

O C E N A

WRAZ Z INFORMACJĄ PRAWNĄ I STANEM KONCESJI NA POSZUKIWANIE I ROZPOZNAWANIE ZŁÓŻ WĘGLOWODORÓW W ZAKRESIE GAZU NIEKONWENCJONALNEGO (W ŁUPKACH)

I. INFORMACJE OGÓLNE O KONCESJONOWANIU DZIAŁALNOŚCI POSZUKIWANIA I ROZPOZNAWANIA ZŁÓŻ WĘGLOWODORÓW

1. Istotne regulacje dotychczasowego Prawa geologicznego i górniczego z 1994 r.¹ (dalej: pgig) wraz z przepisami wykonawczymi

Złóża węglowodorów, stosownie do postanowień art. 7 ust. 1 pgig w zw. z art. 143 k.c., **stanowią przedmiot własności Skarbu Państwa**. Stosownie do ust. 2 tego Artykułu Skarb Państwa **może**, z wyłączeniem innych osób, **korzystać** ze złóż kopalin oraz rozporządzać prawem do nich **tylko przez ustanawianie użytkownika górniczego**. Natomiast art. 9 pgig precyzuje, że w granicach określonych przez ustawy oraz przez umowę o ustanowieniu użytkownika górniczego **użytkownik górniczny może**, z wyłączeniem innych osób, **poszukiwać, rozpoznawać lub wydobywać oznaczoną kopalinę**. W tych samych granicach użytkownik górniczny może rozporządzać swym prawem.

To dysponowanie w ramach stosunków cywilnoprawnych nie sprzeciwia się w ramach stosunków publicznoprawnych koncesjonowaniu działalności geologiczno-górnicznej niezależnie od tego czyją własnością są złoża (patrz dalej pkt 5.1).

Przepis art. 11 ust. 1 pgig stanowi, że ustanowienie użytkownika górniczego może być poprzedzone przetargiem, jeżeli przepisy ustawy nie stanowią inaczej.

Natomiast według ust. 2 w art. 11 ustanowienie użytkownika górniczego, obejmującego poszukiwanie, rozpoznawanie lub wydobywanie m.in. **gazu ziemnego z zasady poprzedza się przetargiem**.

W myśl ust. 2a w art. 11 użytkownik górniczny, obejmujące poszukiwanie, rozpoznawanie lub wydobywanie gazu ziemnego, ropy naftowej oraz jej naturalnych pochodnych, a także metanu z węgla kamiennego, może zostać ustanowione w trybie bezprzetargowym tylko, jeżeli jest spełniony co najmniej jeden z następujących warunków:

- 1) wykaz obszarów, w których użytkownik górniczny może być ustanowione w takim trybie, organ koncesyjny podał do publicznej wiadomości oraz opublikował w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej; albo
- 2) obszar objęty projektowanym użytkowaniem górnicznym był w przeszłości przedmiotem przetargu, który nie zakończył się ustanowieniem użytkownika górniczego (prawdopodobnie chodzi tu o przypadek braku uczestników).

Na podstawie ust. 3 w art. 11 organami właściwymi do przeprowadzenia przetargu na nabycie prawa użytkownika górniczego są organy właściwe do udzielania koncesji, a więc w przypadku węglowodorów Minister Środowiska.

Na podstawie ust. 4 w art. 11 Rada Ministrów określa, w drodze rozporządzenia, zasady zamieszczania obwieszczeń o przetargu na nabycie prawa użytkownika górniczego i dane, które powinny być zamieszczone w obwieszczeniu, wymagania, jakie powinien spełniać oferent oraz jakim powinna odpowiadać oferta, termin składania ofert oraz zakończenia przetargu, a także zasady i tryb organizowania i przeprowadzania przetargu, w tym powoływania i pracy komisji przetargowej (patrz dalej poniżej).

Zgodnie z ust. 5 w art. 11 Rada Ministrów, wydając ww rozporządzenie, powinna kierować się potrzebą zapewnienia obiektywnych i niedyskryminujących kryteriów wyboru oferenta na nabycie użytkownika górniczego.

Powyższa regulacja pozwala na odróżnienie dwóch rodzajów przetargu (fakultatywnego oraz obligatoryjnego). W zasadzie o tym, czy zawarcie umowy o ustanowienie użytkownika górniczego ma zostać poprzedzone przetargiem, rozstrzyga Skarb Państwa, reprezentowany przez organ koncesyjny

¹ Ustawa z dnia 4 lutego 1994 r. Dz.U.05.228.1947 j.t.

(przetarg fakultatywny). **Wyjątek dotyczy poszukiwania, rozpoznawania lub wydobywania węglowodorów (gazu ziemnego, ropy naftowej oraz jej naturalnych pochodnych, a także metanu z węgla kamiennego)**, kiedy to – jak się wydaje - zasadą powinien być obowiązek przeprowadzenia procedury przetargowej (tzw. przetarg obligatoryjny; z dalszych przepisów wynika jednak, że rozwiązanie to nie ma charakteru bezwzględnie). Wymagania przewidziane w art. 11 ust. 2 pr.g.g. są elementem zbliżenia prawa geologicznego i górniczego do wymagań przewidzianych tzw. dyrektywą węglowodorową nr 94/22/EC Unii Europejskiej z dnia 30 maja 1994 r. (patrz poniżej pkt 3). Nakazuje ona stosowanie przetargów i przejrzystych i obiektywnych (niedyskryminujących) kryteriów nadawania uprawnień do podejmowania działalności związanej z poszukiwaniem, rozpoznawaniem oraz wydobywaniem wspomnianych kopalin.

Przetarg fakultatywny może poprzedzać ustanowienie każdego użytkownika górniczego, bez względu na jego przedmiot (rodzaj działalności - poszukiwanie, rozpoznawanie, wydobywanie kopalin, inne rodzaje korzystania z górotworu) oraz rodzaj kopaliny. O tym, czy ma być przeprowadzony przetarg, rozstrzyga organ koncesyjny (art. 7 ust. 3 pr.g.g.) bądź organ określony w art. 14 pr.g.g., czyli zarządy województw. W praktyce zatem dla węglowodorów jako uprawniony do działania za Skarb Państwa jest minister właściwy do spraw środowiska (w obecnym stanie prawnym jest nim Minister Środowiska). Trzeba tu wyraźnie wskazać, że Minister ten występuje w ten sposób w dwóch odrębnych rolach jednocześnie.

Po pierwsze, jako **naczelny organ administracji rządowej** w granicach kompetencji w imperium, dla czynności publiczno-prawnych, a więc **jako organ koncesyjny** m.in. **udzielający koncesji** i aprobujący plany robót geologicznych, plany zagospodarowania złoża oraz dokumentacje geologiczne; a po drugie jako **reprezentant SP - statio fisci** umocowany w drodze szczególnego przepisu dla czynności w dominium cywilnoprawnych za osobę prawną Skarb Państwa **do zaciągania zobowiązań, zawierania umów, w ramach prawa prywatnego, tu: zawierania umów użytkowania górniczego i przeprowadzania przetargów** na jego udzielenie, ustalania wynagrodzenia za to użytkowanie górniczne, udostępniania odpłatnie lub nieodpłatnie informacji geologicznej i ustalanie treści umów oraz cen w tym zakresie.

Nie wydaje się, aby ratio legis regulacji pozwalało na przyjęcie pozostawienia do uznania administracyjnego rozstrzygnięcia o odstąpieniu od przetargu, bądź na dyskrejonalną ocenę potrzeby przetargu, dla działającego za Skarb Państwa podmiotu, tu: Ministra Środowiska.

Rozstrzygnięcie w przedmiocie przeprowadzenia przetargu leży w obszarze kompetencji cywilnoprawnych Skarbu Państwa jako właściciela tych złóż kopalin².

Możliwość przetargu zależy od istnienia podmiotu, któremu przysługuje "pierwszeństwo" do ustanowienia użytkownika górniczego (art. 12 pr.g.g.). Gdy Minister dokonał pisemnego zawiadomienia o przyjęciu dokumentacji geologicznej, **wszczęcie procedury przetargowej dopuszczalne i możliwe jest gdy w terminie 2 lat** (wg projektu nowego pgg – 5 lat) od zawiadomienia **nie doszło do ustanowienia użytkownika górniczego na rzecz inwestora legitymującego się pierwszeństwem** do ustanowienia użytkownika. Minister powinien tu kierować się zasadami odpowiedniej podwyższonej staranności przy wykonywaniu zarządu mieniem mając na uwadze art. 25 ustawy o Skarbie Państwa i art. 4 ustawy o zachowaniu narodowego charakteru strategicznych zasobów naturalnych kraju.

Jak podnosi się w doktrynie³ art. 11 pr.g.g. dotyczy tylko ustanowienia użytkownika górniczego (ściśle rzecz biorąc - zawarcia umowy ustanawiającej to ograniczone prawo rzeczowe). Nie odnosi się to do dokonywania rozporządzeń istniejącym użytkowaniem górnicznym (art. 9 zd. drugie pr.g.g.).

Ponadto, Komentatorzy podnoszą, iż ww. rozwiązania nie odnoszą się także do rozporządzeń dokonywanych przez właściciela nieruchomości gruntowej, w granicach której występuje złożo kopaliny. W zasadzie samodzielnie rozstrzyga on o zakresie i sposobie dokonywania takich rozporządzeń (np. nie wykluczając przetargu, tyle że nie poddanego prawu geologicznemu i górnicznemu). Jednak przepisy odrębne czasem wymagają drugiego przetargu (ustawa z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami, Dz. U. z 2000r. Nr 46, poz. 543 z późn. zm., w odniesieniu do nieruchomości Skarbu Państwa oraz jednostek samorządu terytorialnego).

² patrz odmiennie: Komentarz do ustawy z dnia 4 lutego 1994 r. Prawo geologiczne i górniczne (Dz.U.94.27.96), [w:] A. Lipiński, R. Mikosz, Ustawa Prawo geologiczne i górniczne. Komentarz, Dom Wydawniczy ABC, 2003, wyd. II.: „Wydaje się, że można od niego odstąpić zwłaszcza w odniesieniu do złóż o mniejszej wartości, trudno dostępnych (nieatrakcyjnych) bądź w razie konieczności zapewnienia ochrony dotychczasowego (długoletniego) inwestora.”

