczelinowania hydraulicznego, testów produkcyjnych oraz bieżącej obsługi urządzeń powstają następujące odpady [I36]:

- zużyta płuczka wiertnicza,
- zwierciny,
- płyny szczelinujące, pozabiegowe,
- odpady pozabiegowe (odpady powstałe po oczyszczeniu płynu pozabiegowego),
- odpady komunalne.

W wymienionych procesach wytwarzane są odpady wydobywcze inne niż niebezpieczne (w trakcie wykonywania prac wiertniczych oraz prac związanych z zabiegami szczelinowania hydraulicznego), odpady niebezpieczne z konserwacji oraz obsługi urządzeń oraz odpady inne niż niebezpieczne. Zgodnie z ustawą o odpadach [P18], posiadacz odpadów prowadzi ilościową i jakościową ewidencję odpadów w *Bazie danych o produktach i opakowaniach oraz o gospodarce odpadami* (BDO) oraz wystawia *Karty Przekazania Odpadów* (KPO) w czasie rzeczywistym. Limity ilości wytwarzanych odpadów są zawarte w decyzjach zatwierdzających programy gospodarowania odpadami wydobywczymi, program gospodarki odpadami niebezpiecznymi oraz pozwoleniach na wytwarzanie odpadów. Podczas realizacji jednego otworu *shale gas* łącznie w wyniku procesów wiercenia i szczelinowania powstaje około 5500 – 6000 Mg odpadów oraz około 1500 Mg dla otworu *tight gas* przy czym $\frac{3}{4}$ całkowitej masy stanowią odpady wydobywcze. Wytworzone w procesie wiercenia i szczelinowania odpady wydobywcze są transportowane do instalacji unieszkodliwiania odpadów, niebezpieczne o kodach 15 01 10* oraz 16 03 03* do Zakładu Produkcji Paliw Alternatywnych podobnie jak odpady powstałe w procesie szczelinowania o kodach: 16 01 14*; 07 01 04*; 15 01 10* oraz 15 02 02*. Odpady o kodzie 13 05 07* poddaje się procesom odzysku. Unieszkodliwianie przez składowanie odpadów wydobywczych możliwe jest jedynie w specjalnych obiektach unieszkodliwiania odpadów wydobywczych.

Ograniczenie odpadów wiertniczych jest trudne do zrealizowania. Płuczki dobiera się tak, aby jak najmniej szkodziły środowisku. W ostatnich latach opracowano płuczki na bazie wody, które można wykorzystać w rolnictwie lub w ogrodnictwie. Ponowne wykorzystanie płuczki jest możliwe po oddzieleniu zwiercin. W tym celu wykorzystuje się różnorodne systemy oczyszczania. Najczęściej stosowanymi urządzeniami w systemie oczyszczania

płuczki są: koryta płuczkowe, sita wibracyjne, wirówka, odmulacz, piaskownik. Wytrącone z płuczki okruchy skalne oraz inne osady są magazynowane w specjalnych stalowych zbiornikach, jako odpady wydobywcze, w dalszych etapach zagospodarowane przez uprawnione podmioty zewnętrzne zgodnie z obowiązującymi przepisami. Na każdym etapie prac powstają również odpady komunalne związane z bytowaniem ludzi. Są one zbierane selektywnie z podziałem na 5 frakcji tj. szkło, tworzywa sztuczne i metale, papier, odpady biodegradowalne oraz odpady zmieszane.

Tablica 20 prezentuje zestawienie ilości wytwarzanych odpadów w podziale na poszczególne etapy prac. Dane na temat ilości wytworzonych, zbieranych, odzyskiwanych i unieszkodliwianych odpadów pochodzą z własnej ewidencji odpadowej PGNiG SA, sprawozdań i raportów z realizacji Planów Gospodarki Odpadami dla województw pomorskiego i podkarpackiego.

Tablica 20. Ilość wytworzonych odpadów na otworach *shale gas* (S1–S3) i *tight gas* (T1–T3)

Etap 1	Jedn.	Średnia arytmetyczna S1-S3	Średnia arytmetyczna T1-T3	Dane wprowadzone do SimaPro S1-S3	Dane wprowadzone do SimaPro T1-T3
Odpady wydobywcze	Mg	5 538,43	1 502,09	3 877,40	1 502,09
Odzysk odpadów	Mg	1 661,03	0,00	-	-
Odpady komunalne	Mg	100,00	104,67	100,00	104,67
Etap 2	Jedn.	Średnia arytmetyczna S1-S3	Średnia arytmetyczna T1-T3	Dane wprowadzone do SimaPro S1-S3	Dane wprowadzone do SimaPro T1-T3
Odpady wydobywcze	Mg	30,00	54,09	900,00	1 622,70
Odpady komunalne	Mg	27,00	11,00	810,00	330,00
Etap 3	Jedn.	Średnia arytmetyczna S1-S3	Średnia arytmetyczna T1-T3	Dane wprowadzone do SimaPro S1-S3	Dane wprowadzone do SimaPro T1-T3
Odpady wydobywcze	Mg	68,50	50,00	68,50	50,00
Odpady komunalne	Mg	5,00	5,00	5,00	5,00

3.1.4. Ocena wpływu cyklu życia (*Life Cycle Impact Assessment*)

Celem etapu oceny wpływu cyklu życia było określenie zależności środowiskowych wszystkich wejść i wyjść procesów poszukiwania i eksploatacji niekonwencjonalnych złóż węglowodorów typu *shale gas* i *tight gas* objętych zakresem badań LCA oraz oszacowanie wielkości ich wpływu na środowisko. Wśród dominujących i najczęściej stosowanych wyróżnia się następujące wskaźniki: skumulowane zapotrzebowanie na energię, potencjał globalnego ocieplenia, potencjał eutrofizacji, zakwaszenia, toksyczności dla ludzi oraz toksyczności dla gleb.

Do obliczenia skutków środowiskowych wszystkich wejść i wyjść związanych z procesami poszukiwania i eksploatacji *shale* i *tight gas*, zgodnie z zaleceniami normy PN-EN ISO 14040:2009, wybrano trzy odrębne metody, umożliwiające prezentację wyników i analiz pod względem różnych elementów oddziaływania:

ReCiPe Midpoint H – każdy wpływ na środowisko jest rozpatrywany w poszczególnych kategoriach [53] jak np. efekt cieplarniany, zużycie wody, toksyczność rakotwórcza dla ludzi i zakwaszenie łąd, przekształcenie terenów naturalnych, ekotoksyczność słodkowodna, ekotoksyczność morska, eutrofizacja wód morskich, eutrofizacja wód słodkich oraz toksyczność dla ludzi, ubożenie warstwy ozonowej, wykorzystywanie zasobów mineralnych i surowców nieodnawialnych. Wynik analizy jest wyrażany w punktach, przy czym jeden punkt to tysięczna część rocznych obciążeń środowiska.

IPCC 2013 GWP 100a – opracowana przez Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu do oceny wpływu emisji poszczególnych gazów cieplarnianych (ang. *greenhouse gases*, GHG) na efekt cieplarniany w horyzoncie czasowym 100 lat. Wykorzystuje metodę śladu węglowego (ang. *carbon footprint*) i zawiera zmienne IPCC dotyczące zmian klimatu. Wynik analizy jest wyrażany jest w kg CO₂ eq.

Cumulative Energy Demand (Lower Heating Values) – skumulowane zapotrzebowanie na energię określa całkowite zużycie energii (w oparciu o wartości opałowe) ze źródeł odnawialnych i nieodnawialnych w całym cyklu życia produktu.

3.1.5. Interpretacja wyników (*Life Cycle Interpretation*)

W ostatniej fazie analizy LCA dokonano interpretacji wyników wszystkich Etapów 1–3. Celem interpretacji był przegląd i sprawdzenie kompletności, spójności i przydatności wyników, na podstawie wyników których będą podejmowane decyzje mające na celu minimalizację negatywnego oddziaływania, a także rozstrzygnięcia odnośnie doboru rozwiązań technologicznych mających na celu poprawę jakości środowiskowej produktu. Interpretacji wyników dokonano w oparciu o trzy metody badań.

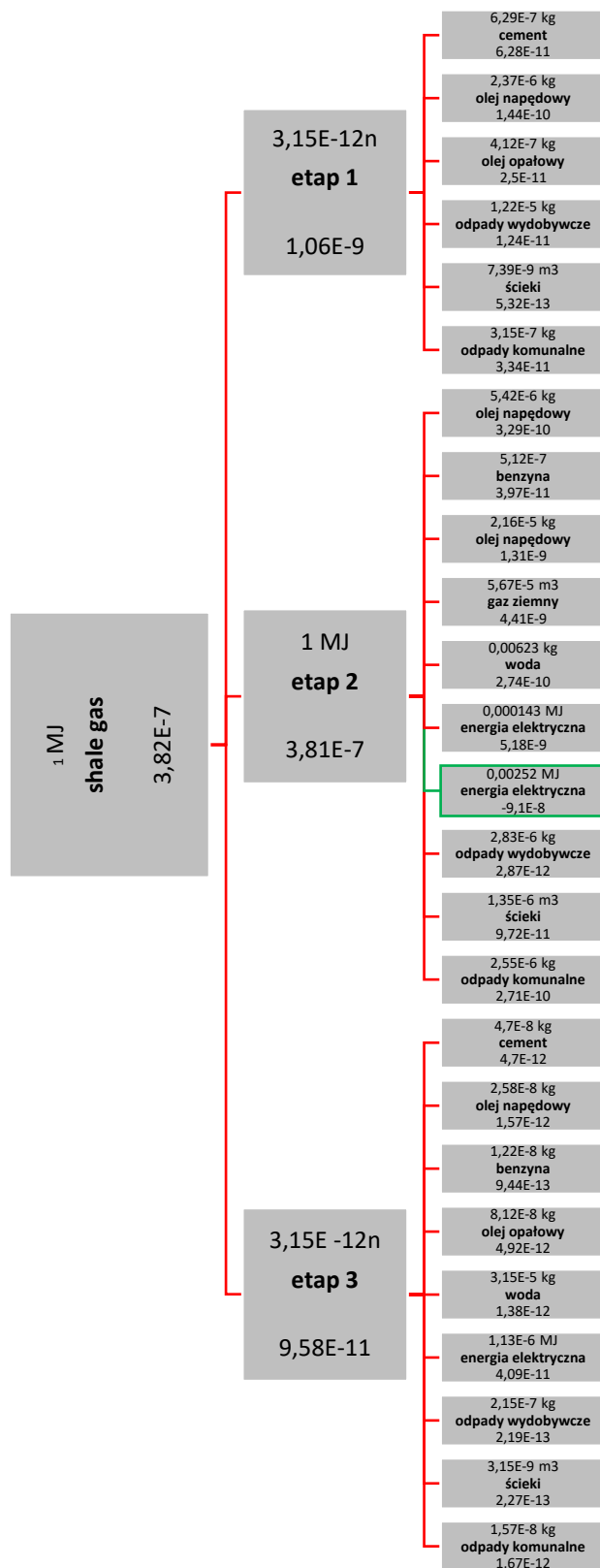
W przypadku oceny cyklu życia procesów poszukiwania i eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych typu *shale gas* i *tight gas* metodą ReCiPe Midpoint H przeanalizowano 10 kategorii wpływu, a ich wyniki zestawiono w Tablicy 21. Największy wpływ na kategorię efektu cieplarnianego mają emisje gazów cieplarnianych, (szczególnie CO₂ i CH₄), zarówno podczas poszukiwania, jak i wydobywania węglowodorów niekonwencjonalnych z uwagi na bezpośrednie spalanie gazu na pochodniach, a także emisje z silników samochodowych i agregatów prądotwórczych w Etapie 2. Czynnikiem potęgującym efekt wpływu są szczególnie emisje metanu (CH₄), które są 21-krotnie bardziej szkodliwe niż emisje dwutlenku węgla (CO₂). Zwiększają one absorpcję promieniowania ciepła do atmosfery i powodują wzrost temperatury na powierzchni Ziemi.

Ponadto procesy poszukiwania i wydobywania węglowodorów niekonwencjonalnych wymagają stosowania nieodnawialnych źródeł energii, co powoduje emisje związków azotu. Emisje tlenków azotu mają znaczny wpływ na zubożenie warstwy ozonowej, w wyniku której większa część promieniowania UV-B dociera do powierzchni Ziemi, powodując szkodliwy wpływ na nasze zdrowie. Zanieczyszczenia powietrza, takie jak dwutlenek siarki (SO₂), przekształcone w kwasy, mogą prowadzić do zakwaszenia gleb oraz negatywnego wpływu na wodę, czy organizmy żywe (kwaśne deszcze). Z kolei zwiększone stężenia fosforu i azotu w wyniku wprowadzania do wód ścieków, przyczyniają się do eutrofizacji zbiorników wodnych.

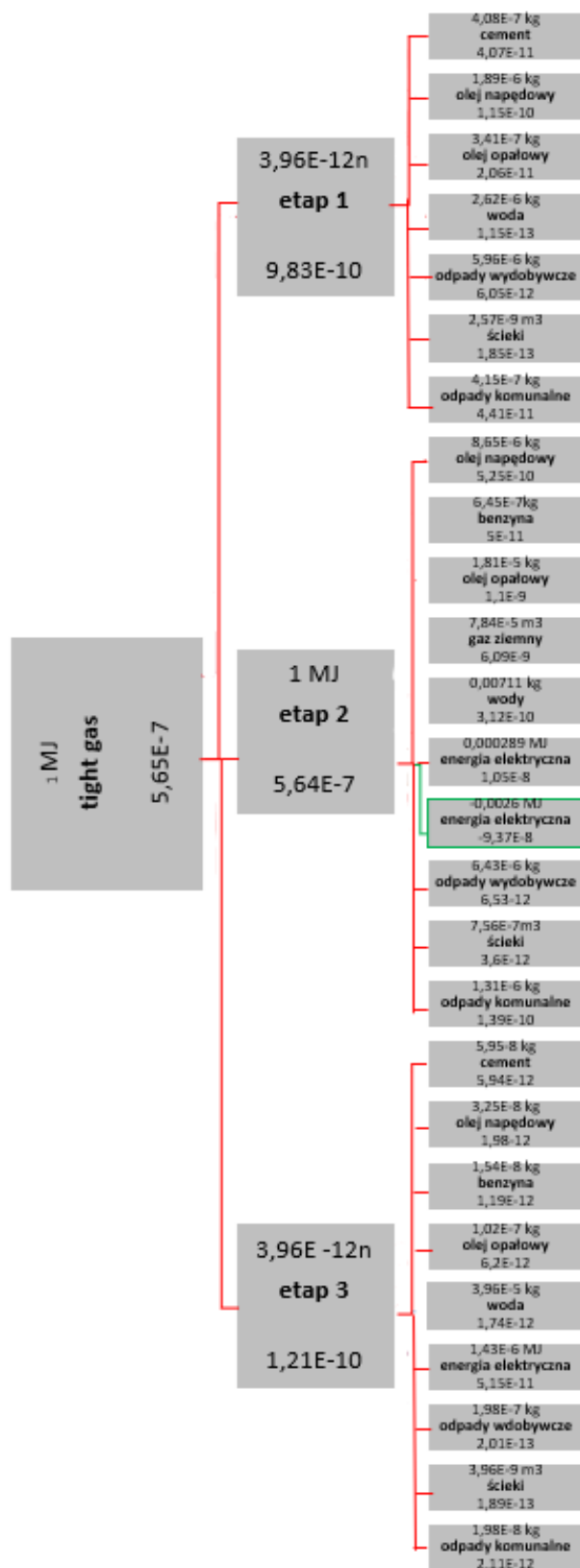
Kategorię „działanie toksyczne rakotwórcze i nie-rakotwórcze na człowieka” oparto na założeniu, że problemy zdrowotne człowieka są spowodowane wpływem różnego rodzaju zanieczyszczeń na organizm. W ramach tej kategorii uwzględniono emisję gazów cieplarnianych i wpływ na zubożenie warstwy ozonowej.

