

Agnieszka KOZIEŁ*

Aktualny stan koncesji i użytkowań dla rozpoznania i udokumentowania zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w Polsce (tzw. gaz z łupków – „shale gas” i „tight gas”)

STRESZCZENIE. Autor prezentuje w opracowaniu stan koncesji i użytkowań górniczych dla rozpoznania i udokumentowania zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w Polsce (tzw. gaz z łupków – „shale gas” i „tight gas”) na podstawie koncesji udzielonych dotychczas przez Ministerstwo Środowiska. Omówiono zakres udzielonych koncesji, tak co do aspektu rzeczowego, jak i ich warunków (czy też obowiązków i uprawnień) oraz użytkowań górniczych, a więc z punktu widzenia dwóch podstawowych instytucji prawa geologicznego kształtujących prawa i obowiązki przedsiębiorców – koncesjonariuszy tak na płaszczyźnie prawa publicznego (koncesja jako akt administracyjny, forma reglamentacji działalności, publicznoprawne uprawnienie podmiotowe), jak i ze względu na materię prawa prywatnego (umowa użytkowania górniczego, majątkowe prawo podmiotowe). Odrębnie zasygnalizowano również zagadnienia legislacji co do niektórych aspektów nowego prawa geologicznego i górniczego według Sprawozdania Komisji Nadzwyczajnej Druk Sejmowy nr 1696 z dnia 28 kwietnia 2010 r.

SŁOWA KLUCZOWE: kopalina, złożo, poszukiwanie, rozpoznawanie, obszar górniczy, własność złóż kopalin, koncesja, użytkowanie górnicze, gaz niekonwencjonalny, gaz z łupków, gaz zamknięty

* Mgr – doktorant na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego, Warszawa;
e-mail:agnieszka.koziel@juris.pl

Wprowadzenie

W odniesieniu do złóż niekonwencjonalnych gazów trzeba zaznaczyć, że odróżniają się one od klasycznych przede wszystkim formą występowania gazu w strukturach geologicznych oraz technologiami jego wydobycia. Gaz w takich złóżach znajduje się bądź w skale, w której powstaje (gaz w łupkach; *shale gas*), bądź w skałach porowatych np. piaskowcach (gaz zamknięty; *tight gas*). W obu przypadkach gaz nie dopływa samoczynnie do otworu i nie wydostaje się na powierzchnię. Dla jego wydobycia konieczne jest wykonanie skomplikowanych i kosztownych zabiegów, w tym wierceń poziomych i zabiegów intensyfikujących wydobycie [9,4].

Aktualnie brak jest stwierdzonych i udokumentowanych konkretnych danych odnośnie stanu zasobów złóż gazu w łupkach na terenie Polski; na obecnym etapie rozpoznania trudno precyzyjnie określić, jakie są to ilości w zakresie złóż przemysłowych czy wydobywalnych. Według dostępnych szacunkowych danych zasoby gazu w Polsce określa się na poziomie:

- ✧ według Advanced Res. Inc. – 3000 mld m³ – szacowane zasoby wydobywalne gazu z łupków (dolny paleozoik) w Polsce,
- ✧ według Wood Mackenzie – 1400 mld m³ – szacowane zasoby wydobywalne gazu z łupków (dolny paleozoik) w Polsce,
- ✧ 5–25 mld m³ – zasoby wydobywalne szacowane gazu zamkniętego (*tigh gas*) z piaskowca czerwonego spągowca (górnym perm),
- ✧ 92 mld m³ – ogółem udokumentowane zasoby gazu w konwencjonalnych złóżach w Polsce,

(tak też: Minister Gospodarki w piśmie z 24.02.2010 r. znak DRO-III-0700-2/2/10) [10,11,12].

Intensywność początkowych prac rozpoznawczych prowadzonych w Polsce ilustruje postęp w przyznawaniu koncesji na poszukiwanie gazu ziemnego w łupkach [1, 2, 3, 7, 8]. Do pierwszej połowy 2007 roku obszar o podwyższonym potencjale występowania gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku pozostawał niemal w całości poza zainteresowaniem przemysłu naftowego i nie udzielono w Polsce żadnych koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Natomiast już pod koniec 2009 roku możliwości pozyskania koncesji poszukiwawczych w tym obszarze zostały niemal w pełni wyczerpane.

Poniżej przedstawiono prezentację zakresu udzielonych koncesji, tak co do aspektu rzeczowego, jak i ich warunków (czy też obowiązków i uprawnień) oraz użytkowań górniczych, a więc z punktu widzenia dwóch podstawowych instytucji prawa geologicznego kształtujących prawa i obowiązki przedsiębiorców–koncesjonariuszy tak na płaszczyźnie prawa publicznego (koncesja jako akt administracyjny, forma reglamentacji działalności, publicznoprawne uprawnienie podmiotowe), jak i ze względu na materię prawa prywatnego (umowa użytkowania górniczego, majątkowe prawo podmiotowe). Odrębnie zasygnalizowano również zagadnienia legislacji co do niektórych aspektów nowego prawa geolo-

gicznego i górniczego według Sprawozdania Komisji Nadzwyczajnej Druk Sejmowy nr 1696 z dnia 28 kwietnia 2010 r. [6].

1. Stan formalny i realizacja Koncesji udzielonych przez Ministerstwo Środowiska w zakresie poszukiwania i rozpoznawania węglowodorów

Według publikowanych informacji Ministerstwa Środowiska udzielono 231 koncesji¹ aktualnie czynnych na poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów dla 34 Koncesjonariuszy. Formalnie było 42 Koncesjonariuszy, a od strony właścicielskiej według dominujących współników lub komplementariuszy – osiemnastu. Są to: Chevron, który uzyskał koncesje na Chevron Polska Exploration and production sp. z o.o. i Chevron Polska Energy Resources sp. z o.o., Aurelian Oil & Gas, które uzyskały koncesje na Energia Cybinka sp. z o.o. sp. kom., Energia Karpaty Wschodnie sp. z o.o. sp. kom., Energia Kalisz sp. z o.o. sp. kom., Energia Karpaty Zachodnie sp. z o.o. sp. kom., Energia Torzym sp. z o.o. sp. kom., Energia Zachód sp. z o.o., Marathon Oil, który uzyskał koncesje na Marathon Oil Poland – Area C Sp. z o.o., Marathon Oil Poland – Area E Sp. z o.o., Marathon Oil Poland – Area B Sp. z o.o., Marathon Oil Poland – Area A Sp. z o.o., Marathon Oil Poland – Area D Sp. z o.o., San Leon Energy, który uzyskał koncesje na Vabush Energy sp. z o.o. i Ocullis Investments sp. z o.o. oraz Liesa Investments sp. z o.o., 3Legs Resources Plc, który uzyskał koncesje na Lane Resources Poland sp. z o.o., BNK Petroleum, które uzyskało koncesje na Indiana Investment sp. z o.o. i Saponish Investments sp. z o.o.

Pozostali inwestorzy uzyskali koncesje na jeden podmiot inkorporowany w Polsce: EurEnergy Resources Corporation na Mazovia Energy Resources, EMFES na DPV Services.