³ Op. cit. Komentarz do ustawy ...

Szczegółowe zasady przeprowadzania przetargu określają przepisy wykonawcze. Ustawa (w ślad za powołaną dyrektywą węglowodorową) ogólnie przesądza, że Rada Ministrów powinna kierować się potrzebą zapewnienia obiektywnych i niedyskryminujących kryteriów wyboru oferenta.

Na podstawie delegacji ustawowej z art. 11 ust. 4 pgg Rada Ministrów wydała Rozporządzenie z dnia 21 czerwca 2005 r. w sprawie przetargu na nabycie prawa użytkowania górniczego⁴. Miało ono mieć zastosowanie w dotychczas jedynym przetargu na udzielenie użytkowania dla poszukiwania i rozpoznawania złóż kopalin.

Rozporządzenie stanowi m.in. w § 2, że przetarg na nabycie prawa użytkowania górniczego powinno ogłaszać się z urzędu lub na wniosek podmiotu zainteresowanego nabyciem prawa użytkowania górniczego. Przetarg ma na celu umożliwienie organowi koncesyjnemu, dokonania wyboru najkorzystniejszej oferty na nabycie tego prawa, a także określenie kolejności pozostałych ofert spełniających wymagania zawarte w szczegółowych warunkach przetargu. Za najkorzystniejszą uznaje się ofertę, która otrzyma najwyższą ocenę komisji przetargowej, przyznaną na podstawie obiektywnych kryteriów dotyczących:

- 1) technicznych i finansowych możliwości oferenta;
- 2) proponowanego zakresu i technologii prowadzenia prac geologicznych na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze,
- 3) proponowanej wysokości wynagrodzenia za ustanowienie użytkowania górniczego.

W przypadku gdyby dwie lub więcej ofert otrzymało jednakową ocenę na podstawie ww kryteriów, organizator przetargu wzywa oferentów, którzy złożyli te oferty, do złożenia w terminie określonym przez organizatora przetargu ofert dodatkowych.

W § 3 stanowi się, iż przetarg prowadzi się w trybie przetargu nieograniczonego

W § 5 określono, że w przetargu może wziąć udział oferent, który spełnia wymagania zawarte w szczegółowych warunkach przetargu, a w szczególności posiada doświadczenie w wykonywaniu prac geologicznych lub robót górniczych, środki finansowe i techniczne, niezbędne do zapewnienia prawidłowego wykonywania działalności regulowanej ustawą

W § 6 precyzuje się m.in., że szczegółowe warunki przetargu powinny zawierać w szczególności:

- 1) określenie przedmiotu przetargu;
- 2) wymagania dotyczące treści oferty;
- 3) wymagania, jakie powinien spełniać oferent;
- 4) informacje o dokumentach, jakie ma dostarczyć oferent w celu potwierdzenia spełniania wymaganych warunków, w tym wypis z rejestru przedsiębiorców, oraz oświadczenie, że oferent nie podlega wyłączeniu z przetargu zgodnie z § 5 ust. 2;
- 5) obiektywne kryteria oceny ofert zapewniające spełnienie zasad uczciwej konkurencji i określenie ich znaczenia;
- 6) wzór umowy o ustanowienie użytkowania górniczego.

W § 7 podano – niejako informacyjnie (nie jest to przepis), poza kompetencją ustawową - że organizator przetargu może sporządzić i udostępnić oferentom pakiet informacyjny zawierający dane o przestrzeni będącej przedmiotem przetargu na nabycie prawa użytkowania górniczego, a także dotyczące terenu położonego nad tą przestrzenią (pozostaje to w kolizji z art. 47 pgg odnośnie udzielania informacji geologicznej)

W § 9 ustalono, że m.in.:

- oferta na nabycie prawa użytkowania górniczego powinna zawierać co najmniej określenie:
 - 1) **przestrzeni**, w ramach której ma być ustanowione użytkowanie górniczne;
 - 2) proponowanego czasu, na jaki ma być zawarta umowa o ustanowienie użytkowania górniczego;
 - 3) **proponowanej wysokości wynagrodzenia za ustanowienie użytkowania górniczego;**
 - 4) **zakresu, harmonogramu** i sposobu prowadzenia działalności regulowanej ustawą.
- postanowiono, też, że oferent może, z własnej inicjatywy, przedstawić w ofercie dodatkowe informacje niewymienione wyżej

Zgodnie z § 10 zakończeniem przetargu jest zawarcie umowy o ustanowienie prawa użytkowania górniczego z podmiotem, którego oferta została wybrana jako najkorzystniejsza.

⁴ Dz.U.05.135.1131

2. Rozporządzenie i szczególne przepisy dla prac i robót geologicznych i dokumentacji geologicznych złóż węglowodorów

Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 19 grudnia 2001 r. określa sposób sporządzania projektów prac geologicznych⁵. W § 2 tego Rozporządzenia określono, że część tekstową projektu powinien stanowić opis zamierzonych prac geologicznych i związanych z nimi robót geologicznych zawierający, w zależności od celu tych prac m.in.: zakres obserwacji i badań terenowych, a w szczególności: pomiarów temperatury i ciśnienia w razie występowania gazu ziemnego, ropy naftowej lub wód, badań i pomiarów specjalnych.

Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 6 lipca 2005 r. określiło szczegółowe wymagania, jakim powinny odpowiadać dokumentacje geologiczne złóż kopalin⁶.

W Rozporządzeniu w § 5 określono m.in., że:

- w dokumentacjach geologicznych złóż gazu ziemnego, ropy naftowej oraz jej naturalnych pochodnych i metanu z węgla kamiennego stosuje się kategorie rozpoznania złoża: C, B, A
- rozpoznanie złoża lub jego części w poszczególnych kategoriach powinno spełniać następujące wymagania:
 - 1) w kategorii C - granice złoża określa się na podstawie wyników badań geofizycznych i interpretacji geologicznej, a uzyskane dane umożliwiają projektowanie prac niezbędnych do dalszego rozpoznania złoża lub jego zagospodarowania, po uzyskaniu z co najmniej jednego otworu przyływu kopaliny, w ilości posiadającej znaczenie gospodarcze; błąd oszacowania średnich parametrów złoża i zasobów nie może przekraczać 40 %;
 - 2) w kategorii B - zbadana budowa geologiczna złoża pozwala na jednoznaczne określenie jego granic oraz parametrów zbiornikowych warstw ropośnych, gazonośnych i ich zmienności; błąd oszacowania średnich parametrów złoża i zasobów nie może przekraczać 30 %;
 - 3) w kategorii A - ustala się dane określone dla kategorii B z uwzględnieniem wyników uzyskanych z eksploatacji; błąd oszacowania średnich parametrów złoża i zasobów nie może przekraczać 15 %.

Jak stanowi art. 72 ust. 1 pgig przedsiębiorca jest zobowiązany do prowadzenia ewidencji zasobów złoża na podstawie dokumentacji geologicznej i projektu zagospodarowania złoża.

W myśl ust. 6 w art. 72 dla kopalin gazowych i płynnych operat ewidencyjny przedsiębiorca sporządza na podstawie pomiarów wydajności odwiertów.

Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 27 czerwca 2005 r. określa szczegółowe wymagania, jakim powinny odpowiadać projekty zagospodarowania złóż.⁷

3. Dyrektywa „węglowodorowa” nr 22 UE⁸ - stan prawny

Dyrektywa 94/22/WE została wydana uwzględniając Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską, w szczególności jego art. 57 ust. 2, zdanie pierwsze i trzecie, art. 66 i art. 100a. Uznając także, iż należy podjąć kroki w celu zapewnienia niedyskryminującego dostępu do prowadzenia i prowadzenia działalności związanej z poszukiwaniem, badaniem, rozpoznawaniem, dokumentowaniem, produkcją i wydobywaniem węglowodorów w warunkach, które zachęcają do większego współzawodnictwa w tym sektorze, dając w ten sposób pierwszeństwo najlepszym systemom prowadzenia poszukiwań, badań i produkcji surowców w Państwach Członkowskich. Przyjęto, że w powyższym celu konieczne jest ustalenie wspólnych zasad dla zapewnienia, by procedury udzielania zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów były dostępne dla wszystkich podmiotów posiadających niezbędne możliwości; zezwolenia (u nas Koncesje) muszą być udzielane na podstawie obiektywnych, publikowanych kryteriów; a **warunki, zgodnie z którymi zezwolenia są udzielane, muszą być w takim samym zakresie znane z wyprzedzeniem przez wszystkie podmioty biorące udział w tej procedurze.** Państwa Członkowskie mogą zachować możliwość **ograniczenia dostępu** do prowadzenia tej działalności tylko **ze względu na interes publiczny** i obłożyć ją opłatami m.in. w formie wkładu finansowego.

⁵ Dz.U.01.153.1777

⁶ Dz.U.05.136.1151

⁷ Dz.U.05.128.1075

⁸ Dyrektywa 94/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 30 maja 1994 r. w sprawie warunków udzielania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów

Stosownie do Dyrektywy Rady 90/531/EWG z dnia 17 września 1990 r. w sprawie procedur udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i telekomunikacji i dyrektywy Rady 93/38/EWG z dnia 14 czerwca 1993 r. koordynującej procedury udzielania zamówień publicznych przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i telekomunikacji mają one zastosowanie do podmiotów w sektorze energetyki co do otrzymywania dostaw, robót i usług; zastosowanie alternatywnych uzgodnień, o których mowa w art. 3 dyrektywy 90/531/EWG podlega w szczególności warunkowi, że w Państwach Członkowskich wymagających stosowania się do tych uzgodnień, udzielanie zezwoleń powinno odbywać się w sposób przejrzysty i bez dyskryminacji; Państwo Członkowskie będzie spełniało ten warunek od momentu gdy oraz tak długo jak stosuje się do wymogów komentowanej Dyrektywy 94/22/WE; dlatego nastąpiła też zmiana dyrektywy 90/531/EWG.