Tablica 21. Metoda ReCiPe Midpoint H – główne kategorie oddziaływania oraz jednostki dla gazu typu *shale* i *tight gas*

Kategoria wpływu	<i>shale gas</i>		<i>tight gas</i>	
	Jedn.	Wartość	Jedn.	Wartość
Efekt cieplarniany	kg CO ₂ eq	0,003	kg CO ₂ eq	0,004
Zubożenie warstwy ozonowej	kg CFC ₁₁ eq	-1,05*10 ⁻¹⁰	kg CFC ₁₁ eq	-9,44*10 ⁻¹¹
Eutrofizacja zbiorników wodnych	kg P eq	-8,87*10 ⁻⁷	kg P eq	-8,60*10 ⁻⁷
Działanie toksyczne na gleby	kg 1,4- DCB	-0,00087	kg 1,4- DCB	-0,00084
Działanie toksyczne na wody	kg 1,4- DCB	-4,54*10 ⁻⁵	kg 1,4- DCB	-4,43*10 ⁻⁵
Działanie toksyczne rakotwórcze na człowieka	kg 1,4- DCB	-5,09*10 ⁻⁵	kg 1,4- DCB	-4,94*10 ⁻⁵
Działanie toksyczne nie rakotwórcze na człowieka	kg 1,4- DCB	-0,00113	kg 1,4- DCB	-0,00111
Zubożenie surowców mineralnych	kg Cu eq	-4,71*10 ⁻⁷	kg Cu eq	-4,45*10 ⁻⁷
Zubożenie zasobów kopalin	kg oil eq	0,025	kg oil eq	0,026
Zużycie wody	m ³	-1,58*10 ⁻⁵	m ³	-1,37*10 ⁻⁵

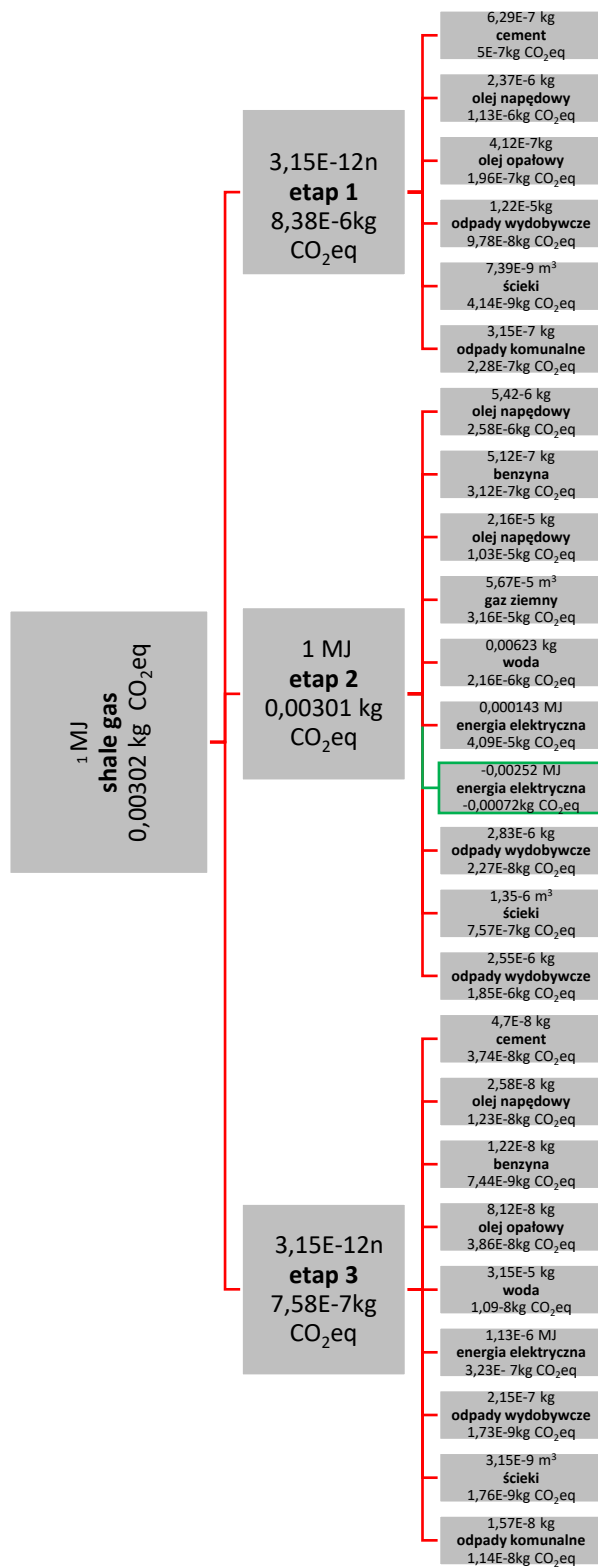


Rysunek 16. Recipe Midpoint H dla *shale gas* według etapów i przepływów

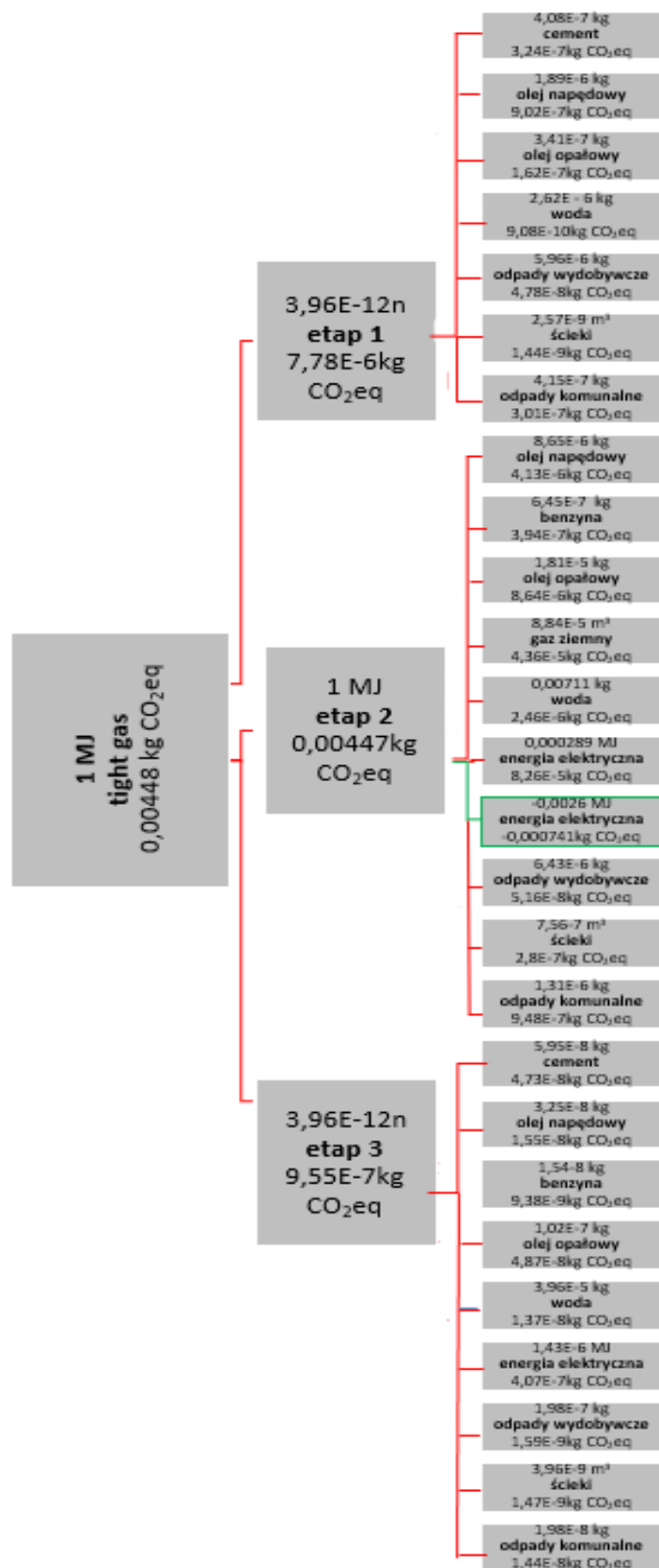


Rysunek 17. Recipe Midpoint H dla *tight gas* według etapów i przepływów

Na kategorię surowców mineralnych i paliw kopalnych ma wpływ wykorzystanie oleju napędowego i lekkiego paliwa do transportu i zasilania agregatów. Zużycie energii elektrycznej ma największy wpływ na zmiany klimatyczne, a spalanie paliw emituje gazy cieplarniane, które przyczyniają się do nasilenia efektu cieplarnianego. Energia elektryczna w Polsce ma znaczny ślad węglowy ze względu na fakt, że w większości pochodzi ze źródeł kopalnych. Największe zużycie energii elektrycznej występuje na Etapie 2, ale jest ono kompensowane produkcją energii elektrycznej przez elektrociepłownię zlokalizowaną w kopalni. Energia elektryczna i ciepło stanowią podstawowe źródło energii dla procesów technologicznych.



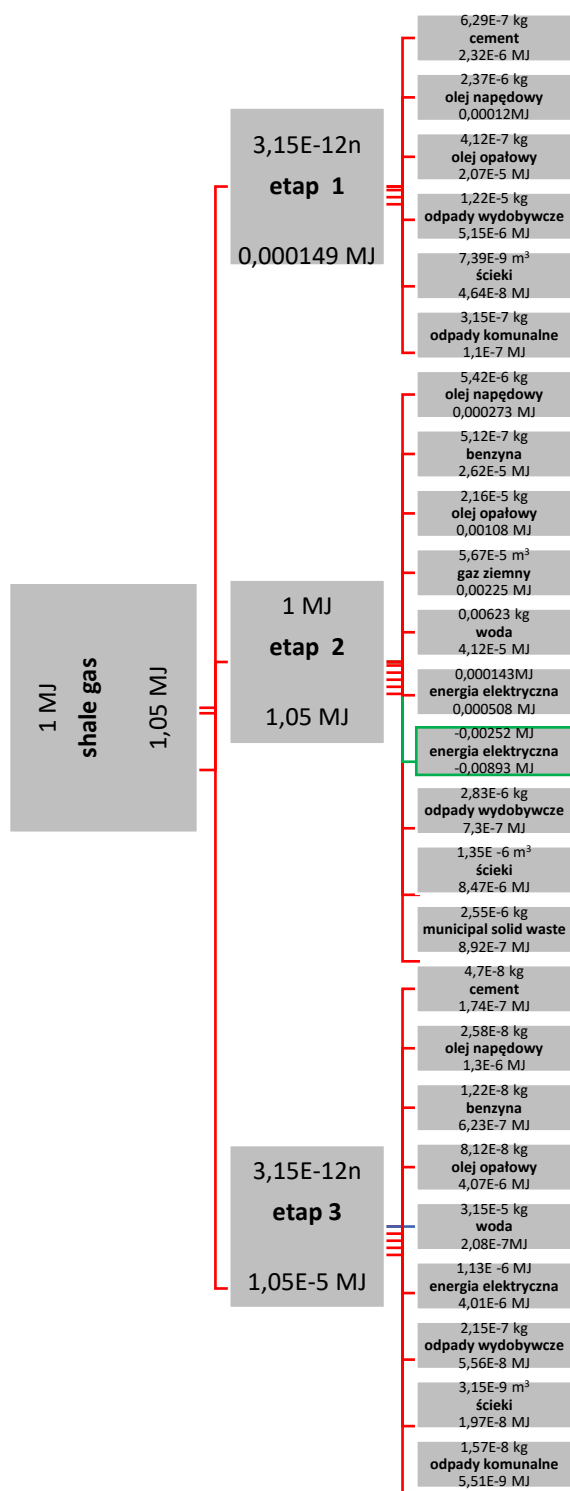
Rysunek 18. GWP 100a dla shale gas według etapów i przepływów



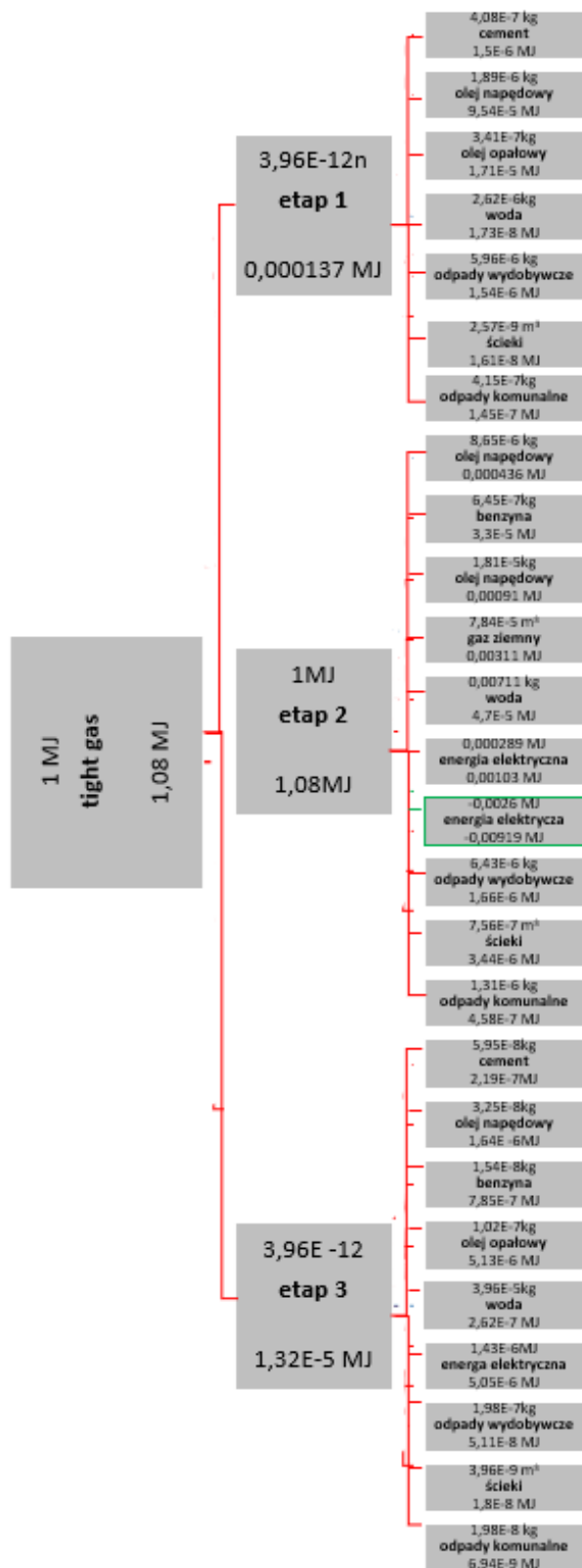
Rysunek 19. GWP 100a dla *tight gas* według etapów i przepływów

Oszacowany metodą IPCC 2013 GWP 100a potencjał globalnego ocieplenia (GWP) dla *shale gas* wynosi 0,003 kg CO₂eq/MJ, a dla *tight gas* 0,004 kg CO₂eq/MJ w 100-letnim horyzoncie czasowym. Wartości te są niższe niż oszacowane metodą GWP 100a dla węgla kamiennego [54] (tj. 0,042 kg CO₂eq/MJ), porównywalne do obliczonych dla gazu typu *shale gas* w Hiszpanii (tj. 0,004 kg CO₂eq/MJ [55] oraz dla konwencjonalnego gazu ziemnego w Polsce (tj. 0,003 kg CO₂eq/MJ) [54]. Pomimo, że złoża węgla kamiennego w Polsce zalegają płycej niż złoża *shale* i *tight gas*, na wysoki GWP węgla mają wpływ przede wszystkim emisje metanu pochodzące z procesów wentylacji, odgazowania, a także z nieczynnych wyrobisk. Biorąc pod uwagę, że gaz dystrybuowany w Polsce jest mieszaniną gazów o różnym potencjale globalnego ocieplenia, należy uznać, mimo podobieństwa pozyskanych wyników z *shale* i *tight gas* opłaca się wydobywać rodzimy surowiec, zwłaszcza w obliczu kryzysu energetycznego.