Lista według klasyfikacji Ministerstwa Środowiska jest publikowana na stronie www.mos.gov.pl

Lista według udziału właścicielskiego i tylko w zakresie koncesji na rozpoznawanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnych lub tylko niekonwencjonalnych złóż gazu²:

- 1) Chevron Polska Sp. z o.o.,
- 2) ExxonMobil Poland Sp. z o.o.,
- 3) PKN Orlen S.A.,
- 4) Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.,

¹ Uwaga: dane na dzień sporządzania tego opracowania tj. 1 lipca 2010 r., z uwzględnieniem 11 złożonych wniosków (w rozpatrywaniu).

² Uwaga: podmioty, które bezpośrednio lub przez „newco” wehikuł kapitałowy lub osobowy „inwestowały” w uzyskanie koncesji i poszukiwania oraz rozpoznawanie złóż węglowodorów do 1 lipca 2010 r.

- 5) Aurelian Oil & Gas Limited Plc (Wielka Brytania),
- 6) RWE Dea AG (Niemcy),
- 7) FX Energy Netherlands BV (Holandia) – przez FX Energy Poland Sp. z o.o.,
- 8) EMFESZ Első Magyar Földgáz és Energiakereskedelmi és Szolgáltató Kft (Węgry) – przez „Emfesz NG Polska” Sp. z o.o. (przez DPV Service Sp. z o.o.),
- 9) Marathon Oil Poland,
- 10) BNK Petroleum (Kanada) przez Indiana Investments Sp. z o.o. i Saponis Investments Sp. z o.o.,
- 11) Realm Energy International (Kanada) przez Maryani Investments Sp. z o.o., Joyce Investments Sp. z o.o. i Helland Investments Sp. z o.o.,
- 12) Eurenery Resources Corporation (Stany Zjednoczone) – przez Mazovia Energy Resources Sp. z o.o. i Lublin Energy Resources Sp. z o.o.,
- 13) AJ Lucas Group Limited (Australia) – przez Cuadrilla Polska Sp. z o.o.,
- 14) 3Legs Resources Group (Wyspa Man) – przez Lane Energy Poland Sp. z o.o. (umowa z ConocoPhillips),
- 15) San Leon Energy Plc (Irlandia) – przez Vabush Energy Sp. z o.o. i Oculis Investments Sp. z o.o.,
- 16) CalEnergy Generation (Stany Zjednoczone) – przez CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o.,
- 17) Strzelecki Energia Sp. z o.o. (Australia).

Zdaniem Ministerstwa Środowiska koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie jedynie konwencjonalnych złóż węglowodorów udzielono 158. Jednakże z uwagi na treść koncesji i jej lokalizację oraz dopuszczoną głębokość odwiertów trzeba przyjąć ostrożnie, że 120, a w tym c.a. 18, które mogą być sporne. Dotyczy to tak PGNiG, jak i DPV Services, FX Energy, Call Energy Resources, RWE Dea i Aurelian Oil Gaz.

Zakresy koncesji, o których mowa wyżej są z dużym prawdopodobieństwem sporne z uwagi na treść koncesji (rozpoznawanie złóż węglowodorów lub ropy naftowej i gazu) oraz w świetle treści wniosków i planów robót geologicznych, a te ostatnie mogą być zmienione. Ocena ministra i przyporządkowanie koncesji tylko jako udzielonej na węglowodory w złożach konwencjonalnych w sytuacji, gdy z samej koncesji to nie wynika, a obszar użytkowania górniczego pozwala na rozpoznawanie jakichkolwiek węglowodorów do głębokości, na której mogą występować także węglowodory, a przede wszystkim gaz w złożach tak *tight*, jak i *shale gas*, a więc niekonwencjonalnych, może ulec zmianie. Zdaniem autorów, PGNiG – które według Ministerstwa posiada tylko 7 koncesji na rozpoznawanie także niekonwencjonalnych złóż gazu – posiada ich co najmniej 21, a 60 koncesji na węglowodory tylko w złożach konwencjonalnych. Call Energy Resources Poland, która według Ministerstwa nie posiada żadnej koncesji na rozpoznawanie złóż gazu w złożach niekonwencjonalnych posiada według autorów przynajmniej jedną taką koncesję, a dwie mogą być sporne. Podobnie FX Energy na 21 koncesji zdaniem Ministerstwa nie posiada żadnej na rozpoznawanie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów, a według autorów, możliwe że siedem. Sprawa uprawnień rozpoznawania złóż wszelkich węglowodorów lub gazu i ropy naftowej (jak określają te koncesje) do głębokości, którą określała koncesja i umowa użytkowania górniczego, może być przedmiotem przyszłych sporów i jest

uzależniona od interpretacji postanowień koncesji i umów oraz roli planów prac geologicznych składanych przy wnioskach lub w trakcie postępowań administracyjnych prowadzonych przez Departament Geologii i Koncesji Geologicznych Ministerstwa Środowiska (nie przywołanych w Koncesjach).

Według przeprowadzonej analizy treści koncesji oraz mając na uwadze bloki koncesyjne na jakie udzielono koncesji oraz głębokości rozpoznawania złóż, udzielono 92 koncesje na rozpoznawanie także niekonwencjonalnych złóż gazu, w tym 3 tylko na złoża niekonwencjonalne.

W 2007 r. w II półroczu wydano 11 koncesji.

W 2008 w I półroczu wydano 4 koncesje.

W 2008 w II półroczu wydano 11 koncesji.

W 2009 w I półroczu wydano 11 koncesji.

W 2009 w II półroczu wydano 16 koncesji.

W 2010 w I półroczu wydano 18 koncesji.

Do końca I półrocza 2010 r. na udzielonych koncesjach wykonano 20 analiz i interpretacji, 5 badań sejsmicznych 2D na 540 km², 12 badań sejsmicznych 3 D na 150 km² oraz 3 odwierty, w tym dwa do głębokości 4500 m, jeden do 3100 m (jeden brak danych). W drugim półroczu 2010 r. zrealizowane będą 4 odwierty do spągu kambru, 16 analiz i interpretacji, 8 sejsmik 2D (810 km), 2 sejsmiki 2D opcyjnie (350 km), 5 sejsmik 3 D (200 km²).

Do końca 2010 r. rozpoczną się prace na czterech koncesjach (pięć nowych koncesji wydanych w maju i czerwcu b.r. – brak danych co do terminu rozpoczęcia prac), a do 1 lipca 2010 r. prace rozpoczęły się łącznie na co najmniej 58 koncesjach.

Pierwszy etap prac określony w koncesji zakończono w II półroczu 2008 r. na jednej koncesji, w I półroczu 2009 r. na 2 koncesjach, w II półroczu 2009 r. na 13 koncesjach, a w I półroczu 2010 r. na 7 koncesjach.

Z punktu widzenia obszarów koncesyjnych, to łącznie koncesje wydano na obszary koncesyjne o powierzchni c.a. 60 600 km².