Zgodnie z Dyrektywą 22 UE "zezwolenie" oznacza każdą ustawę, rozporządzenie, przepis administracyjny lub postanowienie wynikające z umowy lub akt urzędowy, na mocy którego właściwe władze Państwa Członkowskiego nadają podmiotowi wyłączne prawo do podjęcia, we własnym imieniu i na własne ryzyko, poszukiwań lub badań na rzecz produkcji węglowodorów na danym obszarze geograficznym. W tym mieszczą się nasze instytucje użytkowania i koncesje. Zezwolenie może być udzielone na każdy rodzaj działalności oddzielnie lub dla kilku rodzajów działalności łącznie. „Podmiot publiczny” oznacza przedsiębiorstwo państwowe zgodnie z definicją w art. 1 ust. 2 dyrektywy 90/531/EWG zastąpiona Dyrektywą 93/38/EWG, według której „przedsiębiorstwo publiczne oznacza każde przedsiębiorstwo, na które władze publiczne mogą mieć bezpośrednio lub pośrednio dominujący wpływ z racji własności, udziału finansowego lub reguł nim rządzących. Dominujący wpływ ze strony władz publicznych występuje w sytuacji, gdy władze te w odniesieniu do przedsiębiorstwa, bezpośrednio lub pośrednio.

Trzeba tu wskazać, że właściwie wszystkie ważniejsze podmioty krajowe zainteresowane użytkowaniem i koncesjami na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węglowodorów są podmiotami publicznymi w rozumieniu Dyrektywy (PGNiG, Orlen, Lotos).

Stosownie do Artykułu 2 Dyrektywy Państwa Członkowskie zachowują **prawo do ustalania w obrębie ich terytorium obszarów, które mają być dostępne dla prowadzenia działań związanych z poszukiwaniem, badaniem i produkcją węglowodorów**, a więc a contrario mają także prawo wyłączać określone obszary z takich działań. Dotychczasowe pggig oraz projekt nowej Ustawy takiej regulacji nie przewiduje.

Według Artykułu 3 Państwa Członkowskie mają przyjąć niezbędne środki, aby zapewnić, by **zezwolenia udzielane były według procedury, zgodnie z którą wszystkie zainteresowane podmioty mogły składać wnioski zgodnie z ustaleniami tego przepisu określającymi sposób wszczęcia procedury**. Stosownie do ust. 4 art. 3 Państwo Członkowskie może zadecydować o niestosowaniu postanowień o procedurze przetargowej, jeżeli uwarunkowania geologiczne i produkcyjne usprawiedliwiają przyznanie zezwoleń na dany obszar posiadaczowi zezwolenia na obszar przyległy. Zainteresowane Państwo Członkowskie powinno zapewnić, by posiadacze zezwolenia na jakiegokolwiek przyległe obszary mogli przedstawić wnioski w takim przypadku i mieli wystarczająco dużo czasu, by to uczynić (nasza nowa regulacja, tak jak dotychczasowa, tego nie przewiduje – patrz pkt 5.2 poniżej).

Zgodnie z ust. 5 art. 3 Dyrektywy jako udzielenie zezwolenia w znaczeniu ust. 1 tego artykułu nie będą rozumiane:

- udzielenie zezwolenia podmiotowi posiadającemu inną formę zezwolenia, **jeśli posiadanie ostatniego zezwolenia pociąga za sobą prawo do kolejnego;**
- decyzja właściwych władz zostaje podjęta w granicach dotychczasowego zezwolenia i dotyczy rozpoczęcia, przerwania, przedłużenia lub zaprzestania działalności lub przedłużenia zezwolenia jako takiego.

Zgodnie z Artykułem 4 Państwa Członkowskie mają podjąć niezbędne działania dla zapewnienia, że:

- jeżeli obszary geograficzne nie są wyznaczone na podstawie wcześniejszego geometrycznego podziału terytorium, **zasięg każdego obszaru jest ustalany w taki sposób, aby nie przekraczał obszaru odpowiedniego dla prowadzenia działalności w jak najlepszy sposób z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia**. W przypadku zezwoleń udzielanych zgodnie z procedurami ustalonymi na podstawie określonych w art. 3

ust. 2 Dyrektywy obiektywne kryteria powinny w tym celu zostać ustalone i udostępniane podmiotom przed przedłożeniem wniosków;

- **okres ważności** zezwolenia **nie będzie przekraczał czasu potrzebnego do przeprowadzenia działań, na które zezwolenie zostało przyznane.** Jednakże właściwe władze mogą przedłużyć zezwolenie, jeśli przewidziany czas trwania jest niewystarczający do ukończenia działalności objętej zezwoleniem jeżeli działalność była prowadzona zgodnie z zezwoleniem;
- podmioty **nie zachowają wyłącznych praw**, na obszarze geograficznym, na którym uzyskały zezwolenie, **na dłużej, niż jest to konieczne dla właściwego wykonywania czynności objętych zezwoleniem.**

Właściwe władze będą mogły także wziąć pod uwagę, przy ocenie wniosków, każdy brak skuteczności lub odpowiedzialności wykazany przez wnioskodawcę w działalności wykonywanej na podstawie poprzedniego zezwolenia.

Państwo Członkowskie może, w zakresie wynikającym z bezpieczeństwa państwa, bezpieczeństwa publicznego, zdrowia publicznego, bezpieczeństwa transportu, ochrony środowiska naturalnego, ochrony zasobów biologicznych i dóbr kultury o wartości artystycznej, historycznej lub archeologicznej, bezpieczeństwa urządzeń i instalacji oraz pracowników, planowej gospodarki zasobami węglowodorów (na przykład poziomu zubożenia złóż węglowodorów lub optymalizacji ich odzysku) lub potrzeby uzyskiwania dochodów z podatków, narzucać warunki i wymagania w związku z podjęciem działalności objętej Dyrektywą.

Przepisy dotyczące opłat wynikających z wkładów, o których mowa w ust. 1 art. 6 Dyrektywy, łącznie z wymogiem uczestnictwa państwa, mogą być ustalane zgodnie z Dyrektywą przez Państwa Członkowskie tylko w taki sposób, aby zapewniały zachowanie niezależności zarządzania podmiotami.

Jednakże zgodnie z art. 6 ust. 3 Dyrektywy jeżeli udzielenie zezwolenia jest uzależnione od uczestnictwa państwa w danej działalności i jeżeli osobie prawnej powierzono kierowanie organizacją tego uczestnictwa (tu: przykładowo Nafta Polska, PERN) lub jeżeli samo państwo kieruje organizacją tego uczestnictwa, ani osoba prawna, ani państwo nie będą zwolnione od przyjęcia praw i obowiązków, proporcjonalnie do znaczenia uczestnictwa, pod warunkiem że osoba prawna lub państwo nie będą miały dostępu do informacji ani nie skorzystają z przysługującego prawa głosu w kwestii decyzji dotyczących źródeł zaopatrzenia dla przedsiębiorcy, że taka osoba prawna lub państwo w połączeniu z jakimkolwiek podmiotem lub podmiotami publicznymi nie skorzystają z przysługującego prawa głosu w kwestii innych decyzji oraz że każdy głos państwa takiej czy osoby prawnej jest oparty wyłącznie na przejrzystych, obiektywnych i niedyskryminujących zasadach i nie blokuje decyzji przedsiębiorcy opartych na normalnych zasadach handlowych. (Można tu na marginesie wskazać, że praktyka władz krajowych jest tu niestety inna)

Państwa Członkowskie mają zapewnić, że **monitorowanie podmiotów posiadających zezwolenia będzie ograniczone w zakresie koniecznym do zapewnienia zgodności z warunkami, wymaganiami i zobowiązaniami, o których mowa wyżej.** W szczególności podejmą działania niezbędne do zapewnienia, że od żadnego podmiotu nie jest wymagane przez przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne lub przez porozumienie lub zobowiązanie, dostarczenie informacji o jej zamierzonych i aktualnych źródłach zaopatrzenia, za wyjątkiem żądania właściwych władz oraz wyjątkowo ze względu na cele wymienione w art. 36 Traktatu.

Odnosnie podstaw i zakresu implementacji ww Dyrektywy do przepisów projektowanego nowego pgg – patrz szczegółowo poniżej w pkt 5.2.

4. Tereny koncesyjne dla węglowodorów, w tym tereny bezprzetargowe i przetargowe

4.1. 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 następujących obszarach koncesyjnych (blokach)⁹:

⁹ „Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego w Polsce – gaz w łupkach (shale gas) i gaz zamknięty (tight gas)” - Warszawa, 27 styczeń 2010 r. www.ms.gov.pl

- 8,9, 27-29, 30, 45-58, 65-77, 86-93, 108-112, 129-132, 150-152, 171-173, 178, 179, 191-194, 197-200, 212-219, 233-239, 254-258, 275-279, 296-300, 316-320, 330-335, 336-340a, 350-356, 357-360a, 372-375, 378-380a, 392-399, 413-418

razem 130 bloki

w tym obszary (bloki) o wstępnie udokumentowanym potencjale dla występowania gazu ziemnego w łupkach o nr:

- 8,9,26-30,45-53,58-72,89-92,110-112,130-132,150-152,172-173,192-196,213-17,234, 237,255-257,277-279,298-300,319-320,336-338,339-340,356, 359,360,360a,378,379,380,380a,399

razem 72 bloki

oraz obszary (bloki) o niedookreślonym potencjale dla występowania gazu ziemnego w łupkach o nr:

- 45-47,53-59,65-69,72-77,86-89,92,93,108-110,129-130,150-151,171-172,178-180,192,193,195-200,212-214,217-219,233-35,237-240,254-258,274-280,295-300,316-319,320,330,336-340a,350, 351,359,360,374,379,380,394-396,415-417

(uwaga: podwójne ujęcie numerów oznacza części bloków)

razem 58 bloków

z czego:

- udokumentowane samodzielnie bloki o nr:
- 8,9,27-29,48-52,69-71,90,91,111,133,152,173,215,216,236,319,340,358
- nieudokumentowane samodzielnie bloki o nr:
- 53-58,65-67,73-77,87-88,93,108,129,150(znacznaczeń),171,179,197-200,212-213,217-219,233-234(znacznaczeń),237(znacznaczeń)-240,254,256(znacznaczeń),258,275-276,296,297,316,317,318,350,374-375, 394,395-396,415-416

Z powyższego obszary zakwalifikowane do obligatoryjnego 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 (patrz szczegółowo poniżej), obszary obejmujące bloki:

- Karowia – 9
- Raduszka – 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
- Czaplunek – 105
- Moryń – 161
- Lipiany – 162
- Barlinek – 163
- Cybinka – 202,222
- Torzym – 203,223
- Laski – 222,223
- Krępa – 224
- Trójkąt - 226
- Turek – 229
- Kolsko – 244
- Gola – 245
- Kłoda – 246
- Cztkowice – 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
- Błazowa – 416,417
- Szczecinek – 106
- Człuchów - 107

Według stanu na dzień 01.04.2010 r. w jedynym tylko przetargu w 2007 r. łącznie udzielono 14 koncesji (patrz szczegółowo pkt III poniżej).