Z powodu szczelinowania hydraulicznego do Etapu 1 procesów *shale* i *tight gas* zużywa się dużo wody. Według aktualnych statystyk i literatury około 25% wody jest ponownie wykorzystywane [56] między innymi do przygotowania płuczki. Największy wpływ na Etap 2 ma wykorzystanie wody wodociągowej (0,0719% w przypadku *shale gas* i 0,0553% w przypadku *tight gas*). Model okazał się szczególnie wrażliwy na zużycie energii elektrycznej i gazu ziemnego z sieci dystrybucyjnej. Wykorzystanie energii elektrycznej z sieci, szczególnie na Etapie 1, wpływa na ostateczny wynik GWP 100a dla *shale* i *tight gas* oraz na kategorię efektu cieplarnianego widoczną w metodzie Recipe Midpoint H. Za wyższy ślad węglowy *tight gas*, w porównaniu z *shale gas* odpowiada przede wszystkim większa ilość gazu spalonego na pochodniach w Etapie 1 oraz wyższe zużycie oleju napędowego w Etapie 2.



Rysunek 20. Cumulative Energy Demand (LHV) dla *shale gas* według etapów i przepływów

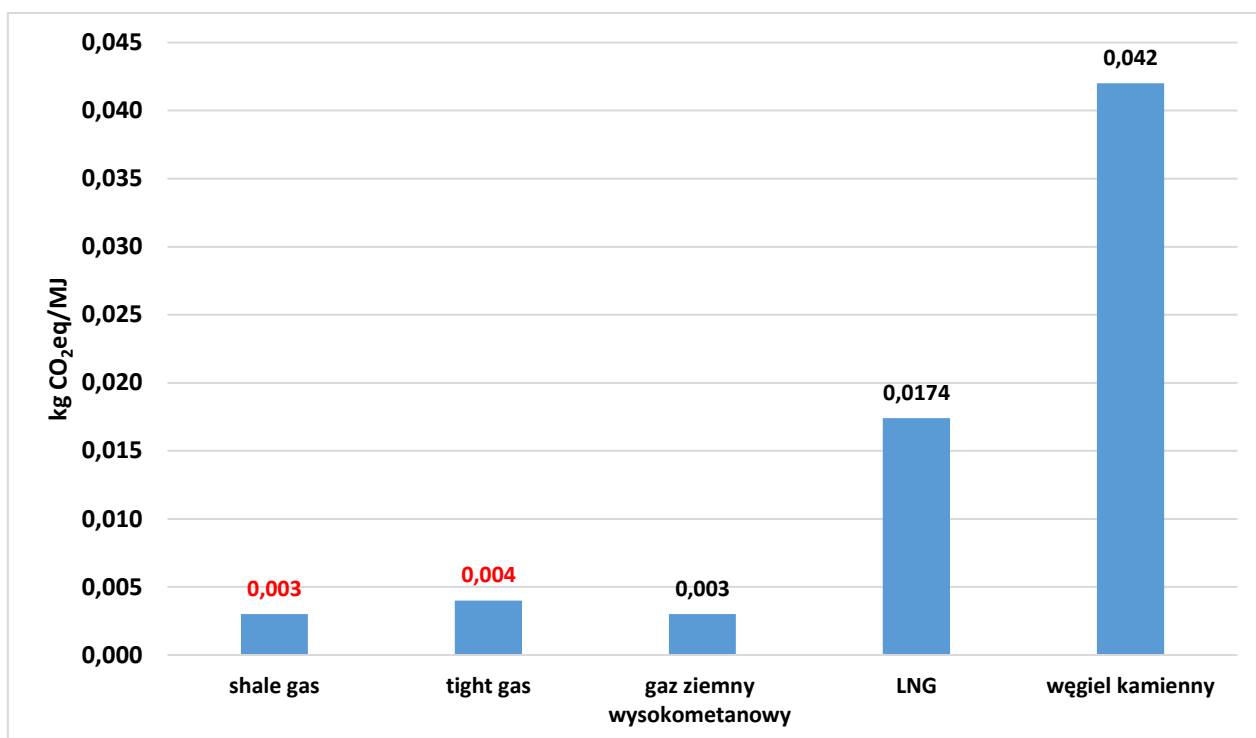


Rysunek 21. Cumulative Energy Demand (LHV) dla *tight gas* według etapów

Produkty *shale* i *tight gas* są wytwarzane w wyniku bezpośredniego i pośredniego zużycia energii w ogniwach o wzajemnych powiązaniach energetycznych i technologicznych. Sumę tych zużyć energii bezpośredniego i pośredniego zużycia energii nazywa się skumulowanym zużyciem energii. Może ono dotyczyć nośników energii przetworzonej (np. elektryczności) i pierwotnej.

Jak pokazano na Rysunkach 20 i 21 skumulowane zapotrzebowanie na energię dla gazu typu *shale* i *tight* wynosi odpowiednio 1,05 i 1,08 MJ/MJ. Oznacza to, że aby uzyskać 1 MJ energii chemicznej z gazu typu *shale* i *tight*, należy zużyć 0,05 i 0,08 MJ dodatkowych nośników energii w całym okresie życia produktu. Jest to zaledwie 5-8 % energii jaką trzeba dołożyć. Wynik ten jest osiąganym między innymi dzięki pracy układu kogeneracyjnego na Etapie 2, która umożliwia generowanie nadwyżek energii elektrycznej i oddawanie ich do sieci.

Badania L.Stamford'a i R.Westawey'a i C.Tagliaferriego wykazały, że LNG importowany do Wielkiej Brytanii ma wyższe emisje gazów cieplarnianych w całym cyklu życia w porównaniu z krajowym gazem ziemnym [49,50,57]. Procesy skraplania LNG i jego transportu drogą morską determinują w 50% udział współczynnika globalnego ocieplenia, który wynosi 0,0174 kg CO₂eq (w tym wydobycie i suszenie, skraplanie, transport morski i odparowanie bez dystrybucji). Wartość ta jest zgodna z szacunkami USA National Energy Technology Laboratory z 2019 roku [58]. Potencjał globalnego ocieplenia *shale gas* (0,003 kg CO₂eq/MJ) i *tight gas* (0,004 kg CO₂eq/MJ) w polskich warunkach jest nieco niższy niż LNG importowanego z Kataru ze względu na emisje zaoszczędzone dzięki unikaniu skraplania, żeglugi i regazyfikacji. Jednak LNG może być używany jako paliwo dla statków, co pomoże zmniejszyć emisje gazów cieplarnianych. Dane te zostały zestawione i zaprezentowane na Rysunku 22.



Rysunek 22. Porównanie potencjału globalnego ocieplenia (GWP) paliw w Polsce w kg CO₂eq/MJ (dotyczy paliwa przed spalaniem)

Poszukiwanie i eksploatacja gazu ze złóż typu *shale* i *tight* w Polsce wykorzystuje ugruntowane technologie. Jednak w sferze produkcji przemysłowej doświadczenia są jeszcze niewielkie. Wyniki badań przedstawione w niniejszym Rozdziale obejmowały cykl życia procesów poszukiwania i eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych typu *shale* i *tight gas*. Opierały się w przeważającej ilości na danych rzeczywistych. Zidentyfikowano procesy jednostkowe, a także wszystkie wejścia i wyjścia, co umożliwia podejmowanie działań ograniczających zużycie surowców i energii oraz efektywne gospodarowanie powstającymi odpadami. Kolejnym wyzwaniem do przeprowadzenia w odniesieniu do węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych w Polsce może być analiza wrażliwości i niepewności.

3.2. Ocena ekologiczno-energetyczna metodą kosztu termoeologicznego (*Thermo Ecological Cost*)

Poszukiwanie i eksploatacja złóż węglowodorów niekonwencjonalnych typu *shale* i *tight gas* wiąże się z koniecznością wykorzystywania nieodnawialnych zasobów paliw i energii. Przeprowadzona analiza LCA ma ograniczenia, ponieważ stosowanie w niej różnych wskaźników zużycia substancji i energii uniemożliwia sumowanie i porównywanie ze sobą oddziaływań. Narzędziem, które może uzupełnić analizy LCA jest metoda **kosztu termoeologicznego** (ang. *Thermo Ecological Cost*, TEC) wywodząca się z analizy egzergetycznej [59]. Koszt termoeologiczny łączy analizę cyklu życia i egzergetyki, a wyraża się w jednostkach egzergetyki tj. w MJ/jedn. produktu [60]. Obejmuje on skumulowane zużycie egzergetyki nieodnawialnych zasobów energii zużywanych do wytworzenia danego produktu oraz dodatkowo skumulowane zużycie egzergetyki strat spowodowanych emisją szkodliwych substancji do środowiska, które obciążają produkt finalny. Suma tych składników odniesiona do jednostki produktu użytecznego została nazwana wskaźnikiem kosztu termoeologicznego [61]. Poprzez koszt termoeologiczny można wykonać ocenę tempa wyczerpywania nieodnawialnych zasobów energii [59].

Analiza egzergetyczna wywodzi się z II zasady termodynamiki, która głosi, że w układzie termodynamicznie izolowanym, istnieje funkcja stanu, zwana entropią S , której zmiana ΔS w procesie adiabatycznym spełnia nierówność $\Delta S \geq 0$, przy czym równość zachodzi wtedy i tylko wtedy, gdy proces jest odwracalny [61]. Jednak pojęcie entropii jest mało intuicyjne i nie ma bezpośredniego przełożenia na zasoby energii. Z tego względu, w oparciu o pojęcie entropii została wprowadzona inna funkcja - egzergetyka.

Termin egzergetyki wprowadził w 1955 roku słoweński fizyk Z. Rant definiując ją jako zapas energii, który ulega zniszczeniu gdy jest wykorzystywany. Egzergetyka określana jest jako maksymalna praca, jaką układ termodynamicznie otwarty może wykonać w danym otoczeniu przechodząc do stanu równowagi z otoczeniem (przy czym otoczenie traktuje się jako zbiornik nieużytecznej energii i materii o stałej temperaturze) [61, 62, 63]. Definicję tę rozszerzył L.Reikert poprzez uwzględnienie w niej możliwości występowania bogactw naturalnych w przyrodzie: *Egzergika wyraża minimalną ilość pracy, jaką należy wykonać, by z powszechnie występujących składników otaczającej przyrody wytworzyć wymaganą substancję o wymaganych parametrach, wykorzystując otaczającą przyrodę jako źródło ciepła bezwartościowego pod względem termodynamicznym* [62].

Egzergię źródeł ciepła oblicza się jako:

$$B = Q \cdot \frac{T - T_0}{T_0} \quad (3.6)$$

gdzie:

- T_0 temperatura odniesienia, K
 T temperatura nośnika ciepła, K
 Q ciepło, którego egzergię obliczamy, kJ

Przykładowo, dla $T_0=281$ K temp. źródła ciepła 40 C (313K), 1kJ ciepła ma wartość egzegetyczną tylko 0,114 kJ, co wskazuje, że dane źródło ciepła jest niskiej jakości. Egzergia energii elektrycznej jest wprost równa tej energii - jest to energia wysokiej jakości.