Na terenie Polski złoża niekonwencjonalnego gazu typu *shale gas* (w łupkach dolnego paleozoiku) oraz gazu zamkniętego z piaskowca czerwonego spągowca (górnym perm) typu *tight gas* lokalizowane są w łącznie c.a. 130 obszarach koncesyjnych (blokach) [5, 8]; w tym obszary (bloki) o wstępnie udokumentowanym potencjale dla występowania gazu ziemnego w łupkach łącznie c.a. 72 bloki oraz obszary (bloki) o niedookreślonym potencjale dla występowania gazu ziemnego w łupkach łącznie c.a. 58 bloków.

Z tytułu wydania koncesji pobrano c.a. 12 380 514,86 PLN opłaty na podstawie art. 84 prawa geologicznego i górniczego (dalej: „pr.g.g.”³) na NFOŚ i gminne fundusze ochrony środowiska (opłata środowiskowa) oraz 11 200 838,29 PLN na podstawie art. 10 ust. 1 pr.g.g. z tytułu wynagrodzenia za ustanowienie użytkowania górniczego (royalty).

Na jedną koncesję przypadało średnio:

◇ 174 373,44 PLN opłaty środowiskowej (przeciętnie dla 71 koncesji)

◇ 157 758,28 PLN wynagrodzenia z tytułu użytkowania (przeciętnie dla 71 koncesji).

³ Ustawa z dnia 4 lutego 1994 r. Dz.U. 1994 nr 27 poz. 96 z późn. zm.

Na 1 km² obszaru koncesyjnego przypadało przeciętnie:

- ✧ 204 PLN opłaty środowiskowej,
- ✧ 185 PLN wynagrodzenia z tytułu użytkowania górniczego.

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pr.g.g. jedna koncesja nie może być wydana na więcej niż 1200 km². Przeciętnie jedna koncesja była wydawana na 853 km². Nie przekroczono granicznej powierzchni. Jeden Koncesjonariusz otrzymał przeciętnie cztery koncesje. Najwięcej PGNiG – 21 koncesji, a 10 Koncesjonariuszy (liczonych według struktury właścicielskiej) otrzymało po jednej koncesji.

Do 2015 r. zaplanowane jest wykonanie (w planach robót geologicznych i zastrzeżonych jako obowiązki w koncesjach):

- 1) 42 sejsmik 2 D na 5635 km i 24 – 2D opcyjnie na 2945 km,
- 2) 6 sejsmik 3 D na 284 km² i 31 – 3D opcyjnie na 2420 km²,
- 3) 76 odwiertów od 800 do 5000 m głębokości (w tym jeden nie głębiej niż do spągu syluru, dwa do spągu kambru),
- 4) 45 odwiertów opcyjnie dodatkowo uwarunkowanych powodzeniem prac (w tym dwa na odcinku poziomym 500 m).

Złoża na terenie bloków, na których występują obszary o wstępnie udokumentowanym potencjale dla występowania gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku (*shale gas*):

- ✧ rozpoznaje się na podstawie udzielonych Koncesji 15 Firm (patrz niżej),
- ✧ złoża są zlokalizowane na terenie c.a. 66 bloków koncesyjnych,
- ✧ koncesje Lane Energy Poland sp. z o.o. są zlokalizowane na terenie bloków: 8–10, 27–29, 50–51, 70–71, 151 i 152 (część),
- ✧ Mazovia Energy Resources sp. z o.o.: 52, 91, 236 (w części), 216 (w części),
- ✧ Saponish Investments sp. z o.o.: 26, 45–47, 48 (w części), 68–69, 89,
- ✧ Oculis Investments sp. z o.o.: 48 i 49 (w części tych bloków), 92 (część), 151 i 152 (część),
- ✧ Marathon Oil Poland: 72,90, 111, 131, 194, 213, 214 (w części), 279, 299, 300,
- ✧ Hellnad Investments sp. z o.o.: 110,
- ✧ Joyce Investments sp. z o.o.: 92 (w części),
- ✧ FX Energy Poland sp. z o.o.: 130, 234–235, 255,
- ✧ Strzelecki Energia sp. z o.o.: 132,
- ✧ PGNiG: 172–173, 193, 257 (część), 277–278 (część), 279 (część), 380, 399, 360 (część), 378, 379 (część), 380a,
- ✧ Maryani Investments sp. z o.o.: 195–196,
- ✧ Exxon Mobile.: 194 (część), 195, 214–216, 236, 237, 256 i 257 (w części), 277 i 278 (w części), 298 (część), 319 (część), 320, 359 i 360, 379 (część),
- ✧ Orlen Upstream sp. z o.o. (PKN Orlen S.A.): 256 (część), 278 (część), 298, 319 i 337 oraz 338 (w części),
- ✧ Chevron Polska: 257, 258, 337 i 338 (w części), 359 i 379 (część),
- ✧ DPV Service sp. z o.o.: 277 i 338 (w części), 339,
- ✧ Aurelian Oil: 298 i 318 i 388 i 377 oraz 399 (w części).

(patrz też poniżej rozdział 2).

W zakresie powyższych lokalizacji Koncesji na terenach o wstępnie udokumentowanym potencjale dla występowania gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku (*shale gas*) w większości bloków koncesyjnych nie ma obowiązków przeprowadzenia przetargów na nabycie prawa użytkowania górniczego na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Obszary koncesyjne przeznaczone do przetargów na nabycie tych praw zgodnie z Komunikatem Rządu Rzeczypospolitej Polskiej dotyczącym Dyrektywy 94/22/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 30 maja 1994 r. w sprawie warunków przyznawania i korzystania z koncesji na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów⁴; to jedynie bloki koncesyjne (lokalizacji lądowej) o nr: 9, 10, 52, 53, 54, 376, 377, 378, 379, 384–399, 413–419, 435–438, 457–458.

Ten Komunikat nie przesądza o obszarach koncesyjnych przeznaczonych do przetargów na nabycie prawa użytkowania górniczego na eksploatację złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.

Złoża na terenie bloków, na których występują obszary dla występowania niekonwencjonalnego gazu ziemnego zamkniętego z piaskowca czerwonego spągowca (górnym perm) (*tight gas*):

- ✧ rozpoznaje się na podstawie udzielonych Koncesji 4 Firmy (patrz niżej),
- ✧ złoża są zlokalizowane na terenie c.a. 18 bloków koncesyjnych,
- ✧ koncesje Liesa Investments sp. z o.o. są zlokalizowane na terenie bloków: 224 i 245 oraz 265(część), 244,
- ✧ Mazovia Energy Resources sp. z o.o.: 266, 267 (w części),
- ✧ Lane Energy Poland sp. z o.o.: 350, 351, 370–372, 391, 399,
- ✧ Vabush Energy sp. z o.o.: 353, 354, 373, 374, 393 (część).

2. Zakres i warunki udzielonych koncesji rozpoznawczo-poszukiwawczych i użytkowań górnich, wyniki przetargów

Komentowane tu Koncesje, wydane w okresie od drugiego półrocza 2007 r. do pierwszego półrocza 2010 r., charakteryzują się parametrami, które omówiono poniżej⁵.