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 (tight gas) z piaskowca czerwonego spągowca (górnym perm); pozostałe to złoża łupków z dolnego paleozoiku (shale gas).

4.2. 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 Departament Geologii i Koncesji Geologicznych Ministerstwa Środowiska poinformował, że w dniu 26 kwietnia 2006 w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej w pozycji 2006/C 98/07 został opublikowany „Komunikat Rządu Rzeczypospolitej Polskiej dotyczący 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 oraz Kompetentnych Organów Władzy określonych na podstawie art. 10 Dyrektywy 94/22/EC”. W związku z powyższym od tego dnia stało się możliwe prowadzenie na określonych obszarach procedur bezprzetargowych dla ustanowienia użytkowania górniczego w celu poszukiwania i rozpoznawania gazu ziemnego, ropy naftowej oraz jej naturalnych pochodnych a także metanu pokładów węgla; z uwzględnieniem danych i współrzędnych na obszarach przedstawionych na mapie załączonej do tego Komunikatu.

W przypadku zezwoleń udzielanych zgodnie z artykułem 3 (2) (a) dyrektywy 94/22/WE, właściwy organ RP przygotowuje ogłoszenie o zaproszeniu do składania wniosków, które będą przesyłane do Komisji Europejskiej w celu publikacji w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej co najmniej dziewięćdziesiąt (90) dni przed terminem składania ofert.

W przypadku zezwoleń udzielanych zgodnie z artykułem 3 (2) (b) dyrektywy 94/22/WE, właściwy organ, tu: Ministerstwo Środowiska, w następstwie złożenia wniosku przez podmiot, przygotowuje ogłoszenie o które zostanie przesłane do Komisji Europejskiej w celu publikacji w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej.

W przypadku tych wniosków zainteresowane podmioty obowiązują przepisy prawa geologicznego i górniczego (ustawy z 1994 r.) i rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 21 lipca 2005 r. w sprawie przetargu na nabycie prawa użytkowania górniczego, a także m.in. rozporządzeniem Ministra Środowiska z 19 grudnia 2001 w sprawie planów badań geologicznych oraz z dnia 27 czerwca 2005 r. ustanawiające szczegółowe wymagania jakie muszą spełniać projekty zagospodarowania złóż.

Stosownie do ww Komunikatu¹⁰ oraz zgodnie z art. 3 ust. 2 lit. a) dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 94/22/WE z dnia 30 maja 1994 r. w sprawie warunków udzielania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie i produkcję węglowodorów oraz z art. 11 ust. 2 pggig Minister Środowiska wezwał zainteresowane podmioty do składania wniosków o zezwolenie na poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów; a więc ogłosił przetarg w rozumieniu ww przepisów.

Przedmiotem przetargu było ustanowienie prawa użytkowania górniczego na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na nieobjętych koncesjami częściach obszarów zgodnych z wykazem zamieszczonym w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej* (2) (nr 2006/C98/07) oraz na stronie internetowej Departamentu Geologii i Koncesji Geologicznych Ministerstwa Środowiska (www.mos.gov.pl/dgikg/english). Obszary koncesyjne w przetargu to 43 znaczone co do tożsamości tereny obejmujące od 1 do 5 bloków; łącznie 56 bloków (wykaz w załączeniu).

Współrzędne geograficzne obszarów wyznaczonych do przetargu zamieszczone były na stronie internetowej Departamentu Geologii i Koncesji Geologicznych Ministerstwa Środowiska oraz w „Szczegółowych warunkach przetargu na nabycie prawa użytkowania górniczego na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na wybranych obszarach koncesyjnych”.

Oferty na ustanowienie prawa użytkowania górniczego miały obejmować obszar nie mniejszy niż wskazany w „Szczegółowych warunkach przetargu na nabycie prawa użytkowania górniczego na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na wybranych obszarach koncesyjnych”, nie większy jednak niż 1 200 km².

Podano też warunki wskazujące, że otrzymane oferty miały być poddane ocenie w oparciu o kryteria:

- a) proponowany zakres i technologia prowadzenia prac geologicznych (60 %),
- b) techniczne i finansowe możliwości oferenta (30 %),
- c) proponowana wysokość wynagrodzenia za ustanowienie użytkowania górniczego (10 %).

Kryteria te miały być (nie ma dostępu do SWP) dokładnie opisane w „Szczegółowych warunkach przetargu na nabycie prawa użytkowania górniczego na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na wybranych obszarach koncesyjnych”.

Aby uzyskać „Szczegółowe warunki przetargu na nabycie prawa użytkowania górniczego na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na wybranych obszarach koncesyjnych” (SWP) należało złożyć pisemny wniosek do Departamentu Geologii i Koncesji Geologicznych Ministerstwa Środowiska. Szczegółowe warunki odnośnie przetargu, zawierały m.in.:

- a) określenie przedmiotu przetargu;
- b) wymagania dotyczące treści oferty;
- c) wymagania, jakie powinien spełniać oferent;
- d) informacje o dokumentach, jakie ma dostarczyć oferent w celu potwierdzenia spełnienia wymaganych warunków, w tym wypis z rejestru przedsiębiorców;
- e) obiektywne kryteria oceny ofert;
- f) wzór umowy o ustanowienie użytkowania górniczego.

W ogłoszeniu / Komunikacie zawarto pouczenie w pkt 11, że **zwycięzca przetargu podpisuje umowę użytkowania górniczego ze Skarbem Państwa**, w imieniu którego występuje Minister Środowiska, **a dopiero następnie występuje z wnioskiem do Ministra Środowiska o udzielenie koncesji** na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.

Wyniki jedyne przetargu z 2007 r.– patrz dalej pkt III.2.

5. Istotne zmiany w nowym prawie geologicznym i górniczym

5.1. Własność górnicza i użytkowanie górnicze

Zmiany co do własności, teraz „górniczej”, oraz użytkowania górniczego są bardzo istotne z różnych przyczyn.

Nie jest uzasadnione, w świetle proponowanych rozwiązań, ani też przez odwołanie się do Rozporządzenia Prezydenta RP z 1930 r. wprowadzenie w miejsce „własności” „własności górniczej”. Także pozostawienie użytkowania górniczego zamiast wprowadzenia dzierżawy górniczej, jeżeli już odsyła się do stosowania przepisu o dzierżawie z k.c., spowoduje kłopoty interpretacyjne.

Z literalnego brzmienia nowego art. 10 ust. 1 projektu nowego pggig wynika, że złoża kopalin

¹⁰ 2007/C 52/11

wymienionych enumeratywnie w tym przepisie są objęte niezbywalną własnością górnictwem. Rodzi to w świetle nowych rozwiązań pewne wątpliwości. Konieczne jest tu ujęcie temporalne i przedmiotowe, gdyż przecież zgodnie z nowymi art. 6 ust. 1 pkt. 17 w związku z art. 88 ust. 1 o „złożu kopaliny” możemy mówić dopiero na określonym etapie rozpoznawania, a do czasu takiego rozpoznania nie możemy mówić o złożu w ustalonym obszarze (konturach), co w ogóle jest warunkiem *sine qua non* powstania prawa własności, a tym bardziej „własności górniczej”, które może dotyczyć tylko ściśle określonego co do tożsamości dobra materialnego (rzeczy). Tak więc własność górnicza Skarbu Państwa złoża oznaczonej kopaliny powstaje z chwilą gdy przedsiębiorca udokumentuje zgodnie ze zmianą już według swoich kryteriów złoże kopaliny i w granicach konturu tego złoża z tej dokumentacji.

Zgodnie z dyspozycją art. 12 ust. 1 nowej ustawy gig „W granicach określonych przez ustawy Skarb Państwa, z wyłączeniem innych osób, może korzystać z przedmiotu własności górniczej albo rozporządzać swoim prawem wyłącznie przez ustanowienie użytkownika górniczego”.

Problem w tym, że tym samym jeżeli nie można wyodrębnić w rozumieniu prawnorzeczowym przedmiotu tejże „własności górniczej”, a więc złoża kopaliny lub części górotworu wyodrębnionej dla potrzeb jej (kopaliny) rozpoznania lub obciążenia, to nie ma „własności górniczej”, a co za tym idzie nie będzie i użytkownika.

Jednocześnie instytucja użytkownika górniczego przestaje być *de iure* użytkowaniem, a to z uwagi na istotną zmianę zawartą w treści art. 17, zgodnie z którym w sprawach nieuregulowanych w ustawie do użytkownika górniczego stosuje się odpowiednio przepisy Kodeksu cywilnego dotyczące dzierżawy. Podobno, jak to projektodawca wskazuje w uzasadnieniu, odesłanie do odpowiedniego stosowania przepisów dotyczących dzierżawy nieruchomości do użytkownika górniczego ma ułatwić Skarbowi Państwa kontrolę nad obrotem użytkowaniem górniczym; dzierżawa jest bowiem jakoby prawem niezbywalnym, zaś poddzierżawa zależy od zgody wydzierżawiającego. Projektowany model użytkownika górniczego rzeczywiście nie koliduje z rozwiązaniami zakładającymi sukcesję generalną w zakresie praw podmiotowych (np. w przypadku zbycia przedsiębiorstw, fuzji spółek kapitałowych itd.). Jednak nie ma to znaczenia w tym przypadku dla wyboru dzierżawy lub użytkownika.