Podobnie, istnieją zależności do obliczania egzergii fizycznej substancji, czy też egzergii chemicznej wynikającej z koncentracji. Obliczanie egzergii paliw jest nieco bardziej złożone. J. Szargut [64,65] podał uproszczony sposób obliczania egzergii paliw w oparciu o ich wartość opałową (Tablica 22):

$$b_{ch} = a \cdot LHV = b \cdot HHV \quad (3.7)$$

gdzie:

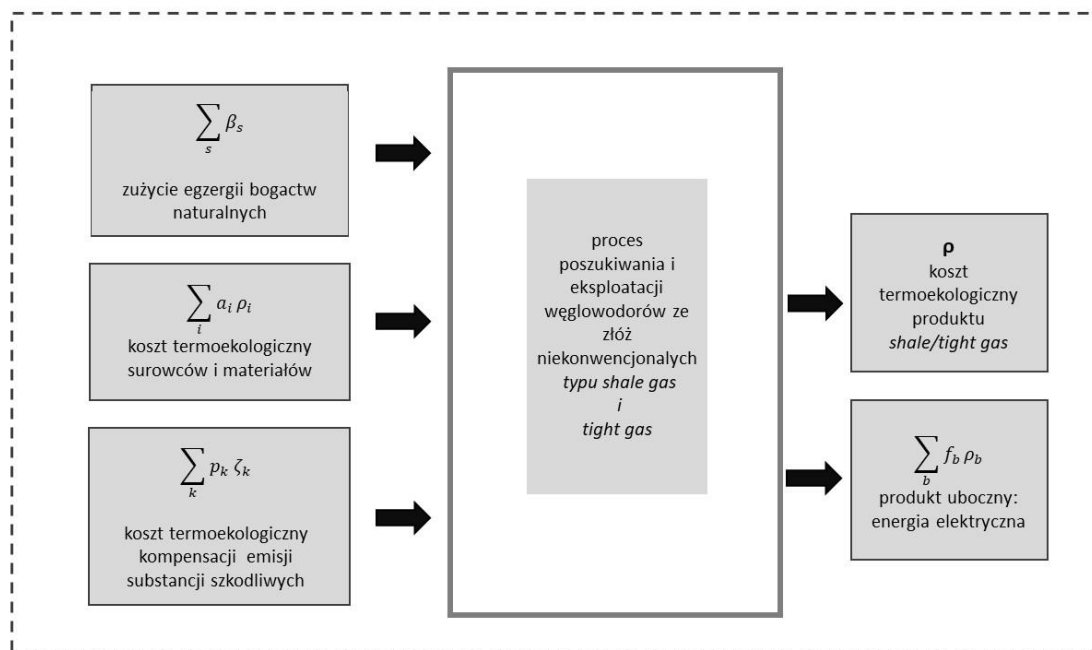
- b_{ch} egzergia chemiczna paliwa, MJ/kg
 a, b mnożnik
 LHV wartość opałowa, MJ/kg
 HHV ciepło spalania, MJ/kg

Tablica 22. Egzergia właściwa wybranych paliw [64, 65]

Paliwo	$a = \frac{b_{ch}}{LHV}$	$b = \frac{b_{ch}}{HHV}$
Węgiel kamienny	1,09	1,03
Węgiel brunatny	1,17	1,04
Koks	1,06	1,04
Drewno	1,15	1,05
Gaz ziemny	1,04	0,94
Gaz koksowniczy	1,00	0,85

Egzergia może być także zastosowana jako miernik jakości zasobów naturalnych, ponieważ jej wartość zależy od rozpowszechnienia surowców naturalnych [66]. Stosunek egzergii finalnej do egzergii pierwotnej może służyć jako miara poziomu strat egzergii w łańcuchu przemian termodynamicznych energii pierwotnej [67].

Obliczenie kosztu termoeologicznego dla procesów *shale* i *tight gas* zostało oparte o model bilansu kosztu termoeologicznego. Część wejściową stanowią zużycia egzergii nieodnawialnej produktów głównych i ubocznych, jak również egzergii dostaw zewnętrznych (głównie paliw). Część wyjściowa obejmuje egzergię produktów głównych i ubocznych oraz tzw. egzergię kompensacji produktów szkodliwych.



Rysunek 23. Schemat obliczeniowy bilansu kosztu termoeologicznego dla procesów *shale* i *tight gas*

Jednostkowy koszt termoeologiczny dla produktu głównego ρ *shale gas* oraz ρ *tight gas* można wyznaczyć za pomocą układu równań bilansowych prezentowanego na Rysunku 23, który obejmuje bezpośrednie zużycie energii nieodnawialnych bogactw naturalnych oraz koszt termoeologiczny związany z kompensacją strat na skutek emisji substancji szkodliwych:

$$\rho + \sum_b f_b \rho_b = \sum_s \beta_s + \sum_i a_i \rho_i + \sum_k p_k \zeta_k \quad (3.8)$$

gdzie:

- ρ wskaźnik kosztu termoeologicznego, MJ_{ex}/jedn.produktu
- $\sum_b f_b \rho_b$ produkt uboczny
- $\sum_s \beta_s$ zużycie energii pierwotnej nieodnawialnych bogactw naturalnych
- $\sum_i a_i \rho_i$ koszt termoeologiczny surowców
- $\sum_k p_k \zeta_k$ koszt termoeologiczny kompensacji strat emisji substancji szkodliwych

Wskaźniki energochłonności i egzergochłonności skumulowanej stanowią kategorie oceny wpływu w ramach LCIA. W przypadku wskaźnika kosztu termoeologicznego dane cząstkowe tj. skumulowane zużycie egzergii nieodnawialnych zasobów naturalnych oraz skumulowana emisja zanieczyszczeń w Podejściu (I) i (II) zostały wyznaczone poprzez wykorzystanie bazy danych SimaPro 9.1.0.11 PhD dla wszystkich nośników energii i materiałów. Pochodzenie surowców i nośników energii wskazano w Tablicy 15.

Podejście (I)

W Podejściu (I) obliczono skumulowane zużycie egzergii dla wszystkich Etapów procesów *shale* i *tight gas* za pomocą metody *Cumulative Exergy Demand*, w której oblicza się sumę egzergii wszystkich zasobów naturalnych (energetycznych i nieenergetycznych) wykorzystywanych na poszczególnych Etapach. Co prawda metoda *Cumulative Exergy Demand* określa sumę całej egzergii, ale w ramach niniejszej analizy wybrano wyłącznie dane odnoszące się do zasobów nieodnawialnych, aby móc zastosować wyniki do analizy TEC. Badając skumulowane zużycie energii/egzergii pod kątem wyczerpywania nieodnawialnych zasobów energii pierwotnej nie należy bowiem uwzględniać odnawialnych postaci energii, ponieważ nie podlegają one wyczerpywaniu się. Wyniki skumulowanego zużycia egzergii zasobów nieodnawialnych zostały przedstawione w Tablicy 23. Elementy kosztu termoeologicznego zostały w niej wyrażone w MJ egzergii na MJ energii chemicznej gazu (tj. jego wartości opałowej). Do obliczeń wykorzystano odpowiednio zmodyfikowane równanie kosztu termoeologicznego:

- oryginalne równanie bilansu kosztu termoeologicznego

$$\rho = \sum_s \beta_s + \sum_i a_i \rho_i - \sum_b f_b \rho_b + \sum_k p_k \zeta_k \quad (3.9)$$

- równanie bilansu kosztu termoeologicznego obliczonego w oparciu o skumulowane zużycie egzergii wg oprogramowania SimaPro 9.1.0.11 PhD

$$\rho = \sum_s \beta_s + \sum_i a_i \text{CEXC}_i - \sum_b f_b \text{CEXC}_b + \sum_k p_k^* \zeta_k \quad (3.10)$$

gdzie:

$CExC_i$ nieodnawialne skumulowane zużycie energii (uwzględnione tylko nośniki nieodnawialne), MJ/jedn. produktu

(*) wielkość z gwiazdką oznacza wielkość skumulowaną

Pozostałe składniki wyjaśniono przy równaniu (3.8).

Tablica 23. Podejście (I) – skumulowane zużycie energii *shale gas* i *tight gas*

Kategoria wpływu	Jedn.	Suma <i>shale gas</i>	Suma <i>tight gas</i>
Wykorzystanie nieodnawialnych zasobów paliw kopalnych		-0,00413	-0,00301
Wykorzystanie nieodnawialnych zasobów energii nuklearnej		-0,00027	-0,00025
Wykorzystanie nieodnawialnych zasobów metali	MJ energii / MJ gazu	$-2,2 \cdot 10^{-5}$	$-2,1 \cdot 10^{-5}$
Wykorzystanie nieodnawialnych zasobów mineralnych		$-5,3 \cdot 10^{-5}$	$-5,1 \cdot 10^{-5}$
Wykorzystanie innych nieodnawialnych zasobów pierwotnych		$-1,9 \cdot 10^{-7}$	$-1,8 \cdot 10^{-7}$
Łącznie skumulowane zużycie energii nieodnawialnych bogactw naturalnych		-0,00447	-0,00333

Widoczne na Tablicy 23 wartości ujemne wynikają z faktu, że w Etapie 2 procesów *shale* i *tight gas* ma miejsce odprowadzanie nadwyżki energii elektrycznej do sieci energetycznej i związana z tym kompensacja wpływu na środowisko z uwagi na unikniętą produkcję w krajowym systemie elektroenergetycznym (metoda zastąpiona).

Użyteczne wykorzystanie produktów ubocznych prowadzi do pozytywnych skutków ekologicznych. Do skutków negatywnych należy zaliczyć na przykład powstawanie emisji, czy odpadów w procesie wytwarzania produktu z wykorzystaniem nieodnawialnych bogactw naturalnych. W przypadku procesów poszukiwania i eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych analizowane substancje szkodliwe to: NO_x SO_2 oraz pyły. Wskaźnik kosztu termoeologicznego substancji szkodliwych odprowadzanych do otoczenia powinien wynikać z dodatkowego zużycia energii nieodnawialnej niezbędnego dla skompensowania

skutków szkodliwego oddziaływania [68]. Wyznaczenie tego wskaźnika jest skomplikowane, ponieważ powinno uwzględniać czynniki takie jak gęstość zaludnienia, infrastruktura, strefa klimatyczna terenu do którego dociera szkodliwa emisja. Wskaźnik ζ_k określa dodatkowe zapotrzebowanie na produkty użyteczne niezbędne do kompensowania strat powstałych na skutek emisji do otoczenia. J.Szargut i A.Ziębik w [64] opracowali dokładną metodę wyznaczania kosztu termoeekologicznego substancji szkodliwych. W praktyce stosuje się metodę wykorzystującą monetarny wskaźnik szkodliwości w_k na podstawie wzoru:

$$\zeta_k = \frac{B w_k}{PKB + \sum_k p_k w_k} \quad (3.11)$$

gdzie:

- ζ_k koszt termoeekologiczny substancji szkodliwej, MJ/kg
- B zużycie bogactw nieodnawialnych, MJ
- w_k monetarny wskaźnik szkodliwości k-tej substancji szkodliwej, USD/kg
- PKB roczny produkt krajowy brutto, USD
- p_k roczna ilość wytworzonego k-tego produktu szkodliwego, kg

Aktualny wskaźnik koszu termoeekologicznego substancji szkodliwych (ζ_k) przyjęto za P. Gładyszem [59] $NO_x= 86,87$ MJ/kg; $SO_2=118,26$ MJ/kg oraz $TSP= 64,62$ MJ/kg. Należy zaznaczyć, że za pomocą wzoru (3.8) nie jest możliwe wyznaczenie wskaźnika dodatkowego zużycia energii nieodnawialnych zasobów naturalnych z powodu emisji CO_2 . Wynika to z braku wiarygodnych wskaźników monetarnych szkodliwości emisji CO_2 [69].

Tablica 24. Podejście (I) – skumulowane emisje wybranych zanieczyszczeń powstających w procesie *shale* i *tight gas*

Substancja	Jedn.	<i>shale gas</i>	<i>tight gas</i>
NO _x		-1,27 * 10 ⁻⁶	-1,21*10 ⁻⁶
pył < 10 μm		1,92 *10 ⁻⁸	2,14*10 ⁻⁸
pył < 2.5 μm		-1,79*10 ⁻⁷	-1,72*10 ⁻⁷
pył > 10 μm	kg zanieczyszczeń / MJ gazu	-8,47*10 ⁻⁷	-8,19*10 ⁻⁷
pył > 2.5 μm i < 10μm		-3,64*10 ⁻⁸	-3,47*10 ⁻⁸
TSP		-1,04*10 ⁻⁶	-1,01*10 ⁻⁶
SO ₂		-2,17 *10 ⁻⁶	-2,03*10 ⁻⁶

Tablica 25. Podejście (I) – koszt termoeologiczny substancji szkodliwych

Rodzaj substancji	<i>shale gas</i>			<i>tight gas</i>	
	ζ_k	p_k^*	$p_k^* \zeta_k$	p_k^*	$p_k^* \zeta_k$
	MJ ex/ kg zanieczyszczeń	kg zanieczyszczeń / MJ gazu	MJex/MJ gazu	kg zanieczyszczeń/ MJ gazu	MJex/MJ gazu
NO _x	86,87	-1,27*10 ⁻⁶	-0,00011	-1,21*10 ⁻⁶	-0,00011
SO ₂	118,26	-2,17*10 ⁻⁶	-0,00026	2,03*10 ⁻⁶	-0,00024
TSP	64,62	-1,04*10 ⁻⁶	-6,7*10 ⁻⁵	1,01*10 ⁻⁶	-6,5*10 ⁻⁵
Łączne zużycie energii nieodnawialnych bogactw naturalnych związanych z kompensacją emisji substancji szkodliwych			-0,00043		-0,00041

Tablica 26. Podejście (I) – wyznaczenie kosztu termoeologicznego

	Jedn.	<i>shale gas</i>	<i>tight gas</i>
bilans materiałowo-energetyczny skumulowanego zużycia energii nieodnawialnych bogactw naturalnych	MJex/MJ gazu	-0,00447	-0,00333
skumulowane zużycie energii nieodnawialnych bogactw naturalnych na kompensację emisji	MJex/MJ gazu	-0,00043	-0,00041
bezpośrednie zużycie energii pierwotnej bogactw nieodnawialnych	MJex/MJch gazu	1,096	1,145
ρ	MJex/MJch gazu	1,09	1,14

Podejście (II)

W Etapach 1–3 analizowanego procesu poszukiwania i eksploatacja gazu ze złóż typu *shale* i *tight gas* wytwarzany jest oczyszczony gaz ziemny oraz energia elektryczna, której nadwyżki mogą być oddawane do sieci energetycznej. Energia elektryczna jest wytwarzana jako produkt uboczny w wyniku pracy układu kogeneracyjnego na Etapie 2. Proces wytworzenia *shale gas* i *tight gas* jest zatem dwuproduktowy. W związku z tym w Podejściu (II) obliczono koszt termoeologiczny obu produktów (wydobytego gazu typu *shale* lub *tight* oraz wyprodukowanej energii elektrycznej) w oparciu o klucz energetyczny [64], odpowiednio rozdzielając wpływ tych produktów na zużycie zasobów nieodnawialnych. W tym celu ponownie zmodyfikowano równanie bilansowe kosztu termoeologicznego uzupełniając je o odpowiednie ilości substancji/produktów G_i (oryginalne równanie jest wyrażone na jednostkę produktu głównego). Z lewej strony równania ujęto dwa produkty, a na prawej stronie nie występują produkty uboczne:

$$G_1\rho_1 + G_2\rho_2 = \sum_s G_s\beta_s + \sum_i G_i\rho_i + \sum_k P_k\zeta_k \quad (3.12)$$

$$\frac{G_1\rho_1}{G_2\rho_2} = \frac{G_1b_1}{G_2b_2} \quad (3.13)$$

gdzie:

ρ_1 wskaźnik kosztu termoeekologicznego *shale gas/ tight gas*, MJ_{ex}/MJ_{ch} gazu

ρ_2 wskaźnik kosztu termoeekologicznego energii elektrycznej, MJ_{ex}/MJ_{el}

b_1 egzergia właściwa *shale gas/ tight gas* (=1,04 LHV), MJ_{ex}/kg

b_2 egzergia energii elektrycznej (równa energii, $b_2=1$), MJ_{ex}/MJ_{el}

G_1 wielkość produkcji *shale gas/ tight gas* gazu, kg

G_2 wielkość produkcji energii elektrycznej, MJ_{el}

Proces obliczeniowy przedstawiono w Tablicach 27 -29.