Praktycznie we wszystkich koncesjach jednakowo został określony cel koncesji poprzez sformułowanie, zgodnie z którym celem koncesji jest udokumentowanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego (bądź samego gazu ziemnego, w dwóch przypadkach metanu z pokładów węgla).

⁴ Dziennik Urzędowy UE poz. 2006/C 98/07.

⁵ Uwaga: wzięto pod uwagę 66 koncesji według stanu na dzień opracowania; nie uwzględniono wniosków w toku rozpoznania.

W każdej koncesji została wskazana umowa o ustanowienie użytkownika górniczego, określająca warunki, jakie powinny być spełnione przez przedsiębiorcę korzystającego z koncesji (data umowy tożsama z datą wydania koncesji).

W koncesjach różnorodnie określony został zakres prac: etap analizy i interpretacje oraz sejsmika 2D i 3D lub jako odrębny. Odrębnym etapem jest przeważnie etap wierceń, w tym opcyjnych. Najczęściej koncesje obejmują wiercenia jednootworowe, zdarzyło się jednak kilka przypadków przewidujących wiercenia dwuotworowe (także w opcji).

W zdecydowanej większości koncesji prace zostały podzielone przynajmniej ogólnie na dwa etapy (zwane w części koncesji także fazami), ale istnieją również koncesje obejmujące trzy lub cztery etapy. Harmonogramu prac nie zawierają 4 koncesje.

Koncesje zostały udzielone na okres od 3 do 6 lat (przy czym najczęściej na okres 5 lat).

Zdecydowana większość koncesji przewiduje zmiany ilościowe zakresu prac (we wszystkich przypadkach nie przekraczające 10% zakresu), a jedynie w kilku przypadkach możliwość taka nie została przewidziana w koncesji.

Wykonawcy zostali zobowiązani do rozpoczęcia prac objętych koncesją w bardzo zróżnicowanym terminie: od dnia udzielenia koncesji do 18 miesięcy od dnia udzielenia koncesji (ponadto wystąpiły zobowiązania: 2 miesiące, 3 miesiące, 6 miesięcy, 12 miesięcy, 90 dni od dnia udzielenia koncesji). W kilkudziesięciu przypadkach w koncesji został wskazany przynajmniej ogólnie wymagany termin rozpoczęcia prac sejsmicznych od 9 poprzez 12 do 18 miesięcy od dnia udzielenia koncesji. W większości przypadków nie zastrzeżono jednak takiego terminu (sporne w świetle przepisów wprowadzających nowego prawa geologicznego i górniczego).

Zdecydowana większość koncesji przewiduje obowiązek informowania organu koncesyjnego o zakończeniu prac każdego etapu i o podjęciu decyzji o przystąpieniu do kolejnego etapu (także opcji), a ponadto koncesje przewidują obowiązek informowania o realizacji zakresu prac przewidzianych w projekcie prac geologicznych. W niewielu jednak koncesjach istnieje obowiązek pisemnego poinformowania o rozpoczęciu prac.

Praktycznie wszystkie koncesje zawierają zobowiązanie wykonawcy prac do przedstawiania corocznie organowi koncesyjnemu raportów z prowadzonych prac (w terminie do 31 stycznia).

Praktycznie wszystkie koncesje zawierają zobowiązanie wykonawcy prac geologicznych do zagospodarowania kopaliny wydobytej lub wydobywającej się samoistnie podczas wykonywania tych prac, zgodnie z art. 37 pr.g.g.

Wszystkie koncesje zawierają klauzulę wskazującą, że koncesja nie narusza praw właścicieli nieruchomości gruntowych i nie zwalnia od konieczności przestrzegania dalszych wymagań określonych przepisami, zwłaszcza Prawa geologicznego i górniczego oraz dotyczących zagospodarowania przestrzennego, ochrony środowiska, gruntów rolnych i leśnych, przyrody, wód i odpadów.

W przypadku 51 koncesji wprowadzony został obowiązek przestrzegania przez wykonawcę zakazu prowadzenia prac na obszarach Europejskiej Sieci Ekologicznej Natura 2000, przy czym ograniczenie wynikające z koncesji obejmowało zakaz:

a) jakichkolwiek prac geologicznych i górniczych na obszarach Europejskiej Sieci Ekologicznej Natura 2000 w przypadku m.in. następujących obszarów: Ostoja Drawska,

Dolina Radwi, Chocieli, Chotli, Dorzecze Parsęty, Bobolickie Jeziora Lobeliowe, Jezioro Bobięcińskie Jezioro Szczecinieckie, obszarów projektowanych Czernica, Sporysz, Zatoka Pomorska, Wybrzeże Trzebiatowskie, Ostoja na Zatoce Pomorskiej, Trzebiatowsko-Koło-brzeski Pas Nadmorski, projektowanego obszaru Dorzecze Regi, obszarów projektowanych Bukowy Las Górki i Wiązogóra, Dolina Wkry i Mławki, Dolina Środkowej Wisły, Sikórz, Uroczyska Łąckie, Dolina Skrwy Lewej, Bory Tucholskie, Ostoja nad Brdą i Stażką, Jezioro Brzuchowskie, Wolność i Jeziora Chojnickie, Krajeńskie Bagna, Torfowisko Linie, Jezioro Drużno, Węgry, Mikołajki Pomorskie, Aleje Pojezierza Iławskiego, Ostoja w Prabutach, Wysoczyzna Elbląska, Dolina Środkowej Wisły, Dobromyśl, Opole Lubelskie, Dolina Tyśmienicy, Stawska Góra, Bagno Bubnów, Dolina Kłodawy, Ujście Wisły, Dolina Dolnej Wisły, Ostoja Słowińska, Białogóra, Ostoja Słowińska, Białogóra, Dolina Pasłęki, Jezioro Drużno, projektowanego i potencjalnego obszaru Poligon Rembertów, Dolina Świdra, Dąbrowy Seroczyńskie, Dolina Tyśmienicy, Dolina Kostrzynia, Lasy Łukowskie, potencjalne obszary Rogoźnica, Jata, Ostoja Nadliwiecka, Łęgi Czarnej Strugi, Forty Modlińskie, Wydmy Lyczynowsko – Mostowieckie, Puszcza Biała, Dolina Dolnego Bugu, potencjalnych obszarów: Świetliste Dąbrowy i Grądy w Jabłonnej; Ostoja Nowodworska, Strzebla Błotna w Zielonce, Las Jana III Sobieskiego, Wodny Dół, Izbicki Przełom Wieprza, Zbiornik w Nieliszu, Pakosław, Uroczyska Lasów Starachowickich, Dolina Kamiennej, Podebłocie, Leśne Stawki koło Goszcza, Dolina Oleśnicy i Potoku Boguszyckiego, Dolina Rzeki Słupi, Dolina Łupawy, Dolina Wierzycy, Bory Tucholskie, Dolina Łętowni, Niedzieliska, Niedzieliska Las, Kąty, Dolina Łabuńki i Topornicy, Uroczyska Lasów Adamowskich, Debry, Hubale, Sztolnie w Senderkach, Uroczyska Puszczy Solskiej, Roztocze Środkowe, Puszcza Solska, Roztocze, Ostoja Nieliska, Dzierzkowice, Polichna, Gościeradów, Szczecyn, Dąbrowa koło Zaklikowa, Świeciechów, Przełom Wisły w Małopolsce, Dolina Kamiennej;