Poprzez odesłanie do umowy dzierżawy następuje jednak zasadnicza zmiana znaczenia (prawnego) i charakteru użytkownika górniczego dokonana w drodze wprowadzenia stosowania do niego przepisów dotyczących do umowy dzierżawy. Wychodzimy w ten sposób z obszaru prawa rzeczowego do rozwiązań prawa zobowiązań zmieniających prawa i obowiązki, różne przy wykonywaniu tych praw.

Użytkowanie przysługiwało tylko podmiotowi, na rzecz którego zostało ustanowione, i wraz z jego likwidacją ulegało wygaśnięciu. Natomiast dzierżawa, jako umowa jest jednak wiążąca pomiędzy następcami prawnymi stron i może podlegać tzw. cesji.

Istotną zmianę stanowi również rezygnacja z dotychczas obowiązującego rozwiązania, w myśl którego użytkownik górniczy wygasa w przypadku wygaśnięcia albo cofnięcia koncesji (w uzasadnieniu podnoszono, że dotychczasowe rozwiązanie stanowiło zbyt daleko idącą ingerencję w stosunki cywilnoprawne).

Nowy art. 15 w ust. 1 stanowi, że ten, kto rozpoznał złoże kopaliny, stanowiące przedmiot własności górniczej i udokumentował je w stopniu umożliwiającym sporządzenie projektu zagospodarowania złoża oraz uzyskał decyzję zatwierdzającą dokumentację geologiczną tego złoża, może żądać ustanowienia na jego rzecz użytkownika górniczego z pierwszeństwem przez innymi. Nie jest tu jednak sprecyzowane kryterium dokładności udokumentowania mając na uwadze wprowadzoną samodzielność przedsiębiorcy przy ustaleniu kryteriów bilansowości złoża. Ryzyko wynikające ze stopnia zbadania złoża ponosi przedsiębiorca.

5.2. Koncesje na węglowodory

Projekt Ustawy Prawo geologiczne i górnictwo¹¹ implementuje Dyrektywę 94/22/WE poprzez wprowadzenie nowej regulacji w formie rozdziału 2 - Koncesje na poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż – art. 43-48. Nie jest to jednak pełna i przejrzysta regulacja. Pojawia się wiele uwag i wątpliwości, które niżej będą zasygnalizowane.

Zgodnie z Dyrektywą Ustawodawca wprowadził szczególną procedurę z zastosowaniem terminu „koncesja” zamiast „zezwoleń”, co nie budzi wątpliwości. Udzielenie koncesji ma być poprzedzane przetargiem na użytkownika górnicze, chyba, że ustawa stanowi inaczej (art. 43). Projekt Ustawy przewiduje m.in. w art. 44 ust. 5, że do zmiany koncesji nie będzie się stosować norm dotyczących postępowania przetargowego określonych w art. 44 Ustawodawca nie wskazał jednak jakie normy

¹¹ druk sejmowy nr 1696

powinny być w takim przypadku stosowane czy w sytuacjach przedłużania terminu warunki np. Umowy użytkowania górniczego, w tym wynagrodzenie pozostaną bez zmian. Co do zasady do zmiany koncesji będą miały zastosowanie przepisy Rozdziału 1 stosownie do art. 34 ust. 1 w związku z art. 21 ust. 3 Projektu Ustawy, ale przepis ten odsyła jedynie ogólnie do przepisów o udzielaniu koncesji. O zamiarze udzielenia koncesji organ koncesyjny zawiadamiać ma w drodze obwieszczenia w BIP i Dz.U.U.E ale tylko gdy ma rozstrzygnąć o przyznaniu koncesji w drodze przetargu.

Zgodnie z projektowanym art. 44 ust. 1 warunki przetargu powinny mieć charakter niedyskryminujący i dawać pierwszeństwo najlepszym systemom poszukiwania lub rozpoznawania złóż węglowodorów albo wydobywania węglowodorów ze złóż oraz opierać się na następujących kryteriach:

- 1) technicznych i finansowych możliwościach oferenta;
- 2) proponowanej technologii prowadzenia prac;
- 3) proponowanej wysokości wynagrodzenia z tytułu ustanowienia użytkowania górniczego.

Stosownie do art. 45 ust. 2, to szczegółowe warunki użytkowania górniczego, w szczególności określenie przestrzeni, w której będzie wykonywana działalność, czasu jej trwania oraz wysokości i sposobu zapłaty wynagrodzenia z tytułu jego ustanowienia określa umowa zawierana przez przedsiębiorcę, który uzyskał koncesję z organem koncesyjnym. Jednakże zastrzega się, że szczegółowe warunki użytkowania górniczego oraz wysokość wynagrodzenia z tytułu jego ustanowienia określone w umowie nie mogą odbiegać od określonych w obwieszczeniu, o którym mowa w art. 43 ust. 2.

Zgodnie z art. 45 ust. 4 Rada Ministrów w drodze rozporządzenia ustala szczegółowe warunki postępowania przetargowego (w Dyrektywie zwanego „procedurą”). Projekt rozporządzenia omówiono niżej.

W Projekcie Ustawy brak jest odpowiedniej do art. 3 ust. 4 Dyrektywy regulacji dającej ułatwienia bezprzetargowego ubiegania się o koncesje posiadaczom obszarów przyległych do obszarów objętych postępowaniem przetargowym.

Art. 46 Projektu Ustawy enumeratywnie wskazuje przypadki, w których udzielenie koncesji nie wymaga poprzedzenia postępowaniem przetargowym.

Zgodnie zatem z projektowanym art. 46 ust. 1 udzielenie koncesji na działalność określoną niniejszym rozdziałem nie wymaga poprzedzenia przetargiem, jeżeli:

- 1) obszar, którego będzie dotyczyć koncesja, jest stale dostępny i znajduje się w wykazie obszarów, na których udzielenie koncesji nie wymaga poprzedzenia przetargiem, albo
- 2) obszar, którego będzie dotyczyć koncesja, był przedmiotem przetargu, zgodnie z art. 43, w wyniku którego koncesja nie została udzielona, albo
- 3) dotyczy obszaru objętego koncesją, z której podmiot zrezygnował, a który nie jest obszarem wymienionym w pkt 1).

Jednocześnie zgodnie z nowym art. 48 przeniesienie koncesji, o których mowa w rozdziale dot. węglowodorów, powoduje również przeniesienie użytkowania górniczego. Do zmian koncesji uzyskanej na podstawie przepisów tego rozdziału nie stosuje się postępowania przetargowego, chyba że zmiany koncesji zmierzają do powiększenia objętego nią obszaru.

Projekt Ustawy zakłada (art. 46 ust. 3), że nie wymaga poprzedzenia przetargiem sytuacja gdy podmioty starają się o koncesję obowiązująca na obszarze, z której to koncesji inny podmiot zrezygnował. Sytuacja ta powinna dotyczyć przypadku, gdy po prawidłowo przeprowadzonym postępowaniu przetargowym zostaje udzielona koncesja określonemu podmiotowi – a ten rezygnuje z niej. W takim przypadku autorzy Dyrektywy zdecydowali się na nieprzeprowadzanie ponownej procedury (według tych samych kryteriów), tylko na przyznanie koncesji podmiotowi, który uzyskał drugi (po podmiocie, który zrezygnował z koncesji) wynik podczas oceny wniosków. W wersji projektowanej (wykładnia literalna przepisu) – po rezygnacji podmiotu, który wygrał postępowanie koncesyjne, koncesję (niejako „po nim”) będzie mógł uzyskać dowolny podmiot, nie biorący nawet udziału w poprzednim postępowaniu przetargowym. W Rozporządzeniu Rady Ministrów częściowo reguluje się tę sprawę, ale tylko gdy na etapie postępowania przetargowego zwycięzca przed otrzymaniem koncesji rezygnuje z niej. Omówiono to niżej.

W Projekcie Ustawy w Rozdziale 2 Działu III brak jest regulacji dotyczących w/w zagadnień. Zastosowanie wykładni systemowej i przepisów Rozdziału 1 nie dają tu jednoznacznej odpowiedzi.

Projekt Ustawy nie reguluje podstaw i sposobu ustalania obszarów koncesyjnych. Pozostawiono to w znacznej mierze uznaniu administracyjnemu.

Organ koncesyjny wskazuje kryteria przetargu w obwieszczeniu ogłaszającym na swojej stronie Biuletynu Informacji Publicznej oraz w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej. Brak jest natomiast w Projekcie implementacji zapisu Dyrektywy mówiącego o zachowaniu przynajmniej 90-dniowego terminu publikacji (przed końcowym terminem składania ofert). Przepis wprowadzający ten termin wprowadzono do Rozporządzenia Rady Ministrów. Omówiono to niżej.

W Projekcie Ustawy nie przewidziano możliwości przedłużenia czasu koncesji gdy przewidziany czas trwania koncesji jest niewystarczający do ukończenia działalności. Projekt wprowadza jedynie obowiązek oznaczenia terminu rozpoczęcia zamierzonej działalności i czasu na jaki ma być udzielona koncesja. Z braku możliwości przedłużenia czasu trwania koncesji wynika więc, że dla każdorazowego przedłużenia terminu konieczna będzie zmiana koncesji (zgodnie z art. 48). Projekt Ustawy w Rozdziale 2 Działu III nie określa ram czasowych (czas minimalny, czas maksymalny) udzielenia koncesji. Z wykładni systemowej i art. 21 ust. 3 Projektu można wnosić, że zastosowanie będą miały przepisy 1 Rozdziału, a więc art. 34 ust. 1 w zw. z art. 21 ust. 2 oraz art. 47 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej (termin udzielenia koncesji od 5 do 50 lat).