Tablica 27. Podejście (II) – skumulowane zużycie energii dla procesów *shale* i *tight gas* z wykluczeniem produkcji energii elektrycznej

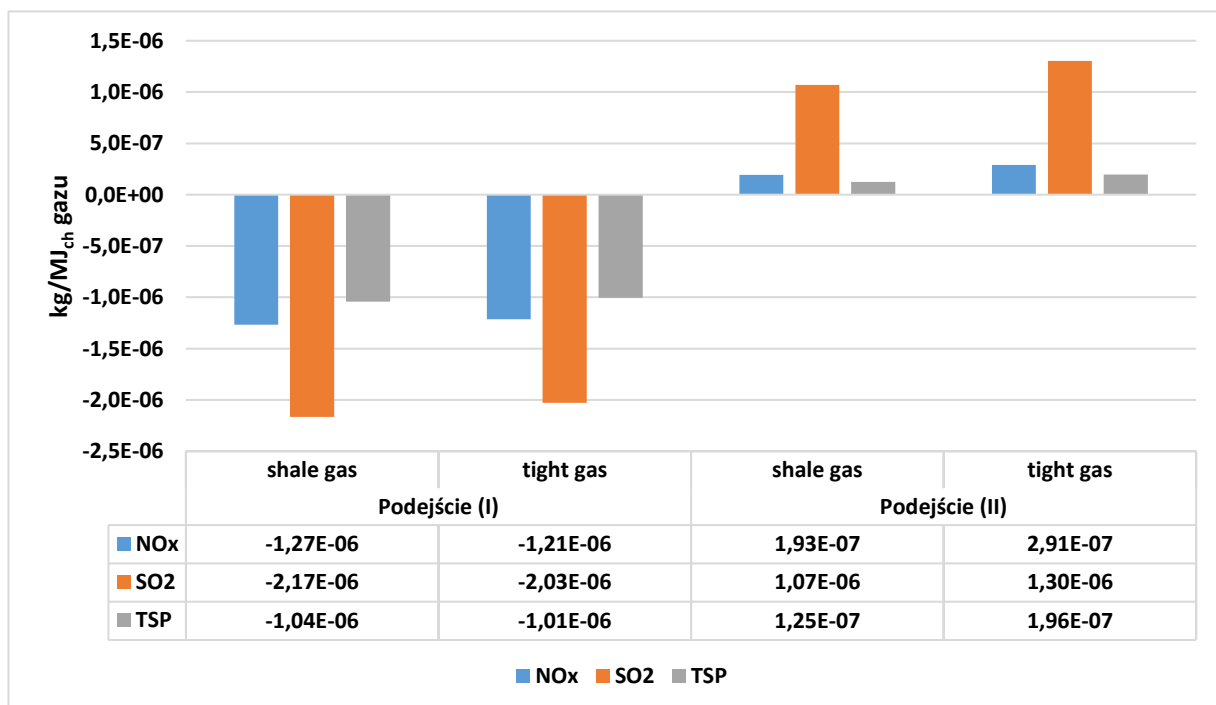
Kategoria wpływu	Jedn.	Suma <i>shale gas</i>	Suma <i>tight gas</i>
Wykorzystanie nieodnawialnych zasobów paliw kopalnych		0,00456	0,00589
Wykorzystanie nieodnawialnych zasobów energii nuklearnej		$4,20 \cdot 10^{-5}$	$6,34 \cdot 10^{-5}$
Wykorzystanie nieodnawialnych zasobów metali	MJ energii / MJ gazu	$6,79 \cdot 10^{-6}$	$9,05 \cdot 10^{-6}$
Wykorzystanie nieodnawialnych zasobów mineralnych		$5,14 \cdot 10^{-6}$	$8,35 \cdot 10^{-6}$
Wykorzystanie nieodnawialnych zasobów pierwotnych		$2,55 \cdot 10^{-8}$	$3,89 \cdot 10^{-8}$
Łącznie skumulowane zużycie energii nieodnawialnych bogactw naturalnych		0,00457	0,00597

Tablica 28. Podejście (II) – skumulowane emisje wybranych zanieczyszczeń powstających w procesie *shale* i *tight gas* z wykluczeniem produkcji energii elektrycznej

Substancja	Jedn.	<i>shale gas</i>	<i>tight gas</i>
NOx		$1,93 \cdot 10^{-7}$	$2,91 \cdot 10^{-7}$
pył < 10 μm		$1,92 \cdot 10^{-8}$	$2,14 \cdot 10^{-8}$
pył < 2.5 μm		$2,39 \cdot 10^{-8}$	$3,62 \cdot 10^{-8}$
pył > 10 μm	kg zanieczyszczeń/ MJ gazu	$7,25 \cdot 10^{-8}$	$1,27 \cdot 10^{-7}$
pył > 2.5 μm i < 10 μm		$8,99 \cdot 10^{-9}$	$1,19 \cdot 10^{-8}$
TSP		$1,25 \cdot 10^{-7}$	$1,96 \cdot 10^{-7}$
SO ₂		$1,07 \cdot 10^{-6}$	$1,30 \cdot 10^{-6}$

Tablica 29. Podejście (II) –wyznaczenie kosztu termoeologicznego substancji szkodliwych dla procesu shale i tight gas z wykluczeniem produkcji energii elektrycznej

Rodzaj substancji	shale gas			tight gas	
	ζ_k	p_k^*	$p_k^*\zeta_k$	p_k^*	$p_k^*\zeta_k$
	MJ ex/ kg zanieczyszczeń	kg zanieczyszczeń / MJ gazu	MJex/MJ gazu	kg zanieczyszczeń/ MJ gazu	MJex/MJ gazu
NOx	86,87	$1,93 \cdot 10^{-6}$	$1,68 \cdot 10^{-5}$	$2,91 \cdot 10^{-7}$	$2,52 \cdot 10^{-5}$
SO ₂	118,26	$1,07 \cdot 10^{-6}$	0,000127	$1,30 \cdot 10^{-6}$	0,000154
TSP	64,62	$1,25 \cdot 10^{-7}$	$8,05 \cdot 10^{-6}$	$1,96 \cdot 10^{-7}$	$1,27 \cdot 10^{-5}$
Łączne zużycie energii nieodawialnych bogactw naturalnych związanych z kompensacją emisji substancji szkodliwych			0,00015		0,00019



Rysunek 24. Skumulowana emisja zanieczyszczeń p_k^* w kg/MJ_{ch} gazu

Na Rysunku 24 przedstawiono skumulowaną emisję zanieczyszczeń z procesów poszukiwania i eksploatacji *shale* i *tight gas* dla Podejścia (I) i (II). Dominującym zanieczyszczeniem jest SO_2 . Wartości emisji są wyższe w Podejściu (II), ponieważ nie występuje w nim odniesienie do produkcji energii elektrycznej w polskim miksie energetycznym, znacznie obciążonym wykorzystaniem węgla kamiennego. Wartości w Podejściu (I) występują ze znakiem minus, co oznacza, że *per saldo* są to emisje uniknięte z gospodarki krajowej.

Widoczne w Tabelicy 30 wartości kosztu termoeekologicznego dla energii elektrycznej oddawanej do sieci jako produkt uboczny (obliczone w Podejściu (II)) wynoszą odpowiednio dla procesów *shale gas* $1,05 \text{ MJ}_{\text{ex}}/\text{MJ}_{\text{el}}$ oraz $1,10 \text{ MJ}_{\text{ex}}/\text{MJ}_{\text{el}}$ dla procesów *tight gas*. Jest to prawie trzykrotnie niższa wartość niż wartość kosztu termoeekologicznego dla energii elektrycznej w polskim systemie energetycznym, która wynosi $\rho=3,6 \text{ MJ}_{\text{ex}}/\text{MJ}_{\text{el}}$. Oznacza to, że **znacznie korzystniej jest produkować energię elektryczną podczas eksploatacji gazów typu *shale* i *tight*, niż w obecnym miksie energetycznym Polski.**

Tablica 30. Podejście (II) –wyznaczenie kosztu termoeologicznego dla procesów *shale* i *tight gas* z wykluczeniem produkcji energii elektrycznej

	Jedn.	<i>shale gas</i>	<i>tight gas</i>
bilans materiałowo-energetyczny skumulowanego zużycia energii nieodnawialnych bogactw naturalnych	MJex/MJch gazu	0,00457	0,00597
skumulowane zużycie energii nieodnawialnych bogactw naturalnych na kompensację emisji	MJex/MJch gazu	0,00015	0,00019
bezpośrednie zużycie energii pierwotnej bogactw nieodnawialnych	MJex/MJch gazu	1,096	1,145
ρ gazu	MJex/MJch gazu	1,10	1,15
ρ energii elektrycznej	MJex/ MJel	1,05	1,10

Poprawa efektywności energetycznej i ekologicznej stanowi najbardziej najskuteczniejszy sposób zmniejszenia wyczerpywania nieodnawialnych źródeł energii pierwotnej i skutkiem tego ograniczenia emisji szkodliwych substancji. Poprawa niedoskonałości termodynamicznej jest działaniem prowadzącym w konsekwencji do poprawy sprawności wytwarzania, przetwarzania i użytkowania nośników energii.

Minimalizacja wpływu wytwarzania produktów na środowisko, a także zużycia nieodnawialnych bogactw naturalnych staje się wyraźnym kierunkiem, do którego dążą przedsiębiorcy. Wskaźnik kosztu termoeologicznego obok śladu środowiskowego, czy śladu węglowego może się stać narzędziem wspomagającym ocenę proekologiczną produktu oraz zwiększającym jego konkurencyjność na rynku. Może także determinować wybór danej technologii. Struktura pozyskania energii pierwotnej (proporcje pomiędzy energią pierwotną nieodnawialną i odnawialną) wpływa na poziom wyczerpywania bogactw naturalnych. Produkt

może być scharakteryzowany za pomocą wskaźników kosztu termoeologicznego, a także wynikającego z niego **wskaźnika zrównoważonego rozwoju** mającego charakter bezwymiarowy. Wskaźnik zrównoważonego rozwoju wyznaczamy jako jako stosunek wskaźnika kosztu termoeologicznego do egzergii właściwej produktu [59]:

$$r_j = \frac{\rho}{b_j} \quad (3.14)$$

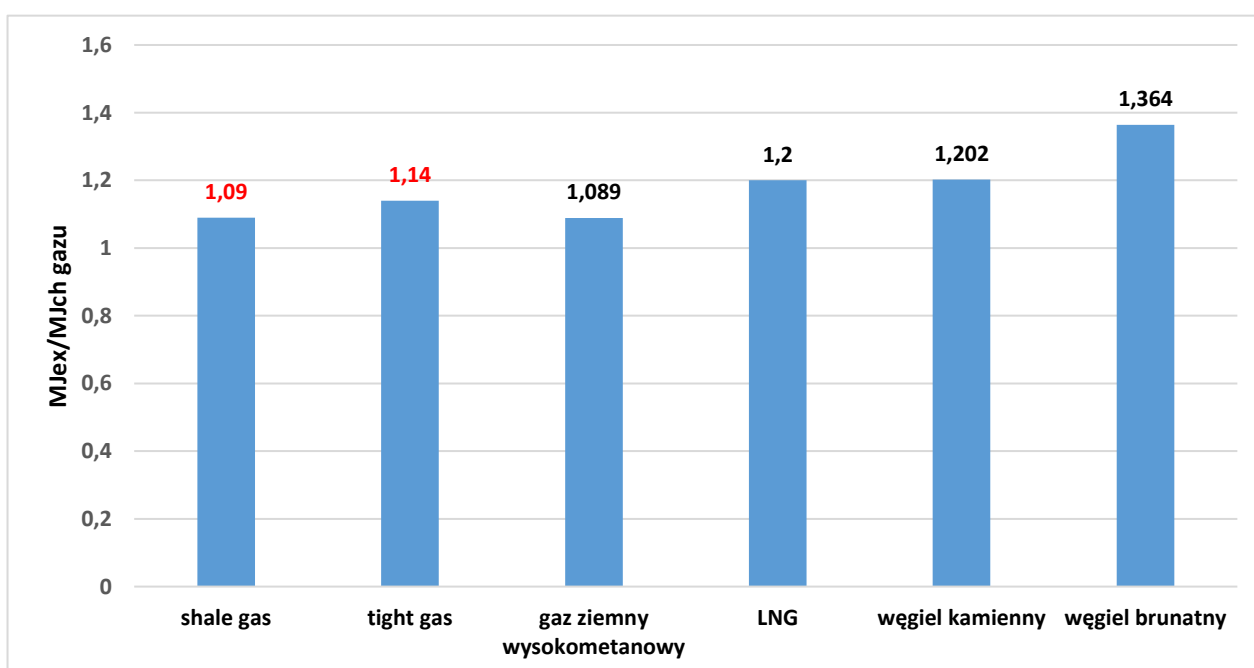
gdzie:

- r_j wskaźnik zrównoważonego rozwoju (bezwymiarowy)
- ρ wskaźnik kosztu termoeologicznego, MJ_{ex}/jedn.produktu
- b_j egzergia właściwa (przyjęto $a=1,04$ dla gazu ziemnego wysokometanowego wg wzoru nr 3.7)

Tablica 31. Wyznaczenie wskaźnika zrównoważonego rozwoju dla procesów *shale* i *tight gas* w Podejściach (I) i (II)

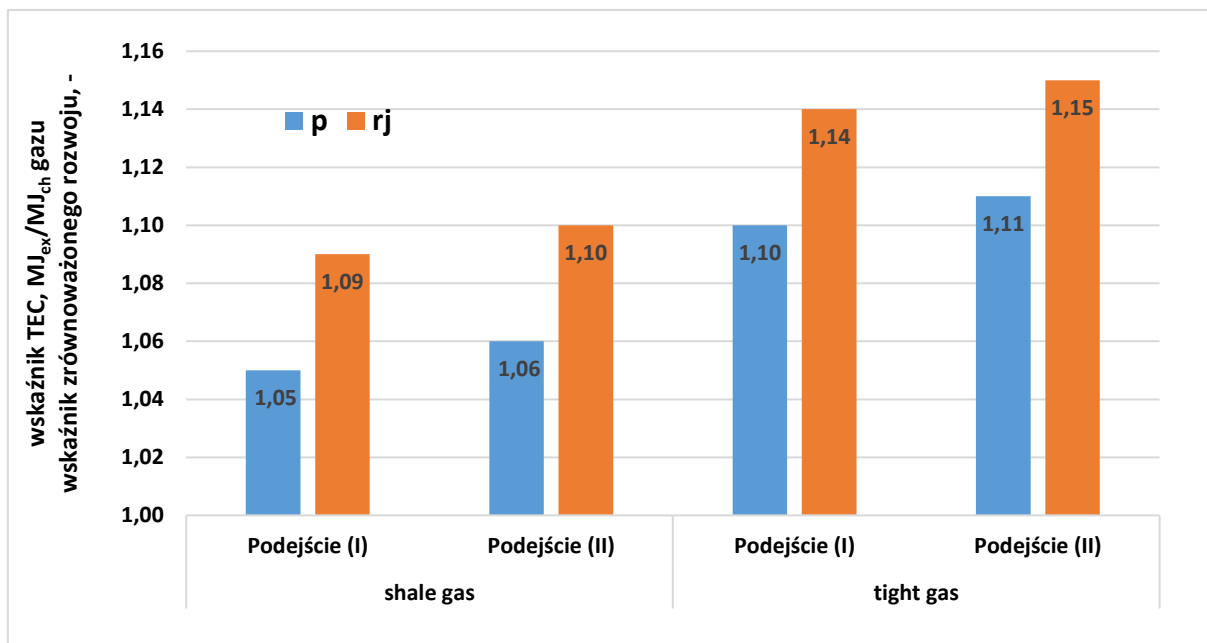
	Jedn.	<i>shale gas</i>		<i>tight gas</i>	
		Podejście (I)	Podejście (II)	Podejście (I)	Podejście (II)
ρ	MJ _{ex} /MJ _{ch} gazu	1,09	1,10	1,14	1,15
a		1,04	1,04	1,04	1,04
r_j	bezwymiarowy	1,05	1,06	1,10	1,11

Jak wynika z Tablicy 31, wskaźnik kosztu termoeologicznego dla gazu typu *shale* i *tight* jest niższy w przypadku uwzględnienia produkcji energii elektrycznej w procesie skojarzonym analizowanym w Podejściu (I), w krótkim odciażana jest gospodarka krajowa. Lokalna kalkulacja kosztu wytwarzania energii elektrycznej w procesie skojarzonym w Podejściu (II) wskazuje na realnie wyższy koszt termoeologiczny dla analizowanych produktów. Zależność ta ma również analogiczne odzwierciedlenie we wskaźniku zrównoważonego rozwoju.