b) prac sejsmicznych i wiertniczych na obszarze Europejskiej Sieci Ekologicznej Natura 2000 w przypadku m. in. następujących obszarów: potencjalnych obszarów specjalnej ochrony siedlisk Natura 2000: Prokowo, Uroczyska Pojezierza Kaszubskiego, Piotrowo, Nowa Sikorska Huta, Dąbrówka, Szumleś, Guzy, Huta Dolna, Pomlewo, Zielenina; obszarów specjalnej ochrony siedlisk Natura 2000: Hopowo, Jar Rzeki Raduni, Dolina Reknicy, Dolina Górnej Łeby, Dolina Środkowej Więcisy, Przywidz i jego potencjalne powiększenie; Lasy Mirachowskie, Dąbrowa Świetlista w Pernie, potencjalnych specjalnych obszarach Jelino, Brzeziczyno, Jeziora Uściwierskie, Ostoja Poleska, Krowie Bagno, Lasy Sobiborskie, Bagno Bubnów, Polesie, Ostoja Brodnicka, Dolina Kakaju, Dolina Osy, Dolina Drwęc, Bagienna Dolina Drwęc, Forty Modlińskie, Dolina Wkry, Ostoja Sobkowska – Korytnicka, Ostoja Kozubowska, Dolina Mierzwy, Ostoja Gaj, Kwiatówka, Giebułtów, Cybowa Góra, Grzymałów, Mechowiska Ząblewskie, Prokowo, Dolina Górnej Łeby, Kurze Grzędy, Staniszewskie Błoto, Lasy Mirachowskie, Przełomowa Dolina Rzeki Wel;

c) prac wiertniczych na obszarach Europejskiej Sieci Ekologicznej Natura 2000, w przypadku m. in. następujących obszarów: Specjalnym Obszarze Ochrony Ptaków Dolina Słupi, a także Obszarach Specjalnej Ochrony Siedlisk: Torfowisko Trzebielino, Ostoja Masłowiczki, Lasy Rekowskie, Ostoja Borzyszkowska, Bytowskie Jeziora Lobeliowe, Miasteckie Jeziora Lobeliowe, Dolina Wieprzy i Studnicy, Pływające Wyspy pod Rekowem; specjalnych obszarach ochrony siedlisk: Jeziora Kistowskie, Uroczyska Pojezierza Kaszub-

skiego, Leniec nad Wierzycą, Rynna Dłużnicy, Ostoja Masłowiczki, Lasy Rekowskie, Ostoja Zapceńska, Ostoja Borzyszkowska, Bytowskie Jeziora Lobeliowe, Jeziora Lobeliowe koło Soszycy, Jezioro Chośnickie, Mechowiska Sulęczyńskie, Dolina Stropnej, Studzienickie Torfowiska, Jeziora Wdzydzkie oraz Specjalnych Obszarach Ochrony Ptaków: Dolina Słupi i Bory Tucholskie; Przybrzeżne Wody Bałtyku, a także Obszarach Specjalnej Ochrony Siedlisk: Dolina Bielawy, Jezioro Kopań, Dolina Wieprzy i Studnicy, Dolina Grabowej, Dolina Radwi, Chocieli i Chotli, Jezioro Bukowo, Słowińskie Błoto;

d) prac sejsmicznych na obszarach Europejskiej Sieci Ekologicznej Natura 2000, w przypadku m. in. następujących obszarów: projektowanych obszarów ochrony siedlisk Zalew Wiślany i Mierzeja Wiślana, Rzeka Pasłęka, Dolina Pasłęki.

W trzech koncesjach został wprowadzony zakaz prowadzenia jakichkolwiek prac na terenie obszarów rezerwatów przyrody (nie oznacza to oczywiście, że w innych przypadkach można).

W kilku koncesjach wprowadzony został zakaz prowadzenia prac sejsmicznych przy użyciu materiałów wybuchowych.

W większości koncesji, w których wskazane zostały obszary Europejskiej Sieci Ekologicznej Natura 2000, na których istnieje zakaz prowadzenia działalności, przewidziany został także obowiązek prowadzenia prac na obszarach podlegających ochronie na podstawie ustawy o ochronie przyrody, innych niż obszary Natura 2000, w uzgodnieniu z właściwym wojewodą (lub właściwym organem ochrony środowiska).

W 10 przypadkach wykonawca został zobowiązany do prowadzenia prac zgodnie z decyzją (lub ze środowiskowymi uwarunkowaniami zgody na realizację przedsięwzięcia), które określone zostały w aktach następujących organów samorządu terytorialnego: wójta gminy Dołhobyczów, wójta gminy Wejherowo, burmistrza miasta i gminy Ryki, wójta gminy Błędów, wójta gminy Gostynin, prezydenta Bydgoszczy, wójta gminy Wąbrzeźno, burmistrza Karczewa, burmistrza Miasta i Gminy Konstancin – Jeziorna, wójta gminy Werbkowice, wójta gminy Chełm. W pozostałych Koncesjach nie zastrzeżono stosowania Decyzji, co nie powinno mieć wpływu na obowiązek uwzględniania uwarunkowań środowiskowych i sporządzania oceny oddziaływania na środowisko.

W przypadku 1 koncesji przestrzeń, na której mają być prowadzone prace została ograniczona poprzez wyłączenie Obszaru Europejskiej Sieci Ochrony Środowiska Natura 2000 o znaczeniu dla wspólnoty – „Waćmierz”. W przypadku 1 koncesji przestrzeń, na której mają być prowadzone prace została ograniczona poprzez wyłączenie obszaru górniczego „Glinnik”, złoża ropy naftowej „Glinnik”. W przypadku 1 koncesji przestrzeń na której mają być prowadzone prace została ograniczona poprzez wyłączenie obszaru górniczego „Ciecierzyn” oraz obszaru górniczego „Świdnik 1”, a także obszaru górniczego „Mełgiew”.

Działalność rozpoznania geologicznego określono standardowo w koncesjach jako zgodną z kryteriami bilansowości dla dokumentowania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. W niektórych jednak przypadkach nie określono wymaganej dokładności rozpoznania geologicznego, czego wymaga art. 23 ust. 1 pkt 2) pr.g.g.

W jedynym przetargu w omawianym okresie od drugiego półrocza 2007 r. do pierwszego półrocza 2010 r. udzielono 14 koncesji i użytkowań górniczych. Przetarg został ogłoszony

przez Ministra Środowiska. Obwieszczenie o przetargu ukazało się w dzienniku urzędowym Unii Europejskiej w dniu 7 marca 2007 r. oraz na stronie internetowej Ministra Środowiska⁶.