W Projekcie Ustawy w Rozdziale 2 Działu III nie ma warunków wyznaczenia terminu i jego przedłużania lub wygaszania/ cofania koncesji wcześniej z tego powodu (por. art. 37 ust. 2 dot. cofania koncesji) .

Na co warto zwrócić uwagę – nie implementowano art. 5 ust. 1 pkt. d dotyczącego rozstrzygnięcia pomiędzy dwoma wnioskami, które uzyskały taką samą ocenę. Nie implementowano również uregulowań zezwalających na uwzględnienie przy ocenie wniosku przebiegu wykonywania poprzednio udzielonej koncesji. Częściowo przepisy w tym zakresie zawarto w Rozporządzeniu Rady Ministrów co omówiono niżej.

Projekt Ustawy nie reguluje też możliwości dodatkowego narzucania warunków i wymagań w związku z podjęciem działalności objętej Dyrektywą na określonych obszarach ze względu na dobro publiczne.

Trzeba także wskazać na brak implementacji w Rozdziale 2 Działu III, a także w art. 29 i 37 nowej ustawy ust. 2 art. 2 Dyrektywy, który stanowi, że w każdym przypadku, gdy obszar jest udostępniany do prowadzenia działalności geologiczno-górnictwa Państwa Członkowskie zapewnią, że nie ma dyskryminacji podmiotów odnośnie do wykonywania i dostępu do tej działalności.

Jednakże Państwa Członkowskie mogą odmówić ze względu na bezpieczeństwo krajowe zezwolenia na wykonywanie i dostęp do tej działalności każdemu podmiotowi, który jest skutecznie kontrolowany przez państwa trzecie lub obywatele państw trzecich.

Przepisy dotyczące opłat wynikających z wkładów, o których mowa w ust. 1 art. 6 Dyrektywy, łącznie z wymogiem uczestnictwa państwa, mogą być ustalane zgodnie z Dyrektywą przez Państwa Członkowskie tylko w taki sposób, aby zapewniały zachowanie niezależności zarządzania podmiotami.

Projekt Ustawy nie reguluje tej materii, tak jak i obecności „właścicielskiej” Państwa, jest to w Polsce obszar polityki i praktyki, a nie normatywny.

Projekt Ustawy w Rozdziale 2 Działu III nie reguluje nadzoru nad podmiotami publicznymi posiadającymi koncesje w zakresie powyższych regulacji. Również w art. 45 ust. 5 gdzie Ustawodawca precyzuje zakres przedmiotowy rozporządzenia Rady Ministrów brak jest uregulowania kwestii nadzoru nad podmiotami prowadzącymi działalność koncesjonowaną.

Sprawą nadzoru nad realizacją Koncesji co do zasady regulują art.art. 37 w zw. z art. 21 ust. 3 projektu.

Brak jest też właściwej regulacji implementującej do nowej ustawy lub upoważnienia dla Rady Ministrów do regulacji rozporządzenia wykonania obowiązku z art. 9 Dyrektywy, który stanowi, że każde Państwo Członkowskie będzie publikować i przedstawiać Komisji roczne sprawozdanie zawierające informacje o obszarach geograficznych, które zostały udostępnione dla poszukiwań, badań i produkcji węglowodorów, udzielonych zezwoleniach, podmiotach posiadających zezwolenia, a w przypadku holdingów ich składzie oraz o szacunkowych rezerwach znajdujących się na tym obszarze.

Projekt Rozporządzenia Rady Ministrów stanowi wykonanie delegacji ustawowej zawartej w art. 45 ust. 4 Projektu i określa szczegółowe warunki organizowania i tryb przeprowadzania przetargów poprzedzających udzielenie koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węglowodorów. Ponadto w Rozporządzeniu reguluje się:

- zasady powoływania i pracy komisji przetargowej;
- terminy składania i otwarcia ofert oraz zakończenia przetargu;

- wymagania, jakim powinna odpowiadać oferta;

Przetarg ma być prowadzony według Rozporządzenia w trybie przetargu nieograniczonego i składać się będzie z części jawnej i niejawnej. Przetarg przeprowadzać ma komisja przetargowa w składzie co najmniej 3 osób.

W Rozporządzeniu zamiast w Projekcie Ustawy zawarto implementację niektórych artykułów Dyrektywy.

W §15 ust. 3 Rozporządzenia postanowiono, że: „Jeżeli oferent, którego oferta została wybrana, uchyla się od przyjęcia koncesji, organizator przetargu udziela koncesji oferentowi, który zajął w przetargu kolejne miejsce” - w związku z art. 46 Projektu Ustawy – uszczegółowienie sytuacji, gdy nie wymaga się poprzedzenia przetargiem uzyskania koncesji. Pod tym tytułem prawdopodobnie projektodawca lokuje również sytuacje, gdy wygrywający przetarg już po otrzymaniu koncesji rezygnuje z niej.

Paragraf 2 ust. 3 Rozporządzenia stanowi iż: „W przypadku, gdyby dwie lub więcej ofert otrzymało jednakową ocenę na podstawie kryteriów, o których mowa w ust. 2, organizator przetargu wzywa podmioty zainteresowane uzyskaniem koncesji, zwane dalej „oferentami”, którzy złożyli te oferty, do złożenia w terminie określonym przez organizatora przetargu ofert dodatkowych. Postanowienie to pozostaje w związku z art. 5 ust. 1 pkt. d Dyrektywy. Dyrektywa w tych artykułach stanowi o „innych istotnych, obiektywnych i niedyskryminujących kryteriach” – czego nie precyzuje Ustawa ani komentowane Rozporządzenie.

W Rozporządzeniu § 8 ust. 1 rozstrzyga za art. 3 ust. 2 Dyrektywy, że „Termin składania ofert nie może być krótszy niż 90 dni od dnia zamieszczenia ostatniego obwieszczenia o przetargu” – czego Projekt Ustawy nie precyzuje. Legitymowanie do tej czynności Rady Ministrów jest wątpliwe z uwagi na zakres upoważnienia z art. 45 ust. 4.

Niezależnie od powyższego trzeba zwrócić uwagę na dwa inne postanowienia Rozporządzenia:

W § 4 ust. 5 postanowiono, że „W szczególnie uzasadnionych przypadkach organizator przetargu może w każdym czasie, przed upływem terminu składania ofert, zmienić treść szczegółowych warunków przetargu. Dokonaną w ten sposób zmianę przekazuje się niezwłocznie wszystkim oferentom i jest ona dla nich wiążąca”.

Takie rozwiązanie musi spełniać warunek art. 5 pkt. 1) i 4) Dyrektywy.

Przepis taki daje sporą swobodę dla zmian warunków w ostatniej chwili i pewnych manipulacji dyskryminujących.

W § 7 ust. 1 pkt. 4 Rozporządzenie zawiera m.in. wskazanie (jako element oferty na uzyskanie koncesji) proponowanej wysokości wynagrodzenia za ustanowienia użytkownika górniczego.

Co do zasady wynagrodzenia z tytułu użytkownika górniczego, a więc za korzystanie z i dla uzyskania pożytków, tak prawnych jak i naturalnych obok oczywiście finansowych (zysku). Jest to wynagrodzenie klasycznym rojalty występującym przy wydobyciu węglowodorów na świecie. Z uwagi na istotę wynagrodzenia, a więc za pożytki z użytkownika regułą jest, że są to wynagrodzenia stosunkowe, proporcjonalne do tychże pożytków z wydobycia i istotnych elementów jego ustalana jest podstawa i sposób naliczania (podobnie jak z tytułu opłaty eksploatacyjnej). Tak więc nie jest to jednorazowe wynagrodzenie za ustanowienie użytkownika, tylko wynagrodzenie z tytułu użytkownika ustalone i płacone okresowo. Dlatego też co najmniej w rozporządzeniu na podstawie ustawy należało wprowadzić określenie sposobów i podstaw naliczania tego wynagrodzenia i obowiązek wskazywania przy przetargu w jakich granicach ma możliwość wyboru oferent. W proponowanym stanie prawnym bez „nieoficjalnych” instrukcji i podpowiedzi nie będzie wiadomo co zaproponować i jak to będzie oceniane wobec trudności w ustalaniu wartości świadczenia.

5.3. Informacja geologiczna i dokumentacja geologiczna

W zakresie informacji geologicznej to art. 97 postanawia, że temu, kto, ponosząc koszt prac prowadzonych w wyniku decyzji wydanych na podstawie ustawy, uzyskał informację geologiczną, przysługuje prawo do nieodpłatnego korzystania z niej.

W okresie 5 lat od dnia utraty mocy decyzji, na podstawie której wykonano prace będące źródłem informacji, przedsiębiorcy ma przysługiwać wyłączne prawo do korzystania z informacji geologicznej w celu ubiegania się o wykonywanie działalności m.in. wydobywania kopalin.

Jeżeli przed upływem pięcioletniego terminu ten, komu przysługuje wyłączne prawo do korzystania z informacji geologicznej, uzyskał decyzję stanowiącą podstawę wykonywania działalności eksploatacyjnej, zachowuje wyłączne prawo do korzystania z informacji geologicznej przez czas określony w koncesji oraz dodatkowo przez 2 lata od dnia utraty jej mocy.

Ten, komu przysługują prawa określone w powyższym przepisie, będzie mógł rozporządzać nimi w granicach określonych tym artykułem.

W zakresie nieuregulowanym art. 97 nowego prawa gíg do prawa rozporządzania informacją geologiczną ma się stosować odpowiednio przepisy Kodeksu cywilnego dotyczące dzierżawy.

Rozwiązania dotyczące rozpoznawania i dokumentowania złóż, rezygnacji ze stanowienia kryteriów bilansowości złoża, nowego ujęcia projektu zagospodarowania złoża, powinny być omawiane łącznie dla oceny ich znaczenia i spójności.