Rysunek 25. Porównanie kosztu termoeologicznego dla paliw w Polsce w MJ_{ex}/MJ_{ch}

Jak wynika z Rysunku 25 koszt termoeologiczny procesów poszukiwania i eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych typu *shale* i *tight gas* jest niższy niż obliczony dla skroplonego gazu ziemnego (1,2MJ_{ex}/MJ_{ch}) [68] oraz dla węgla kamiennego (1,202 MJ_{ex}/MJ_{ch}) i brunatnego (1,364 MJ_{ex}/MJ_{ch}) [59].



Rysunek 26. Porównanie wskaźnika zrównoważonego rozwoju oraz kosztu termoeologicznego dla procesów *shale* i *tight gas* w Podójściach (I) i (II)

Wartość wskaźnika zrównoważonego rozwoju liczona według Podójścia (I) i (II) jest większa od jedności dla *shale* i *tight gas*, ponieważ są to paliwa nieodnawialne. W Tablicy 30 i na Rysunku 26 można zauważyć, że wskaźnik zrównoważonego rozwoju jest nieznacznie wyższy dla *tight gas* i wynosi 1,10, podczas gdy dla *shale gas* jest to 1,05. Im bardziej wartość wskaźnika jest powyżej jedności, tym bardziej niekorzystne jest oddziaływanie rozpatrywanego produktu na wyczerpywanie nieodnawialnych bogactw naturalnych.

Im bardziej zdekarbonizowany jest krajowy miks energetyczny, tym mniejszy ma wpływ na wyznaczone wskaźniki dla *shale/tight gas*. Różnice we wskaźniku zrównoważonego rozwoju w Podójściu (I) i (II) wskazują, że oddawanie nadwyżek energii elektrycznej do sieci w Podójściu (I) nieznacznie tylko obniża niekorzystne oddziaływanie produktu *shale gas*. Analogicznie sytuacja wygląda w przypadku *tight gas*. Z punktu widzenia wyczerpywania nieodnawialnych bogactw naturalnych powinno się dążyć do obniżenia wskaźnika zrównoważonego rozwoju do wartości jak najbliższej jedności.

Podsumowując pod względem ekologicznym i energetycznym poszukiwanie i eksploatacja gazu ze źródeł niekonwencjonalnych typu *shale* i *tight* nie wpływa negatywnie na jakość krajowego systemu paliw i energii (a w obecnym stanie wpływa pozytywnie) i nie jest w istotnym stopniu uciążliwa dla środowiska.

PODSUMOWANIE

PGNiG SA jest firmą świadomą występujących zmian klimatycznych, dlatego poprzez swoją działalność dąży do ograniczenia wpływu na środowisko. Celem niniejszej pracy była ocena środowiskowa, energetyczna i ekologiczna procesów poszukiwania i eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych typu *shale* i *tight gas*.

Na podstawie przeprowadzonej analizy trzech etapów prac (poszukiwanie, przemysłowe wydobycie oraz zakończenie eksploatacji) na wybranych sześciu lokalizacjach otworów *shale gas* (dane archiwalne) i *tight gas* (bieżące dane eksploatacyjne) oraz dokonanego przeglądu międzynarodowych wytycznych oceny ryzyka środowiskowego, zaproponowano metodykę analizy ryzyka środowiskowego, która może być wykorzystana do zarządzania ryzykiem podczas procesów poszukiwania i eksploatacji tych surowców w warunkach polskich. Do wspomaganie procesów decyzyjnych w zakresie poszukiwania i eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych w PGNiG SA wykonano także aplikację informatyczną o nazwie FRACK (ang. *Find Risk and Calculate Key*). Narzędzie to może być także wykorzystywane w odniesieniu do złóż konwencjonalnych.

Najbardziej powszechną i holistyczną metodą służącą do oceny oddziaływania produktu na środowisko w całym cyklu życia jest technika LCA (Life Cycle Assessment). Na podstawie zgromadzonych i zweryfikowanych danych obejmujących zużycie paliw, materiałów, wody, produkcję odpadów oraz emisje do powietrza CO, CO₂, NO_x, SO₂, TSP oraz benzo(a)pirenu, w oparciu o wyznaczone granice systemu, wykonano modelowanie w programie SimaPro 9.1.0.11 PhD procesu *shale gas* (Etap 1-3) oraz procesu *tight gas* (Etap 1-3) za pomocą trzech metod tj. ReCiPe 2016 Midpoint (H), Cumulative Energy Demand oraz IPCC 2013 GWP 100a z wykorzystaniem biblioteki danych Ecoinvent 3.

Wśród kategorii wpływu na środowisko analizowano m.in. potencjał globalnego ocieplenia, konsumpcję wody, wpływ na toksyczność wód i gleby, zubożenie zasobów kopalnych, rakotwórczy wpływ na zdrowie człowieka. Obliczono ślad węglowy dla produktów *shale gas* i *tight gas*. Model okazał się szczególnie wrażliwy na zużycie energii elektrycznej i gazu ziemnego z zewnętrznej sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej oraz na ilość wody wykorzystywanej do procesów szczelinowania hydraulicznego. Oszacowany metodą IPCC 2013 GWP 100a potencjał globalnego ocieplenia (GWP) dla *shale gas* wyniósł 0,003 kg CO₂eq/MJ, a dla *tight gas* 0,004 kg CO₂eq/MJ w 100-letnim horyzoncie czasowym. Wartości te są niższe niż oszacowane metodą GWP 100a dla węgla kamiennego (tj. 0,042 kg CO₂eq/MJ),

porównywalne do obliczonych dla gazu typu *shale gas* w Hiszpanii (tj. 0,004 kg CO₂eq/MJ oraz dla konwencjonalnego gazu ziemnego w Polsce (tj. 0,003 kg CO₂eq/MJ). W odniesieniu do gazu skroplonego (LNG) importowanego do Polski, którego GWP wynosi 0,0174 kg CO₂ eq, *shale* i *tight gas* wypada bardzo korzystnie. Skumulowane zapotrzebowanie na energię dla gazu typu *shale* i *tight* oszacowano odpowiednio na 1,05 i 1,08 MJ/MJ. Oznacza to, że aby uzyskać 1 MJ energii chemicznej z gazu typu *shale* i *tight*, należy zużyć zaledwie 5–8 % dodatkowych nośników energii w całym okresie życia produktu. Wynik ten jest osiągnięty między innymi dzięki pracy układu kogeneracyjnego na Etapie 2, który umożliwia generowanie nadwyżek energii elektrycznej i oddawanie ich do sieci.

W ostatnim etapie analiz na podstawie skumulowanego zużycia energii bogactw nieodnawialnych oraz kompensacji oddziaływania substancji szkodliwych, obliczono koszt termoeologiczny dla produktów typu *shale gas*: 1,09 MJ_{ex}/MJ_{ch} oraz *tight gas*: 1,14 MJ_{ex}/MJ_{ch}. Za jego pomocą można określić tempo wyczerpywania nieodnawialnych zasobów energii, których minimalizacja zużycia staje się wyraźnym trendem na rynku. Wskaźnik kosztu termoeologicznego obok śladu środowiskowego, czy śladu węglowego może służyć jako narzędzie wspomagające ocenę proekologiczną produktu oraz budujące jego konkurencyjność na rynku. Może determinować także wybory konsumentów. Obliczony wskaźnik dla węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych jest niższy niż oszacowany w literaturze dla węgla kamiennego (1,202 MJ_{ex}/MJ_{ch}) i tylko nieznacznie wyższy niż dla konwencjonalnego gazu ziemnego wysokometanowego (1,089 MJ_{ex}/MJ_{ch}) [59].

Stopień zrównoważonego rozwoju i jego negatywny wpływ na zużycie zasobów został obliczony za pomocą wskaźnika zrównoważonego rozwoju, który wynosi odpowiednio 1,05 dla *shale* i 1,10 dla *tight gas*.

Z uwagi na dotychczasowy brak obligatoryjnych wytycznych w zakresie metodologii LCA (ang. *Life Cycle Assessment*) dla branży górnictwa węglowodorów i gazownictwa, należy uznać, że wykonane prace mają charakter pionierski i innowacyjny. W literaturze nie obliczano także wskaźnika kosztu termoeologicznego oraz zrównoważonego rozwoju dla produktów typu *shale* i *tight gas*.

Niniejsza praca nie wyczerpuje zagadnienia w całym cyklu życia produktów *shale* i *tight gas*, ponieważ w granicach systemu LCA nie zostały uwzględnione dystrybucja gazu i jego transport. Jest to obszar, który wymaga kontynuacji.

SPIS RYSUNKÓW

Rysunek 1. Rodzaje złóż gazu ziemnego	14
Rysunek 2. Europejskie obszary występowania węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych typu <i>shale gas</i>	16
Rysunek 3. Przykładowy widok wiertni <i>shale gas</i>	19
Rysunek 4. Poglądowy schemat procesu szczelinowania hydraulicznego w otworze poziomym	23
Rysunek 5. Potencjalne źródła emisji zanieczyszczeń podczas poszukiwania i eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych	29
Rysunek 6. Wyniki analiz próbek wód podziemnych – fragment dokumentu „Wykonanie badań dla oceny aktualnego stanu środowiska naturalnego na 7 poligonach badawczych, gdzie prowadzono prace poszukiwawcze za gazem z formacji łupkowych”	41
Rysunek 7. Analiza wpływu wybranych aspektów związanych z pracami poszukiwawczymi niekonwencjonalnych złóż węglowodorów na obszary przyrodnicze prawnie chronione – fragment dokumentu „Środowisko i prace rozpoznawcze dotyczące gazu z łupków. Wyniki badań środowisk	42
Rysunek 8. Wygląd graficzny aplikacji FRACK – lokalizacje otworów/odwiertów.....	54
Rysunek 9. Wygląd graficzny aplikacji FRACK – lista zagrożeń	55
Rysunek 10. Struktura pliku JSON dla aplikacji FRACK	57
Rysunek 11. Granice systemu LCA dla procesów poszukiwania i eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych typu <i>shale gas</i> i <i>tight gas</i>	63
Rysunek 12. Proces i etapy <i>shale gas</i> wprowadzone do oprogramowania SimaPro 9.1.0.11 PhD	66
Rysunek 13. Proces i etapy <i>tight gas</i> wprowadzone do oprogramowania SimaPro 9.1.0.11 PhD	67
Rysunek 14. Zużycie surowców dla etapu 1 <i>tight gas</i> wprowadzone do SimaPro 9.1.0.11 PhD	72
Rysunek 15. Emisje do powietrza dla etapu 2 <i>shale gas</i> wprowadzone do SimaPro 9.1.0.11 PhD	78
Rysunek 16. Recipe Midpoint H dla <i>shale gas</i> według etapów i przepływów	88
Rysunek 17. Recipe Midpoint H dla <i>tight gas</i> według etapów i przepływów	89
Rysunek 18. GWP 100a dla <i>shale gas</i> według etapów i przepływów	91

Rysunek 19. GWP 100a dla <i>tight gas</i> według etapów i przepływów.....	92
Rysunek 20. Cumulative Energy Demand (LHV) dla <i>shale gas</i> według etapów i przepływów	94
Rysunek 21. Cumulative Energy Demand (LHV) dla <i>tight gas</i> według etapów	95
Rysunek 22. Porównanie potencjału globalnego ocieplenia (GWP) paliw w Polsce w kg CO ₂ eq/MJ	97
Rysunek 23. Schemat obliczeniowy bilansu kosztu termoeologicznego dla procesów <i>shale</i> i <i>tight gas</i>	101
Rysunek 24. Skumulowana emisja zanieczyszczeń <i>pk</i> * w kg/MJ _{ch} gazu.....	109
Rysunek 25. Porównanie kosztu termoeologicznego dla paliw w Polsce w MJ _{ex} /MJ _{ch}	114
Rysunek 26. Porównanie wskaźnika zrównoważonego rozwoju oraz kosztu termoeologicznego dla procesów <i>shale</i> i <i>tight gas</i> w Podejściach (I) i (II).	113