Obszary zakwalifikowane do obowiązkowego trybu przetargowego, zgodnie z Komunikatem Rządu Rzeczypospolitej Polskiej dotyczącym Dyrektywy 94/22/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 30 maja 1994 r. w sprawie warunków przyznawania i korzystania z koncesji na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów objęły bloki:

Karowia – 9, Radoszka – 45, 65, Frombork – 52, Rybice – 62, Lewice – 63, Bardy – 64, 44, Kaleń – 82, 83, Rymań – 83, 84, Barwice – 85, Bobolice – 86, Podgrodzie – 101, Polce – 102, Sucha – 104, Czaplinek – 105, Moryń – 161, Lipiany – 162, Barlinek – 163, Cybinka – 202, 222, Torzym – 203, 223, Laski – 222, 223, Krepa – 224, Trójkąt – 226, Turek – 229, Kolsko – 244, Gola – 245, Kłoda – 246, Czatkowice – 247, 267, 287, 288, Kalisz – 249, Dobra – 250, Klucze – 265, Sarnowa – 266, Warta – 270, Oleszyce – 379, Proszowice – 393, Koszyce – 294, 395, Golemki – 395, 415, Horyniec – 399, Wieliczka – 413, Skrzydlina – 413, Skołyszyn – 414, 415, Błażowa – 416, 417, Szczecinek – 106, Człuchów – 107.

Z powyższych obszarów „przetargowych” tylko bloki o nr 9, 45, 52, 86, 245, 246, 247, 267, 379, 393, 394, 395, 415, 399, 413, 425, 417 leżą na terenach występowania gazu w łupkach, z czego:

- ✧ bloki o nr 9, część 45, część 52, 245, 246, 247, 267, część 379, 399 leżą na terenach wstępnie udokumentowanego potencjału,
- ✧ bloki o nr część 45, część 52, 86, część 379, 393, 394, 395, 415, 413, 417, 425 – leżą na terenach nieudokumentowanego potencjału.

Przy czym trzeba zaznaczyć, że złoża z obszarów bloków o nr 245, 246, 247 i 267 to gaz zamknięty (*tigh gas*) z piaskowca czerwonego spągowca (górnym perm); pozostałe to złoża łupków z dolnego paleozoiku (*shale gas*).

Komisja przetargowa została powołana decyzją nr 15 Ministra Środowiska z dnia 12 czerwca 2007 r. w składzie: przewodnicząca – Ewa Zalewska, Dyrektor Departamentu Geologii i Koncesji Geologicznych; członkowie – Marcin Szuflicki, Główny specjalista w Departamencie Geologii i Koncesji Geologicznych, Andrzej Przybycin, Specjalista w Departamencie Geologii i Koncesji Geologicznych; sekretarz – Marta Wągrodzka, Specjalista w Departamencie Geologii i Koncesji Geologicznych

Do dnia 6 czerwca 2007 r. do godz. 12:00 złożono 24 oferty.

Publiczne otwarcie ofert odbyło się w dniu 20 czerwca 2007 r.

Z przebiegu przetargu sporządzono Protokół zatwierdzony przez Podsekretarza Stanu Głównego Geologa H. Jezierskiego w dniu 02.08.2007 r.⁷

Z Protokołu z przebiegu przetargu wynika, że za najkorzystniejsze oferty na nabycie prawa użytkowania górnictwa na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego uznano:

- ✧ obszar nr 4 Rybice (blok 62) – PL Energia SA
- ✧ obszar nr 11 Podgrodzice (blok 101) – FX Energy Poland Sp. z o.o.
- ✧ obszar nr 12 Police (blok 102) – FX Energy Poland Sp. z o.o.
- ✧ obszar nr 16 Lipiany (blok 162) – FX Energy Poland Sp. z o.o.

⁶ Dziennik Urzędowy UE poz. 2007/C 52/11

⁷ vide: www.ms.gov.pl

- ✧ obszar nr 17 Barlinek (blok 163) – FX Energy Poland Sp. z o.o.
- ✧ obszar nr 18 Cybinka (blok 202;222) – Aurelian Oil&Gas Poland Sp. z o.o.
- ✧ obszar nr 19 Torzym (blok 203;223) – Aurelian Oil&Gas Poland Sp. z o.o.
- ✧ obszar nr 20 Laski (blok 222;223) – Celique Energie Poland Sp. z o.o.
- ✧ obszar nr 23 Turek (blok 229) – FX Energy Poland Sp. z o.o.
- ✧ obszar nr 28 Kalisz (blok 249) – Aurelian Oil&Gas Poland Sp. z o.o.
- ✧ obszar nr 29 Dobra (blok 250) – FX Energy Poland Sp. z o.o.
- ✧ obszar nr 40 Skołyszyn (blok 414; 415) – RWE Dea AG SA oddział w Polsce
- ✧ obszar nr 42 Szczecinek (blok 106) – Gas Plus International B.V.
- ✧ obszar nr 43 Człuchów (blok 107) – Gas Plus International B.V.

W uzasadnieniu powyższego wyboru ofert najkorzystniejszych wskazano, iż powodem wyboru był brak innych konkurencyjnych ofert na ww obszarach.

Odrzucono 9 ofert, w tym 8 ofert PGNiG SA (obszary: 19 Torzym (blok 203; 223); 36 Golemki (blok 395; 415); 27 Czatkowice (blok 247; 267; 268; 287; 288); 40 Skołyszyn (blok 414; 415); 35 Koszyce (blok 394; 395); 7 Kaleń (blok 82; 83); Błazowa (blok 416; 417); 6 Bardy (blok 44; 64)) oraz 1 ofertę złożoną przez firmę Lane Energy Poland Sp. z o.o. (obszar 1 Karwia (blok 9)).

W dniu 28 czerwca 2007 r. odbyła się część niejawną przetargu, komisja przetargowa nie zażądała dodatkowych wyjaśnień dotyczących treści złożonych ofert.

W uzasadnieniu odrzucenia ofert wskazano, iż powodem odrzucenia ofert PGNiG SA jest brak oświadczenia, że oferent nie wnosi żadnych zastrzeżeń do „Szczegółowych warunków przetargu.” Oferta Lane Energy Poland Sp. z o.o. została odrzucona z powodu braku następujących dokumentów:

- ✧ oświadczenia o posiadaniu niezbędnej wiedzy i doświadczenia oraz potencjału finansowego i technicznego umożliwiających poszukiwanie i rozpoznawanie złóż kopalin,
- ✧ oświadczenie o posiadaniu środków finansowych niezbędnych do zrealizowania przedstawionego w ofercie programu prac geologicznych,
- ✧ oświadczenia o posiadanym doświadczeniu w wykonywaniu prac geologicznych związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.

W Protokole stwierdzono ponadto, iż w trakcie postępowania przetargowego nie wniesiono protestów do organizatora przetargu.