Co do zasady trzeba wskazać, że wprowadzono zatwierdzenie dokumentacji geologicznej decyzją, tak jak i projektów robót geologicznych.

Z wprowadzeniem zatwierdzenia dokumentacji geologicznej decyzją wiąże się również wprowadzane nowe rozwiązanie odnośnie odmowy jej zatwierdzenia. Jeżeli dokumentacja geologiczna, o której mowa w art. 87 ust. 2 pkt. 1-3, nie odpowiada wymaganiom prawa albo powstała w wyniku działań niezgodnych z prawem, właściwy organ administracji geologicznej odmawia jej zatwierdzenia (art. 92 ust. 3). Jednak niejasny pozostaje zakres „nie odpowiadania wymogom prawa”. Wytyczne i zasady obecnej Komisji Zasobów Kopaliny, także te z 1990 r. i kolejne zmienione nie są niestety prawem.

Zmienia się znaczenie projektu zagospodarowania złoża. Nadal zresztą ma być on załącznikiem do wniosku koncesyjnego, tyle że nie wymaga opinii organu nadzoru górniczego. Po uzyskaniu koncesji przedsiębiorca ma prawo dokonać zmiany PZZ. Musi ją przedstawić organowi koncesyjnemu, ten ostatni zaś ma 30 dni na ewentualny sprzeciw, gdyby zamierzona zmiana naruszyła „zasady racjonalnej gospodarki” złożem lub wymagania ochrony środowiska (art. 105 nowego pğig). Tymczasem organ koncesyjny nie ma podstaw do dokonania oceny „racjonalnej gospodarki złożem” w przepisach ustawy.

Jak stanowi nowy art. 88 ust. 4 pğig rozpoznanie złoża, które ma być podstawą uzyskania koncesji musi nastąpić w stopniu umożliwiającym sporządzenie projektu zagospodarowania złoża. Tymczasem wymogi co do PZZ znajdują się w rozporządzeniu i biorąc pod uwagę projekt tego rozporządzenia odsyła on praktycznie do rozporządzenia w zakresie sporządzania dokumentacji złóż kopaliny.

Wzmocniono teoretycznie pozycję inwestora, który poniósł nakłady na rozpoznanie geologiczne oraz zamierza wykorzystać pozyskane w ten sposób wyniki (art. 97 i 98 nowej ustawy). Taki inwestor ma formalnie wyłączność w zakresie wykorzystywania informacji geologicznej przez 5 lat od utraty mocy decyzji, na podstawie której wykonywano prace będące podstawą uzyskania informacji, jeżeli zaś przed tym terminem doszło do uzyskania koncesji – zachowuje to prawo przez cały czas obowiązywania tej ostatniej, a nadto dodatkowo przez 2 lata od zakończenia działalności na podstawie takiej koncesji. Jednak jeżeli inny przedsiębiorca inaczej zinterpretuje informacje i wyznaczy złoża według innych kryteriów, wcześniejsza informacja okaże się bezużyteczna.

Określanie granic złoża przez przedsiębiorcę według jego kryteriów jest oczywiście wygodne jak i niezbędne m.in. także dla oceny prawidłowości jego zagospodarowania. Dotychczas w praktyce wyznaczały je pośrednio kryteria bilansowości. Nowe rozwiązanie będzie powodować, że geolog – dokumentator musi indywidualnie określać je na podstawie posiadanej wiedzy o złożach. Kryteria bilansowości nie są ściśle biorąc kryteriami oceny opłacalności eksploatacji, jedynie oceny możliwości eksploatacji jako podstawa dla wyznaczenia granic złoża. Graniczne wartości parametrów złoża przy których jego eksploatacja jest uzasadniona i technicznie możliwa są kryteriami złoża przemysłowego, które powinny być określane na podstawie danych technicznych szczegółowej analizy ekonomicznej planowanej eksploatacji. Przyjęcie, że kryteria bilansowości są kryteriami uzasadniającymi eksploatację może spowodować nieracjonalne zagospodarowanie złóż. Tak słusznie zauważono w uwagach szczegółowych załączonych do uchwały Prezydium Komitetu ZGSM PAN odnoszącej się do projektu ustawy Prawo geologiczne i górnicze przyjętych na posiedzeniu w dniu 6 marca 2008 r.

Ratio legis normy zawartej w art. 88 dotyczącej dokumentacji geologicznej określono z uwzględnieniem elementu bilansowości („dokumentację geologiczną sporządza się w celu określenia jego granic, zasobów geologicznych, warunków występowania oraz określenia możliwości wydobycia kopaliny ze złoża”), lecz nie zapewniono w pełni narzędzi dla weryfikacji spełnienia tego celu.

W projekcie rozporządzenia dotyczącym dokumentacji geologicznych w § 3 ust. 4 pkt. 3 dodano pod lit. i zapis dotyczący konieczności szczegółowego przedstawienia zastosowanych w dokumentacji kryteriów bilansowości wraz z uzasadnieniem. W karcie informacyjnej przykładowo złoża węglowodorów i metanu występującego, jako kopalina towarzysząca w złożach węgla kamiennego, stanowiącej załącznik nr 8 do rozporządzenia, punkt dotyczący parametrów jakościowych podtypów kopaliny głównej rozszerzono jedynie o typy kopaliny głównej. Zresztą dzisiejsze upoważnienie Ministra do wydania rozporządzenia, tak jak i poprzednie, nie uprawnia ani do określenia wskaźnika dokładności dla rozpoznania w poszczególnych kategoriach ani samoistnie kategorii rozpoznania złóż. W rzeczywistości dyspozycje zawarte w ust. 2 art. 88 pkt. 1) i 2) co do danych w nich wymienionych

stanowią, że dane z pkt.1 oraz kryteria z pkt. 6 są rozwijane w rozporządzeniu wydawanym zgodnie z art. 95 ust. 1 pkt. 1).

Dla potrzeb standaryzacji metod, zapewnienia porównywalności ocen i ustaleń parametrów złoża w świetle nowych rozwiązań konieczne byłoby jeżeli nie w ustawie, to przynajmniej rozporządzeniem Rady Ministrów, ustalenie wyjściowych kryteriów geologicznych złoża i definicji parametrów. Jeżeli przedsiębiorca ma sam ustalać kryteria bilansowości złoża, a w efekcie zasoby przemysłowe, istnienie złoża kopaliny to nie powinno jednak pozostawiać się uznaniu wszystkich kryteriów określenia granic złoża i ich weryfikacji czy prezentacji zasobów nieprzemysłowych. Związane to jest z ustaleniem parametru składnika użytecznego, brzeżnej, minimalnej i ewentualnie minimalnej średniej. Podobnie istotne byłoby sprecyzowanie alternatywnie definicją w normie lub w „słowniczku” przesłanek dla ustalania granic konturu złoża.

W kontekście nowych regulacji art. 12 ust. 1 i 15 ust. 1 w zw. z art. 88 ust. 1, 2 i 4, 26 ust. 1 pkt. 1) i 3) ust. 2 pkt. 1 i ust. 3 i 32 ust. 2,3 i 4 pkt 1) dokumentacja geologiczna złoża kopaliny i na jej podstawie sporządzony projekt zagospodarowania złoża kopaliny, muszą opierać się na porównywalnych i weryfikowalnych kryteriach i zastosowanych jednolicie terminach, gdyż zakres i przedmiot użytkowania górniczego i koncesji muszą być jednoznaczne, a ich warunki ustalone obiektywnie, niedyskryminacyjnie z zachowaniem zasady równego traktowania.

Dlatego skutkiem odstąpienia od normatywnego określenia kryteriów bilansowości złoża, nowego znaczenia definicji „złoża kopaliny”, nowego zdefiniowania użytkowania górniczego oraz wzrostu znaczenia dokumentacji geologicznej złoża kopaliny, a także braku ustanowionej instytucji z umocowaniem np. Komisji Zasobów Kopaliny, powinno być wprowadzenie ustawowych definicji i niektórych parametrów w przepisach ustawy lub rozszerzenie zakresu upoważnienia dla Ministra w zakresie regulacji o których mowa w art. 26 ust. 5 i 95 nowego prawa.

Na zakończenie wywodów co do czytelności prawa można, i tu trzeba wręcz wskazać, na ogólnikowość i niejasność przepisów kluczowych w przepisach przejściowych tj. art. 200 i 201. Pomijając, że nowe użytkowanie górnicze to już nie użytkowanie. Przepis, który stanowi, że pozostają w mocy umowy o ustanowieniu użytkowania górniczego zawarte na podstawie dotychczasowych przepisów (art. 200 ust. 1), już w ust. 2 stanowi, że do tego użytkowania stosuje się jednak przepisy nowej ustawy, w istocie zaprzecza to tezie pierwszej z ust. 1. Natomiast czytelność przepisu i jego znaczenie prawne w zw. z art. 201 wymaga wyjątkowo złożonej wykładni, gdy w przepisie odsyła się do poprzednich przepisów z różnego okresu dla ukrytego zróżnicowania statusu własnościowego informacji geologicznej przedsiębiorców. Dla ilustracji trzeba tu przytoczyć przepis *in extenso*:

„Art. 201. 1. Do prawa do informacji geologicznej uzyskanego przed dniem 1 stycznia 2002 r. stosuje się art. 47 ustawy z dnia 4 lutego 1994 r. – Prawo geologiczne i górnicze.

2. Do prawa do informacji geologicznej uzyskanego od dnia 1 stycznia 2002 r. do dnia wejścia w życie ustawy stosuje się dotychczasowe przepisy”.