SPIS TABLIC

Tablica 1. Podstawowe właściwości i skład substancji wykorzystywanych do przygotowania płynu stymulującego na złożu Marcellus Shale w USA.....	21
Tablica 2. Rodzaje odpadów powstających podczas procesów poszukiwania i wydobycia węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych.....	31
Tablica 3. Zestawienie światowych wytycznych oceny ryzyka środowiskowego.....	36
Tablica 4. Macierz ryzyka.....	40
Tablica 5. Szczegółowa ocena ryzyka środowiskowego dla otworu <i>shale gas</i> S-1.....	43
Tablica 6. Szczegółowa ocena ryzyka środowiskowego dla otworu <i>shale gas</i> S-2.....	44
Tablica 7. Szczegółowa ocena ryzyka środowiskowego dla otworu <i>shale gas</i> S-3.....	45
Tablica 8. Szczegółowa ocena ryzyka środowiskowego dla otworu <i>tight gas</i> T-1.....	46
Tablica 9. Szczegółowa ocena ryzyka środowiskowego dla otworu <i>tight gas</i> T-2.....	47
Tablica 10. Szczegółowa ocena ryzyka środowiskowego dla otworu <i>tight gas</i> T-3.....	48
Tablica 11. Arkusz analizy ryzyka dla zagrożeń terenowych L (1) –L (6).....	49
Tablica 12. Arkusz analizy ryzyka dla zagrożeń środowiskowych E (1) –E (11).....	50
Tablica 13. Współrzędne geograficzne otworów shale i tight gas wprowadzone do aplikacji FRACK.....	52
Tablica 14. Wejścia i wyjścia danych do systemu LCA dla procesów poszukiwania i eksploatacji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych typu <i>shale gas</i> i <i>tight gas</i>	65
Tablica 15. Wejścia materiałów i surowców wykorzystywane w oprogramowaniu SimaPro 9.1.0.11 PhD.....	69
Tablica 16. Zużycie nośników energii na otworach shale gas (S1–S3) i <i>tight gas</i> (T1–T3)....	70
Tablica 17. Przyjęte wskaźniki emisji zanieczyszczeń do powietrza ze spalania paliw.....	75
Tablica 18. Wielkość emisji zanieczyszczeń do powietrza na otworach <i>shale gas</i> (S1–S3) i <i>tight gas</i> (T1–T3).....	75
Tablica 19. Zużycie wody i ilość wytworzonych ścieków na otworach <i>shale gas</i> (S1–S3) i <i>tight gas</i> (T1–T3).....	82
Tablica 20. Ilość wytworzonych odpadów na otworach <i>shale gas</i> (S1–S3) i <i>tight gas</i> (T1–T3).....	84
Tablica 21. Metoda ReCiPe Midpoint H – główne kategorie oddziaływania oraz jednostki dla gazu typu <i>shale</i> i <i>tight gas</i>	87
Tablica 22. Egzergia właściwa wybranych paliw.....	100

Tablica 23. Podejście (I) – skumulowane zużycie energii <i>shale gas</i> i <i>tight gas</i>	103
Tablica 24. Podejście (I) – skumulowane emisje wybranych zanieczyszczeń powstających w procesie <i>shale</i> i <i>tight gas</i>	105
Tablica 25. Podejście (I) – koszt termoeologiczny substancji szkodliwych	105
Tablica 26. Podejście (I) –wyznaczenie kosztu termoeologicznego	106
Tablica 27. Podejście (II) – skumulowane zużycie energii dla procesów <i>shale</i> i <i>tight gas</i> z wykluczeniem produkcji energii elektrycznej	107
Tablica 28. Podejście (II) – skumulowane emisje wybranych zanieczyszczeń powstających w procesie <i>shale</i> i <i>tight gas</i> z wykluczeniem produkcji energii elektrycznej.....	108
Tablica 29. Podejście (II) –wyznaczenie kosztu termoeologicznego substancji szkodliwych dla procesu <i>shale</i> i <i>tight gas</i> z wykluczeniem produkcji energii elektrycznej.....	109
Tablica 30. Podejście (II) –wyznaczenie kosztu termoeologicznego dla procesów <i>shale</i> i <i>tight gas</i> z wykluczeniem produkcji energii elektrycznej.....	111
Tablica 31. Wyznaczenie wskaźnika zrównoważonego rozwoju dla procesów <i>shale</i> i <i>tight gas</i> w Podejściach (I) i (II).....	112

LITERATURA

Publikacje zwarte i artykuły

- [1] Dowigiało J., Kleczkowski A. S., Macioszczyt T., Rózkowski A., *Słownik hydrogeologiczny*, Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa 2002.
- [2] Meadows D.H., Meadows D.L., Randers J., Behrens W., *Granice Wzrostu*, Państwowe Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 1973.
- [3] *Gaz niekonwencjonalny – szansa dla Polski i Europy? Analiza i rekomendacje*, red. I. Albrycht, Instytut Kościuszki, Kraków 2011.
- [4] Suárez A., *The Expansion of Unconventional Production of Natural Gas (Tight Gas, Gas, Shale and Coal Bed Methane)*, ISBN: 978-953-51-0507-7, InTech, 2011.
- [5] Zarębska K., Baran P., *Gaz łupkowy-niekonwencjonalne źródło energii*, PAN, Kraków 2010.
- [6] Gumiński K., *Termodynamika procesów nieodwracalnych*, PWN, Warszawa 1986.
- [7] Kielczeski D., *Konsumpcja a perspektywy trwałego i zrównoważonego rozwoju*, Wydawnictwo Uniwersytetu w Białymstoku, Białystok 2004.
- [8] Gąsiewicz A., *Shale gas-geological challenge for Poland*, „Przegląd Geologiczny” vol. 61, no. 11/1, 2013.
- [9] Wilczyński M., *Gaz łupkowy, szansa czy zagrożenie?*, Instytut im. E. Kwiatkowskiego, Warszawa 2011.
- [10] *Our Common Future / Brundtland Report*, UN World Commission on Environment and Development, 1987.
- [11] Whitefied P., *Tajemnice Ziemi*, Świat Książki, Warszawa 1996.
- [12] Hadro J., *Strategia poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach*, „Przegląd Geologiczny” vol. 58, nr 3, 2010.
- [13] Stryczek. S i inni, *Poradnik górnika naftowego- wiertnictwo, tom II*, Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, Kraków 2015
- [14] *Rzeczpospolita łupkowa. Studium wiedzy o gazie z formacji łupkowych*, Praca naukowa Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie Nr 183, 2012.
- [15] Arthur D, *Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells of Marcellus Shale*, The Ground Water Protection Council, ALL Consulting Report, 2008.

- [16] Bungler A.P., McLennan J., Jeffrey R., *Fracturing Fluid, Components*, "Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing", ISBN 978-953-51-1137-5, InTech, 2013.
- [17] Clark C.E., Han J., Burnham A., Dunn J.B., Wang M., *Life-cycle analysis of shale gas and natural gas*, Center for Transportation Research, Argonne National Laboratory, 2011.
- [18] Molenda J., Steczko K., *Ochrona środowiska w gazownictwie i wykorzystaniu gazu*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2000.
- [19] Macuda J., *Środowiskowe aspekty produkcji gazu ziemnego z niekonwencjonalnych złóż*, „Przegląd Geologiczny” 58/2010, s. 266–270.
- [20] Zawisza L., Macuda J., *Ocena zagrożeń dla środowiska naturalnego występujących przy poszukiwaniu i rozpoznawaniu oraz podczas eksploatacji złóż węglowodorów*, CAG PIG, Warszawa 2007.
- [21] Broomfield M., *Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe*, European Commission DG Environment, AEA/R/ED57281, 2012.
- [22] Sun Y. et al. *A critical review of risks, characteristics, and treatment strategies for potentially toxic elements in wastewater from shale gas extraction*, Environment International 125 (2019) 452–469.
- [23] Zhang D, Yang T., *Environmental impacts of hydraulic fracturing in shale gas development in the United States*, PETROL. EXPLOR. DEVELOP 2015, 42(6): 876–883.
- [24] Khodja M., Khodja-Saber M., Canselier J.,P., Cohaut N., Faïza Bergaya F., *Drilling Fluid Technology: Performances and Environmental Considerations*, ISBN: 978-953-307-211-1, InTech,2010.
- [25] Polska Fundacja Ochrony Zasobów Wodnych: [<http://www.pfozw.org.pl/zrodlo-wiedzy/w-budowie-3/>]
- [26] Załęska-Radziwiłł M., Łebkowska M., Affek K., Chrzanowska N., *Badania ekotoksykologiczne na potrzeby oceny ryzyka środowiskowego procesu szczelinowania hydraulicznego*, Politechnika Warszawska, Warszawa 2011.
- [27] Dong A., Liu L., Li L., *Groundwater environmental impact and supervise recommendation in process of shale gas development in China*, “Earth and Environmental Science” 191 (2018) 012047.
- [28] Zadeh N., Talebi S., *An Overview of New Developments in Shale Gas: Induced Seismicity Aspect*, Shale Gas, IntechOpen 2018.

- [29] Plesiewicz B., Suchcicki J., Wiszniowski J., *Monitoring sejsmiczny szczelinowania hydraulicznego na otworze Łebień LE-2H*, NFOŚiGW, Instytut Geofizyki PAN, 2011.
- [30] Konieczńska M., *Raport końcowy z realizacji badań na poligonie badawczym nr 5 Zawada*, GDOŚ, Warszawa, materiał niepublikowany.
- [31] Fisher SG., Woodmansee R., *Ecological risk assessment issue papers*, Washington DC: Risk Assessment Forum, U.S. Environmental Protection Agency, pp. 7-1 to 7-54. EPA/630/R-94/009, 1994.
- [32] Janikowski R., *Zarządzanie antropopresją. W kierunku zrównoważonego rozwoju społeczeństwa i gospodarki*, Difin, Warszawa 2004.
- [33] Gasiński T., Pijanowski S., *Zarządzanie ryzykiem w procesie zrównoważonego rozwoju biznesu*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2011.
- [34] Jajuga K., *Zarządzanie ryzykiem*, PWN, Warszawa 2009.
- [35] Borysiewicz M., Kacprzyk W., Potemski S., Żurek J., *Wytyczne oceny ryzyka środowiskowego*, IOŚ, Warszawa 2005.
- [36] Nierzwicki W., *Zarządzanie środowiskowe*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2006.
- [37] Poskrobko B., *Zarządzanie środowiskiem*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne Warszawa 2007.
- [38] Cohnsen J., Covello, *Risk analysis: a guide to principles and methods for analyzing health and ecological risks*, Washington 1989.
- [39] Kulczycka J., *Ekologiczna ocena cyklu życia (LCA) nową techniką zarządzania środowiskowego*, Wydawnictwo IGSMiE PAN, Warszawa 2001.
- [40] Fava J., *A Technical Framework for Life-Cycle Assessment, SETAC and SETAC Foundation for Environmental Education*, Washington 1991.
- [41] Śleszyński J., *Footprinting, czyli mierzenie śladu pozostawionego w środowisku*, Optimum, „Studia Ekonomiczne” nr 1(79) 2016.
- [42] Lazarus E., Zokai G., Borucke M., Panda D., Katsunori Iha M., Morales J.C., Wackernagel M., Galli A., Gupta N., *Working Guidebook to the National Footprint Accounts*, 2014.
- [43] Pelletier N., Allacker K., Manfredi S., Chomkham Sri K., Maia de Souza D., *Organisation Environmental Footprint (OEF) Guide*, European Commission (EC) Joint Research Centre (JRC) 2012.

- [44] Zalewska-Bartosz J., Niemczewska J., *Wprowadzenie do oceny śladu środowiskowego dla sektora produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego*, Nafta-Gaz 2020, nr 8, s. 527–532.
- [45] Górczyński J., *Podstawy analizy środowiskowej wyrobów i obiektów*, WNT, 2007.
- [46] Kowalski Z., Kulczycka J., Góralczyk M., *Ekologiczna Ocena Cyklu Życia Procesów Wytwórczych*, PWN, Warszawa 2001.
- [47] Riva A., D’Angelosante S., Trebeschi C., *Natural gas and the environmental results of life cycle assessment*, “Energy” 31 (2006) 138–148.
- [48] Sapkota K., Oni A.O., Kumar A., *Techno-economic and life cycle assessments of the natural gas supply chain from production sites in Canada to north and southwest*, “Journal of Natural Gas Science and Engineering” 52 (2018) 401–409.
- [49] Stamford L., Azapagic A., *Life cycle environmental impacts of UK shale gas*, “Applied Energy” 134 (2014) 506–518.
- [50] Westaway R., Younger P.L., Cornelius C., *Comment on ‘Life cycle environmental impacts of UK shale gas’ by L. Stamford and A. Azapagic*. “Applied Energy” 134, 506–518, 2014
“Applied Energy” 148 (2015) 489–495.
- [51] Dinca Ch., Rousseaux P. Badea A., *A life cycle impact of the natural gas used in the energy sector in Romania*, “Journal of Cleaner Production” 15 (2007) 1451-1462.
- [52] Tagliaferri C, Lettieri P, C. Chapman C, *Life cycle assessment of shale gas in the UK*, “Energy Procedia” 75 (2015) 2706 – 2712.
- [53] Huijbregts M.A.J., Steinmann Z.J.N., Elshout P.M.F., Stam G., Verones F., Vieira M., Zijp M., Hollander A., van Zelm R. , *ReCiPe2016: a harmonised life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level*, “The International Journal of Life Cycle Assessment” 2017, 22: 138:147.
- [54] Gładysz P., Ziębik A., *Life cycle assessment of an integrated oxy-fuel combustion power plant with CO₂ capture, transport and storage – Poland case study*, “Energy” 2015, vol. 92, issue P3, 328-340
- [55] Costa D., Netob B., Dankoa A.S, Fiúza A., *Life Cycle Assessment of a shale gas exploration and exploitation project in the province of Burgos, Spain*, “Science of the Total Environment” 645(2018)130–145.
- [56] Tagliaferri C, Lettieri P, Chapman C., *Life cycle assessment of shale gas in the UK*, “Energy Procedia” 75 (2015) 2706 – 2712.

- [57] Tagliaferri C., Clift R., Lettieri P., Chapman Ch., *Liquefied natural gas for the UK: a life cycle assessment*, “International Journal Life Cycle Assess” 2017, 22:1944–1956
- [58] Roman- White S., Rai S., Littlefield J., Cooney G., Skone T.J., *Life cycle greenhouse gas perspective on exporting liquefied natural gas from the United States*, “National Energy Technology Laboratory”, 2019.
- [59] Gładysz P., Saari J., Czarnowska J., *Thermo-ecological cost analysis of cogeneration and polygeneration energy systems - Case study for thermal conversion of biomass*, “Renewable Energy” 145 (2020) 1748-1760.
- [60] Stanek W., Ziębik A., *Koszt termoeologiczny (TEC) – miernik efektywności energetycznej i ekologicznej*, „Energetyka” 12/2020, s. 639–647.
- [61] Szargut J., *Termodynamika techniczna*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 2011.
- [62] Szargut J., *Egzergia: Poradnik obliczania i stosowania*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2007.
- [63] Stanek W., *Analiza egzergetyczna w teorii i praktyce*. Monografia, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 2016.
- [64] Szargut J., Ziębik A., *Podstawy energetyki cieplnej*. PWN, Warszawa 2000.
- [65] Szargut J., *Exergy method, Technical and Ecological Applications*, WIT Press, 2005.
- [66] Valero A., Martinez A., *Inventory of the exergy resources on earth including its mineral capital*, “Energy” 2010, pp. 989–995.
- [67] Szargut J., *Application of exergy for the calculation of ecological cost*. Bulletin of the Polish Academy of Sciences, “Technical Sciences” 1986, 43(7-8), 475-480.
- [68] Stanek W., Gładysz P., Czarnowska L., Simla T., *Thermo-Ecology Exergy as a Measure of Sustainability*, ELSEVIER 2019.
- [69] Stanek W., *Metodyka oceny skutków ekologicznych w procesach cieplnych za pomocą analizy egzergetycznej*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009.