Z powyższych obszarów przetargowych następujące bloki znajdują się na terenach występowania gazu w łupkach:

- ✧ o nr 414, 415, tworzące obszar koncesyjny nr 40 Skołyszyn objęty koncesją nr 27/08/p z 24.06.2008 r. udzieloną RWE Dea AG SA oddział w Polsce na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, ważną do 24.06.2014 r.; na terenach występowania gazu w łupkach (o nieudokumentowanym potencjale),
- ✧ o nr 395,415, tworzące obszar koncesyjny o nr 36 Golemki objęty koncesją z dnia 16.05.2008 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego udzieloną PGNiG, ważną do 16.05.2014 r.,
- ✧ o nr 416,417 obszar nr 41 Błazowa objęty koncesją nr 10/08/p z 11.03.2008 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego udzieloną PGNiG, ważną do 31.12.2014 r.,

- ✧ o nr 9 obszar nr 1 Karwia objęty koncesją z 19.03.2008 r. na poszukiwanie ropy i gazu udzieloną Lane Energy Poland sp. z o.o., ważna do 19.03.2012 r.

W załączniku do Protokołu z przetargu podano ceny proponowanej wysokości wynagrodzenia za ustanowienie użytkownika górniczego pochodzące z poszczególnych ofert (pln/ km²):

- ✧ obszar nr 4 Rybice (blok 62) – PL Energia S.A. – 500
- ✧ obszar nr 11 Podgrodzice (blok 101) – FX Energy Poland Sp. z o.o. – 203
- ✧ obszar nr 12 Police (blok 102) – FX Energy Poland Sp. z o.o. – 203
- ✧ obszar nr 16 Lipiany (blok 162) – FX Energy Poland Sp. z o.o. – 203
- ✧ obszar nr 17 Barlinek (blok 163) – FX Energy Poland Sp. z o.o. – 203
- ✧ obszar nr 18 Cybinka (blok 202; 222) – Aurelian Oil&Gas Poland Sp. z o.o. – 659
- ✧ obszar nr 19 Torzym (blok 203; 223) – Aurelian Oil&Gas Poland Sp. z o.o. – 750
- ✧ obszar nr 20 Laski (blok 222;223) – Celique Energie Poland Sp. z o.o. – 210,21
- ✧ obszar nr 23 Turek (blok 229) – FX Energy Poland Sp. z o.o. – 203
- ✧ obszar nr 28 Kalisz (blok 249):
 - ✧ oferta Aurelian Oil&Gas Poland Sp. z o.o. – 400
 - ✧ oferta FX Energy Poland sp. z o.o. – 203
- ✧ obszar nr 29 Dobra (blok 250) – FX Energy Poland Sp. z o.o. – 203
- ✧ obszar nr 40 Skołoszyn (blok 414; 415) – RWE Dea AG SA oddział a Polsce – 210
- ✧ obszar nr 42 Szczecinek (blok 106) – Gas Plus International B.V. – 406
- ✧ obszar nr 43 Człuchów (blok 107) – Gas Plus International B.V. – 406

3. Wpływ zmian w nowym prawie geologiczno-górnictwie na obowiązki koncesjonariuszy, użytkowników górniczych

Mając na uwadze, iż powyższe zagadnienie nie jest przedmiotem tego opracowania, autor sygnalizuje go tylko i nie rozwija bliżej wskazując, że do istotnych zmian projektu nowego pr.g.g. w brzmieniu Sprawozdania Komisji Nadzwyczajnej z dnia 28.04.2010 r.⁸ mających wpływ na obowiązki Koncesjonariuszy należy zaliczyć m.in. dwie istotne zmiany w stosunku do stanu obecnego, to jest:

- ✧ zakres i treść użytkownika górniczego, do którego stosować się będzie w całości przepisy o dzierżawie (k.c.),
- ✧ zakres uprawnień do uzyskania koncesji na eksploatację bez postępowania przetargowego dla koncesjonariusza, który uzyskał zatwierdzenie dokumentacji geologicznej złoża.

Trzeba jednocześnie wyraźnie podkreślić, iż zmiana uprawnień i obowiązków koncesjonariusza to odpowiednio również lustrzana zmiana po stronie organu koncesyjnego tak

⁸ vide; druk sejmowy nr 1696 projekt ustawy Prawo geologiczne i górnicze, www.sejm.gov.pl.

w zakresie jego funkcji władczych (reglamentacyjnych), jak i jako reprezentanta Skarbu Państwa w stosunkach cywilnoprawnych.

Niektóre wątpliwości, które powstają przy lekturze postanowień projektu nowego prawa dają się interpretować co do zamiaru Projektodawcy na podstawie projektów przepisów wykonawczych; lecz mimo to bez poważniejszych analiz i poznania *ratio legis* Projektodawcy (jeszcze), wobec braku uzasadnienia do Sprawozdania Podkomisji, trudno na tym etapie będzie wyjaśnić w sposób pełny i bez wątpliwości.

Do użytkowania górniczego będą teraz stosowane przepisy o dzierżawie (Art. 17 nowego pr.g.g.). Odejście od prawa rzeczowego do prawa zobowiązań, niejasny zakres stosowania rozwiązań kodeksu cywilnego o dzierżawie i brak koniecznego w takim przypadku trybu ustalania treści umów, skutkować będzie trudnością w ustalaniu czy do pożytków i nakładów z i w górotworze będzie można i w jakim zakresie stosować przepisy o dzierżawie. Poprawi się pozycja przedsiębiorcy przy negocjacji warunków i ceny, ale i swoboda organu będzie większa.

Problem pierwszeństwa żądania ustanowienia na rzecz koncesjonariusza użytkowania górniczego z pierwszeństwem przed innymi jest szczególnie istotny dla trybu wydawania koncesji na eksploatację węglowodorów w zw. z treścią art. 45 ust. 1 w zw. z art. 14 ust. 1, 21 ust. 3, 98 ust. 3 nowego pr.g.g..

Zastosowana do tego przepisu wykładnia literalna i gramatyczna nie dają jednoznacznego wyniku, a w części pozostaje ona sprzeczna z wykładnią systemową i celowościową.

Albo zamiarem Projektodawcy było, aby w przypadku węglowodorów, niezależnie od tego kto rozpoznał złożę, zgodnie z warunkiem projektowanego art. 15, przeprowadzać przetarg, a koncesjonariusz będzie mógł jedynie skorzystać z uprawnienia z art. 98 ust. 6, albo też komentowany przepis ma służyć sytuacji, gdy dokumentacja geologiczna i prawo do informacji geologicznej stały się przedmiotem obrotu i/lub przetarg jest organizowany pomimo, iż zaszła jedna z okoliczności, o których mowa w ust. 1 w art.47 lub też wykładnia pójdzie w kierunku, iż w sytuacji ogłoszenia w dzienniku urzędowym UE obszarów, na których udzielenie koncesji nie wymaga przetargu, dany obszar nie jest objęty tym ogłoszeniem (prawa nabyte – ochrona konstytucyjna).

Wynagrodzenie z tytułu ustanowienia użytkowania górniczego, które będzie mogło być ustalone umową teoretycznie jednorazowo za okres do 50 lat nie będzie przy aktualnej formule projektu uznane za formę czynszu za dzierżawę (art. 630 KC) w świetle Art. 13 ust. 3 i 4 nowego pr.g.g.. Pełna swoboda w ustalaniu wysokości wynagradzania i podstaw jego obliczania, nieczytelny charakter świadczenia (odpowiednio *royalty*) skutkować będzie brakiem możliwości ustalania podstaw wynagradzania i jego ekwiwalentności (czego ma być ekwiwalentem to wynagrodzenie, za co?). Nie wiadomo kto będzie decydował i na jakich warunkach np. przy węglowodorach. Przepisy te stwarzają także zagrożenie korupcyjne. Racjonalna jest tu konstrukcja i wykładnia w kierunku czynszu za dzierżawę górniczną.

Przepisy przejściowe, bez okresu i zakresu dostosowań (Art. 203, 218 nowego pr.g.g.), zwłaszcza co do stosowania przepisów o użytkowaniu górnicznym z nowego prawa (a więc i odesłania do dzierżawy z KC) do wcześniejszych użytkowań, bez uregulowania/rozstrzygnięcia co do wynagrodzeń za użytkowania „nieodpłatne” lub korzystania ze złoża SP bez użytkowania, powodować może wygenerowanie ryzyka dla Skarbu Państwa zwią-

zanego ze statusem, wyceną i aktywowaniem do majątku trwałego praw majątkowych do informacji geologicznej oraz z umów użytkowań górniczych. Niepewność ta odpowiednio dotyczyć może przedsiębiorców.

Warto podkreślić, iż do zagrożeń wynikających z wprowadzenia nowego pr.g.g. należą tak zagadnienia, które pominięto w przepisach przejściowych, jak i te, które uwzględniono, lecz z nieczytelnym lub ryzykownym rozstrzygnięciem. Do nieuwzględnionych w przepisach przejściowych należy m.in. zagadnienie praw, które zostały lub zostaną nabyte na podstawie wydanych koncesji i pod rządami dotychczasowej ustawy do uzyskania koncesji eksploatacyjnej na podstawie art. 15 ust.1 pkt 2) pr.g.g. w świetle nowego brzmienia art. 45 w zw. z art. 15 ust. 1 i art. 98 ust. 3.

Pozostają w mocy – co do zasady – decyzje podjęte na podstawie dotychczasowego pr.g.g. Wyjątkiem jest przepis art. 202 ust. 2 pr.g.g. odnoszący się do udzielonych koncesji bez wyznaczonego nimi terminu podjęcia działalności. Stanowi on, że jeżeli koncesja wydana na podstawie dotychczasowych przepisów nie określała terminu rozpoczęcia określonej nią działalności i do dnia wejścia w życie ustawy działalność ta nie została rozpoczęta, przedsiębiorca ma obowiązek rozpoczęcia jej w terminie roku od dnia wejścia w życie ustawy. W przypadku gdy działalność ta nie została rozpoczęta, organ koncesyjny z urzędu stwierdza wygaśnięcie koncesji. W praktyce spotyka się wcześniejsze koncesje, także na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż niekonwencjonalnych gazu, które wbrew wymaganiom prawa nie określały terminu rozpoczęcia działalności i faktycznie działalność ta nie została jeszcze podjęta. Nowa regulacja ma na celu przymuszenie przedsiębiorcy do podjęcia działalności; o ile nie uczyni on tego w terminie roku od wejścia w życie ustawy, koncesja wygasa. Natomiast stosownie do art. 203 ust. 3 przedsiębiorca, który w dniu wejścia w życie ustawy wykonuje działalność bez wymaganego jej przepisami użytkowania górniczego, jest obowiązany zawrzeć umowę ustanawiającą to prawo w terminie roku od dnia wejścia w życie ustawy. W przypadku niezawarcia umowy organ koncesyjny wzywa do jej zawarcia w terminie nie krótszym niż 14 dni pod rygorem cofnięcia koncesji bez odszkodowania. Odnosi się to do sytuacji, gdy przedsiębiorca prowadzi działalność bez wymaganego użytkowania górniczego. Takich przypadków w zakresie przedmiotowym na dzień tego opracowania nie odnotowano.

Literatura

- [1] HADRO J., 2010 – Strategia poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach. Przegląd Geologiczny vol. 58 nr 3.
- [2] JEZERSKI H. – Ministerstwo Środowiska 20.02.2009 r.; Kierunki badań w dziedzinie geologii surowcowej na lata 2009–2015.
- [3] MACUDA J., 2010 – Środowiskowe aspekty produkcji gazu ziemnego z niekonwencjonalnych złóż. Przegląd Geologiczny vol. 58, nr 3.
- [4] NAWROCKI J., 2010 – Bilans zasobów gazu ziemnego w Polsce. Konferencja w PIG-PIB, styczeń 2010.
- [5] Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego w Polsce – gaz w łupkach (*shale gas*) i gaz zamknięty (*tight gas*). Warszawa, 27 stycznia 2010 r.

- [6] BERKOWSKA E., WOŁODKIEWICZ-DONIMIRSKI Z. – Opinia merytoryczna do projektu ustawy – Prawo geologiczne i górnicze (druk sejmowy nr 1696).
- [7] POPRAWA P., KIERSNOWSKI H., 2008 – Perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w skałach ilastych (shale gas) oraz gazu ziemnego zamkniętego (tight gas) w Polsce. Biuletyn PIG.
- [8] POPRAWA P., 2010 – Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim. Przegląd Geologiczny vol. 58, nr 3.
- [9] RYCHLICKI S., SIEMEK J., – Natural gas as the fuel of XXI century – facts and dilemmas. Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie.
- [10] STEFANOWICZ J.A., KOZIEL A., PRZEOR J., 2010 – Analiza koncesjonowania działalności geologiczno-górniczej w zakresie poszukiwania i rozpoznawania oraz eksploatacji złóż węglowodorów. Biuro Analiz Kancelarii Senatu.
- [11] STEFANOWICZ J.A., 2010 – Ocena i identyfikacja prawna dotycząca poszukiwania i rozpoznania gazu niekonwencjonalnego (gaz łupkowy). Zakład bezpieczeństwa międzynarodowego i studiów strategicznych, Instytut Studiów Politycznych PAN.
- [12] ZALEWSKA E., 2010 – Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów w Polsce w tym shale gas i tight gas. Przegląd Geologiczny vol. 58, nr 3.

Agnieszka KOZIEL

Current status of concessions and mining uses for recognition and documentation of unconventional natural gas deposits in Poland (“Shale Gas” and “Tight Gas”)

Abstract

In the paper the author presents status of mining concessions and mining usufruct for recognize and documentation of unconventional natural gas deposits in Poland on the basis of concessions previously granted by the Ministry of Environment. The Author discusses the range of granted concessions, both in the material aspect and conditions of concessions (or the duties and rights) and operated mining usufructs, so from the perspective of two fundamental institutions of geological law, regulating rights and obligations of entrepreneurs – the party performing geological works, as both in the public law area (concession as an administrative act, a form of activity regulation, public law), and for the sake of the matter of private law (an agreement concerning mining usufruct, a personal right to property). Separately also indicate issues of legislation on certain aspects of the new geological and mining law according to the reports of the Special Committee, Publication of The Sejm of The Republic of Poland, 1696 of 28 April 2010.

KEY WORDS: mine, mineral deposit, search, identification, mining area, mineral deposit ownership, concession, mining use, unconventional gas, shale gas, tight gas