Akty prawne

- [P1] *Europejski Zielony Ład*, Komisja Europejska, 2021.
- [P2] *Fit for 55*, Komisja Europejska, Bruksela, 2021.
- [P3] *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, Ministerstwo Środowiska, Załącznik do uchwały nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021.

- [P4] Rozporządzeniem Ministra Gospodarki w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy, prowadzenia ruchu oraz specjalistycznego zabezpieczenia przeciwpożarowego w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi.
- [P5] Dyrektywa 94/22/EWG Parlamentu Europejskiego i Rady z 30 maja 1994 roku o zasadach udzielania koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węglowodorów.
- [P6] Zalecenie Komisji Europejskiej z dnia 22 stycznia 2014 r. w sprawie podstawowych zasad rozpoznawania i wydobywania węglowodorów (takich jak gaz łupkowy) z zastosowaniem intensywnego szczelinowania hydraulicznego.
- [P7] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/52/UE z dnia 16 kwietnia 2014 r. zmieniająca Dyrektywę 2011/92/UE w sprawie oceny wpływu wywieranego przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko.
- [P8] Dyrektywa 2006/21/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 15 marca 2006 r. w sprawie gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego oraz zmieniająca dyrektywę 2004/35/WE.
- [P9] Dyrektywa 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2000 r. ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej.
- [P10] Dyrektywa 2006/118/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 12 grudnia 2006 r. w sprawie ochrony wód podziemnych przed zanieczyszczeniem i pogorszeniem ich stanu.
- [P11] Dyrektywy Rady 92/43/EWG z dnia 21 maja 1992 r. w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory.
- [P12] Rozporządzenie (WE) Nr 1907/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z 18 grudnia 2006 roku w sprawie rejestracji, oceny, udzielania zezwoleń i stosowanych ograniczeń w zakresie chemikaliów (REACH), utworzenia Europejskiej Agencji Chemikaliów, zmieniające dyrektywę 1999/45/WE oraz uchylające rozporządzenie Rady (EWG) nr 793/93 i rozporządzenie Komisji (WE) nr 1488/94, jak również dyrektywę Rady 76/769/EWG i dyrektywy Komisji 91/155/EWG, 93/67/EWG, 93/105/WE i 2000/21/WE.
- [P13] Dyrektywa 2004/35/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 kwietnia 2004 r. w sprawie odpowiedzialności za środowisko w odniesieniu do zapobiegania i zaradzania szkodom wyrządzonym środowisku naturalnemu.
- [P14] Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 roku Prawo geologiczne i górnicze.
- [P15] Ustawa z 27 kwietnia 2001 roku Prawo Ochrony Środowiska.
- [P16] Ustawa z dnia 18 lipca 2001 roku Prawo wodne.

- [P17] Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko.
- [P18] Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 roku o odpadach.
- [P19] Ustawa z dnia 10 lipca 2008 roku o odpadach wydobywczych.
- [P20] Ustawa z dnia 13 kwietnia 2007 roku o zapobieganiu szkodom w środowisku i ich naprawie.
- [P21] Ustawa z dnia 25 lutego 2011 roku o substancjach chemicznych i ich mieszaninach.
- [P22] Ustawa z dnia 19 sierpnia 2011 roku o przewozie towarów niebezpiecznych.
- [P23] Ustawa z dnia 3 lutego 1995 roku o ochronie gruntów rolnych i leśnych.
- [P24] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 2 stycznia 2020 roku w sprawie katalogu odpadów.
- [P25] Dyrektywa 1996/29/Euratom z dnia 13 maja 1996 r. ustanawiająca podstawowe normy bezpieczeństwa w ochronie zdrowia pracowników i ogółu społeczeństwa przed zagrożeniami wynikającymi z promieniowania jonizującego.
- [P26] Dyrektywa 93/67/EWG z dnia 20 lipca 1993 r. ustanawiająca zasady oceny ryzyka dla człowieka i środowiska naturalnego ze strony substancji notyfikowanych zgodnie z dyrektywą Rady 67/548/EWG.
- [P27] Rozporządzeniu Komisji 1488/94/EEC z 28 czerwca 1994 roku w sprawie zasad oceny ryzyka dla ludzi i środowiska od istniejących substancji w związku z rozporządzeniem Rady 793/93/EEC.
- [P28] Rozporządzeniu Rady 793/93/EEC z 23 marca 1993 roku w sprawie oceny i kontroli ryzyka od substancji istniejących.
- [29] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2013 r. w sprawie rocznych sprawozdań finansowych.
- [P30] *Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2016 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2019*, KOBiZE 2018.
- [P31] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie instalacji, których eksploatacja wymaga zgłoszenia.
- [P32] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie przypadków, w których wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza z instalacji nie wymaga pozwolenia.
- [P33] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), *Wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw*, IOŚ-PIB, Warszawa, 2015.

[P34] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 roku w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu.

Inne

[I1] *Monthly electricity statistics Documentation*, International Energy Agency, 2021 (www.iea.org/reports/monthly-electricity-statistics).

[I2] *Outlook for Natural Gas*, International Energy Agency, 2017.

[I3] *Statistical Review of World Energy 2021*, BP, Londyn, 2021.

[I4] *Węgiel kamienny*, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa, 2020.

[I5] *Węgiel brunatny*, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa, 2020.

[I6] *Modern shale gas development in the United States*, US Department of Energy, 2009.

[I7] *Draft Supplemental Generic environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program. Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs*, New York State Department of Environmental Conservation Division of Mineral Resources, 2009.

[I8] *Badania aspektów środowiskowych procesu szczelinowania hydraulicznego wykonanego w otworze Łebień LE-2H*, raport końcowy, PIG-PIB, Warszawa, 2011

[I9] Philippe and Partners, *Final report on unconventional gas in Europe*, Brussels, 2011.

[I10] *Środowiskowe aspekty poszukiwań i produkcji gazu ziemnego łupkowego i ropy naftowej łupkowej*, Ministerstwo Środowiska oraz Państwowy Instytut Geologiczny-Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa 2011.

[I11] *Environmental management in oil and gas exploration and production*, UNEP IE/PAC Technical Report 37, UK, 1997.

[I12] Gradient, *Review of Surface Impoundment Emissions Modeling Performed by New York State Department of Environmental Conservation. Draft Supplemental Generic environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program*, Cambridge, 2009.

[I13] *Wpływ wydobycia gazu łupkowego i ropy łupkowej na środowisko naturalne i zdrowie ludzi*, ekspertyza Dyrekcji Generalnej ds. Polityki Wewnętrznej Unii Europejskiej, IP/A/ENVI/ST/2011-07, ENVI, Bruksela, 2011.

- [I14] *Określenie zakresu oddziaływania procesu poszukiwania i eksploatacji niekonwencjonalnych złóż węglowodorów na środowisko, z uwzględnieniem terminów poszczególnych prac, infrastruktury podziemnej i przesyłowej, a w szczególności określenia charakteru i zakresu oddziaływania z realizacji badań na poligonie badawczym nr 5 – ZAWADA, PIG-PIB, Warszawa 2014.*
- [I15] *Wykonanie badań dla oceny aktualnego stanu środowiska naturalnego na 7 poligonach badawczych, gdzie prowadzono prace poszukiwawcze za gazem z formacji łupkowych, PIG-PIB, Warszawa 2017.*
- [I16] *Środowisko i prace rozpoznawcze dotyczące gazu z łupków. Wyniki badań środowiska gruntowo-wodnego, powietrza, klimatu akustycznego, płynów technologicznych i odpadów, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, Ministerstwo Środowiska 2012.*
- [I17] PN-ISO 31000:2012 Zarządzanie ryzykiem -Zasady i wytyczne, 2012.
- [I18] Cardenas M., L., Environmental Risk Assessment (EnRA), UNEP.
- [I19] Framework for Ecological Risk Assessment , US EPA, Washington, 1992.
- [I20] *Guidelines for environment al risk assessment and management Green Leaves III, Defra, UK, 2011.*
- [I21] *Generic Ecological Assessment Endpoints (GEAEs) for Ecological Risk Assessment Environmental Protection Agency, USA, 2003.*
- [I22] *Technical Guidance Document for Risk Assessment of Chemicals, European Chemicals Bureau, Part II, European Commission, 2003.*
- [I23] *Environmental risk assessment (ERA): An approach for assessing and reporting environmental conditions, Technical Bulletin 1, Ministry of Environment, Lands and Parks, British Columbia, 2000.*
- [I24] *Guidelines for Ecological Risk Assessment, U.S. Environmental Protection Agency, Washington DC, 1998.*
- [I25] Beer T., Ziółkowski F., *Environmental risk assessment: An Australian perspective, EPA, Australia, 1995.*
- [I26] *Zalecenia w sprawie stosowania wspólnych metod pomiaru efektywności środowiskowej w cyklu życia produktów i organizacji (2013/179/UE)*
- [I27] *Ecological footprint standards, Global Footprint Network 2009.*
- [I28] *Metodyka wyliczania carbon footprint, Ministerstwo Gospodarki, CSRinfo Warszawa, 2009.*

- [I29] *OEFSR Guidance – Organisation Environmental Footprint Sector Rules Guidance, Version 6.3, Joint Research Centre, European Commission, 2018.*
- [I30] *PEFCR Guidance – Product, Environmental Footprint Category Rules Guidance, Version 6.3, Joint Research Centre, European Commission, 2018.*
- [I31] PN-EN ISO 14040 (2009): Zarządzanie środowiskowe - Ocena cyklu życia - Zasady i struktura.
- [I32] PN-EN ISO 14044 (2009): Zarządzanie środowiskowe – Ocena cyklu życia – Wymagania i wytyczne.
- [I33] *Analiza porównawcza źródeł energii oraz wielkości emisji do powietrza zanieczyszczeń organicznych i nieorganicznych podczas prowadzenia prac wiertniczych oraz procesów eksploatacji złóż węglowodorów ze złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych, INIG-PIB, Kraków, 2015 materiał niepublikowany.*
- [I34] EPA-453/R-94-080A, *Air Emissions Models for Waste and Wastewater*, Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards, 1994.
- [I35] *Ocena możliwości zmniejszenia wielkości emisji zanieczyszczeń do powietrza w PGNiG SA, INIG-PIB, Kraków, 2020, materiał niepublikowany.*
- [I36] *Opracowanie, zgodnie z obowiązującym prawodawstwem, zasad kwalifikacji odpadów wytwarzanych podczas prac poszukiwawczych w kierunku wydobywania gazu z łupków, INIG-PIB, Kraków, 2011, materiał niepublikowany.*

STRESZCZENIE

Wpływ sektora górnictwa węglowodorów i gazownictwa na środowisko naturalne jest wpisany w specyfikę jego działalności. Procesy poszukiwania i wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych typu *shale* (gaz z łpków) oraz *tight* (gaz zamknięty) stwarzają potencjalne zagrożenie dla środowiska. Celem niniejszej pracy była identyfikacja rodzaju zagrożeń podczas procesów poszukiwania i wydobycia *shale* i *tight gas* oraz ocena stopnia oddziaływania tych procesów na środowisko.

Sumaryczna wielkość ryzyka na otworach badawczych *shale gas* (S-1, S-2 i S-3) oraz *tight gas* (T-1, T-2 i T-3) na Etapie 1 została określona w jako niska i nieprzekraczająca wartości $R < 2$ w skali od 0 do 9. Zwiększenie wartości ryzyka $2 < R \leq 4,16$ nastąpiło na Etapie 2 (przemysłowego wydobywania gazu). Na Etapie 3 ryzyko nie przekroczyło wartości $R \leq 4,5$.

W pracy przedstawiono analizę środowiskową, energetyczną i ekologiczną procesów poszukiwania i eksploatacji gazu ze złóż niekonwencjonalnych na wytypowanych sześciu otworach typu *shale* i *tight gas* z wykorzystaniem analizy ryzyka środowiskowego, analizy metodą *Life Cycle Assessment* (LCA) oraz metodą kosztu termoeologicznego (TEC).

Oszacowany metodą GWP 100a współczynnik globalnego ocieplenia (GWP) dla *shale gas* wynosi 0,003 kg CO₂eq/MJ, dla *tight gas* 0,004 kg CO₂eq/MJ. Wartości te są niższe niż oszacowane dla węgla kamiennego (tj. 0,042 kg CO₂eq/MJ) oraz gazu ziemnego skroplonego (LNG) importowanego do Polski (0,0174 kg CO₂ eq/ MJ), porównywalne do obliczonych dla konwencjonalnego gazu ziemnego w Polsce (tj. 0,003 kg CO₂eq/MJ).

Obliczono koszt termoeologiczny dla produktów typu *shale gas* 1,09 MJ_{ex}/MJ_{ch} i *tight gas* 1,14 MJ_{ex}/MJ_{ch}, który określa tempo wyczerpywania nieodnawialnych zasobów energii. Wpływ na zużycie zasobów określono za pomocą wskaźnika zrównoważonego rozwoju, który wynosi 1,05 dla *shale gas* oraz 1,10 dla *tight gas*.

Szczegółowe wnioski oraz wyniki zaprezentowano w podsumowaniu pracy.

ABSTRACT

The impact of the hydrocarbons mining and of the gas industry sector on the natural environment is included in the nature of these activities. Exploration and extraction processes of unconventional hydrocarbons like shale and tight gas create a potential threat for the environment. The aim of this study was to identify the type of threats during the exploration and extraction processes of unconventional hydrocarbons like shale and tight gas.

The total level of risk in the shale gas wells (S-1, S-2 and S-3) and tight gas (T-1, T-2 and T-3) at Stage 1 was determined as low and not exceeding $R < 2$ value (Risk scale: 0...9). The increase of risk $2 < R \leq 4.16$ occurred in Stage 2 (industrial gas extraction). At Stage 3, the estimated risk did not exceed the value of $R \leq 4.5$.

This study also presents environmental, energy and ecological analyses of exploration and extraction processes of unconventional hydrocarbons for six wells of shale and tight gas using Life Cycle Assessment (LCA) and Thermo Ecological Cost (TEC) methodology.

The global warming potential (GWP) for shale gas estimated by the GWP 100a method is 0.003 kg CO₂eq/MJ, for tight gas 0.004 kg CO₂eq /MJ. These values are lower than estimated for hard coal (i.e. 0.042 kg CO₂eq/MJ) and liquefied natural gas (LNG) imported to Poland (0.0174 kg CO₂eq/ MJ), and comparable to values calculated for conventional natural gas in Poland (i.e. 0.003 kg CO₂eq/MJ).

The thermoecological cost (TEC) was calculated for shale gas 1.09 MJ_{ex}/MJ_{ch} and tight gas 1.14 MJ_{ex}/MJ_{ch} products, this indicator determines the rate of depletion of non-renewable energy resources. The impact on resource consumption was determined using the sustainability index which was found 1.05 for shale gas and 1.10 for tight gas.

Detailed conclusions and results have been presented in summary.