W kontekście tej propozycji warto zwrócić uwagę jak to zrobiono w 1930 r. w w/w Rozporządzeniu. Artykuł 283 po zmianie z dnia 24.11.1938 r.¹² stanowił, że odkrycie minerału w wyniku poszukiwań górniczych, prowadzonych zgodnie z postanowieniami artykułów 280 do 282, jak również w wyniku poszukiwań, przeprowadzonych przed wejściem w życie niniejszego prawa, daje podstawę do uzyskania własności górniczej na zasadzie postanowień §§ 34 do 37, 40 i 42 do 75 austriackiej Powszechnej Ustawy Górniczej z dnia 23 maja 1854 r. ze wszystkimi późniejszymi ich zmianami i uzupełnieniami, przy uwzględnieniu wszelako zastrzeżeń, przepisanych w ustępach 2 i 3 artykułu niniejszego i w artykułach 284 do 291. Uprawnienie, przewidziane w ustępie 1, przysługuje posiadaczowi wyłączności górniczej o tyle tylko, o ile podanie o nadanie własności górniczej złożone zostanie przed dniem 1 stycznia 1947 roku. Jeżeli jednak odkrycie minerału będzie dokonane i podane do wiadomości władzy górniczej przed dniem 1 stycznia 1947 roku, lecz nie zostanie przez władzę tę stwierdzone przed upływem 1946 roku, natenczas wskazany powyżej termin mocy uprawnienia przedłuża się do ostatniego dnia tygodnia, następującego po dniu stwierdzenia odkrycia przez władzę górniczą. Właściciel miar kopalnianych, miar dziennych lub przymiarów ma do dnia 31 grudnia 1946 roku wyłączne prawo wydobywania nie tylko tego minerału, którego odkrycie stanowiło podstawę nadania własności górniczej, lecz także wszelkich innych minerałów "zastrzeżonych" w rozumieniu § 3 austriackiej Powszechnej Ustawy Górniczej, znajdujących się w tych miarach, czy przymiarach, z wyjątkiem soli kuchennej, soli potasowych, magnezowych i borowych oraz solanek, zawierających sole sodowe lub potasowe. Postanowienie to stosuje się do miar i przymiarów, zarówno nadanych przed dniem 1 stycznia 1932 roku, jak i nadanych na podstawie ustępu 1 niniejszego artykułu. Począwszy od dnia 1 stycznia 1947 roku, uprawnienie powyższe będzie ograniczone do tych

¹² Dz.U.38.91.627 - art.1

tylko minerałów „zastrzeżonych”, które zostały odkryte przed dniem rzeczonym, jeżeli odkrycia były w przepisany sposób dokonane i przez władzę górniczą stwierdzone; w stosunku do pozostałych minerałów, podlegających na mocy niniejszego prawa woli górniczej, obszar, pokryty danymi miarami czy przymiarami, uznany zostanie za wolny i dostępny dla zgłoszeń na ogólnych zasadach Odkrycie, dokonane w miarze kopalnianej, jest skuteczne i co do przyłączonych do niej przymiarów, odkrycie zaś dokonane w przymiarze jest skuteczne i co do miary, do której przymiar ten jest przyłączony.

II. STAN INFORMACJI GEOLOGICZNO-GÓRNICZEJ, ROZPOZNANIA OBSZARÓW Z MOŻLIWOŚCIĄ WYSTĄPIENIA ZŁÓŻ ŁUPKÓW GAZONOŚNYCH

1. Bilanse zasobów złóż kopalin i wód

Jak stanowi art. 102a ust. 1 pgig do zadań państwowej służby geologicznej dbającej o zrównoważony rozwój kraju w zakresie geologii należy w szczególności:

- 1) obsługa centralnego archiwum geologicznego;
- 2) prowadzenie centralnego banku danych geologicznych i hydrogeologicznych;
- 3) przygotowywanie materiałów do bilansu zasobów kopalin i obsługa rejestru tych zasobów;
- 4) koordynowanie wykonywania prac kartografii geologicznej oraz wykonywanie prac pilotażowych;
- 5) obsługa rejestru obszarów górniczych;
- 6) koordynacja zadań w zakresie ochrony georóżnorodności.

Według ust. 2 1 art. 102a wykonywanie zadań państwowej służby geologicznej minister właściwy do spraw środowiska powierza Państwowemu Instytutowi Geologicznemu.

Trzeba tu wskazać, że powyższy przepis ogranicza się jedynie do wskazania zadań państwowej służby geologicznej. Z jego brzmienia wynika przy tym, że zawarta w nim lista ma charakter wyczerpujący. Katalog zadań ujętych w treści art. 102a pr.g.g. wskazuje zarazem, że chodzi o przedsięwzięcia, które w zasadzie nie mają charakteru władczego. Wniosek taki nie jest jednak niewątpliwy, albowiem stosowaną w komentowanym przepisie terminologię trudno uznać za jednoznaczną.

W świetle powyższej regulacji nie jest w szczególności jasne, czym jest "centralne archiwum geologiczne". W treści rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 19 grudnia 2001 r. w sprawie gromadzenia i udostępniania próbek i dokumentacji geologicznych¹³ użyto bowiem jedynie pojęcia "archiwa geologiczne", przez które należy rozumieć - jak się wydaje - specjalne pomieszczenia oraz ewidencję zgromadzonych dokumentów geologicznych w formie ksiąg obiegu i likwidacji dokumentów (tak § 9 ust. 1 i 2). Z kolei z § 9 ust. 3 rozporządzenia wynika, że dokumenty geologiczne, które utraciły przydatność użytkową, przekazuje się do właściwego archiwum państwowego.

Podobne wątpliwości budzą nigdzie nie zdefiniowane normatywnie zwroty "centralny bank danych geologicznych i hydrogeologicznych", "kartografia geologiczna" czy "prace pilotażowe", użyte w art. 102a pkt 2 i 4 pr.g.g. W odniesieniu zaś do drugiego z wymienionych zadań komentowany przepis upoważnia państwową służbę geologiczną do "koordynowania", co oznacza przyznanie jakiejś formy władztwa. Nie wiadomo jednak, w stosunku do kogo władztwo to ma być realizowane i jakie instrumenty prawne powinny tu znaleźć zastosowanie.

Zadanie określone w art. 102a pkt 3 pr.g.g. nawiązuje do regulacji zawartej w art. 49 pr.g.g., z której wynika, że na podstawie dokumentacji geologicznych i ewidencji zasobów Minister Środowiska sporządza corocznie krajowy bilans zasobów złóż kopalin.

Bilans zasobów kopalin i wód podziemnych w Polsce” jest edycją seryjną dostarczającą corocznie podstawowych informacji o zasobach złóż kopalin, ich stanie zagospodarowania, wielkości wydobycia oraz obrotach handlu zagranicznego surowcami mineralnymi. Informacje o udokumentowanych zasobach zbierane są od administracji geologicznej – Ministerstwa Środowiska, urzędów marszałkowskich oraz starostw powiatowych. Dane dotyczące ruchów zasobów oraz wielkości wydobycia dostarczane są przez użytkowników złóż.

Jak podaje Państwowy Instytut Geologiczny głównym regionem występowania konwencjonalnych złóż gazu ziemnego w naszym kraju jest Niż Polski. Złóża gazu ziemnego znane są również z przedgórze Karpat. Niewielkie zasoby gazu występują także w małych złóżach obszaru Karpat oraz w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku (mapa). Około trzy czwarte zasobów gazu znajduje się w utworach

¹³ (Dz. U. Nr 153, poz. 1780)

miocenu i czerwonego spągowca, a pozostałe w osadach kambru, dewonu, karbonu, cechsztynu, jury i kredy.

Na Niżu Polskim złoża gazu ziemnego występują w regionie przedsudeckim i wielkopolskim w utworach permu, a na Pomorzu Zachodnim w utworach karbonu i permu. Gaz występuje w złożach typu masywowego i blokowego o wodno- lub gazowo- naporowych warunkach eksploatacji. W tym obszarze jedynie cztery złoża zawierają gaz wysokometanowy, w pozostałych złożach dominuje gaz ziemny zaazotowany zawierający od 30 do ponad 80 % metanu. Jest to zatem często mieszanina metanowo-azotowa albo azotowo-metanowa. W 15 złożach dotychczas niezagospodarowanych, najczęściej rozpoznanych wstępnie, stwierdzono występowanie mieszaniny azotowo metanowej o zawartości poniżej 30 % metanu.

Na przedgórzu Karpat złoża gazu ziemnego występują w utworach jurajskich, kredowych i miocenijskich. Jest to najczęściej gaz wysokometanowy, niskoazotowy, a jedynie w czterech złożach występuje gaz zaazotowany. Złoża należą do strukturalno-litologicznych, wielowarstwowych, rzadziej masywowych, produkujących w warunkach gazowo- naporowych.

W Karpatach gaz ziemny występuje w utworach kredowych i trzeciorzędowych, zarówno w złożach samodzielnych, jak i towarzysząc złożom ropy naftowej lub kondensatu. Wydobycie gazu ze złóż karpaccich przebiega w warunkach gazowo- naporowych. Gaz jest wysokometanowy (przeważnie zawiera powyżej 85 % metanu), niskoazotowy (średnio jego zawartość wynosi kilka procent).

W złożach Niżu Polskiego występuje obecnie 66 % udokumentowanych zasobów gazu ziemnego. Na przedgórzu Karpat znajduje się 30 % tych zasobów. Zasoby strefy morskiej Bałtyku oraz Karpat odgrywały dotychczas rolę podrzędną (odpowiednio 3,5 oraz 0,7 % do tej pory rozpoznanych zasobów krajowych).

Według danych Państwowego Instytutu Geologicznego¹⁴ „Zestawienie ilości złóż, geologicznych zasobów bilansowych i wydobycia ważniejszych kopalin w Polsce w 2008 roku”, zasoby i wydobycie przeliczone z mln m³ na mln to dla gazu ziemnego:

- ilość złóż łącznie – 271
- zasoby bilansowe na 31.12.2008 r. - 140,56, w tym zagospodarowane - 108,60 (przyrost o +1,74).

W 2008 r. stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego wynosił 140 561 mln m³ i w porównaniu z rokiem poprzednim nastąpił przyrost zasobów o 1 739 mln m³. Przyrost zasobów powstał w wyniku udokumentowania nowych złóż (9 nowych złóż, jedno skreślone z bilansu) oraz lepszego rozpoznania złóż już udokumentowanych. Udokumentowano następujące nowe złoża: Ołobok (5,8 mln m³), Roszków (859,78 mln m³), Wilga (167,00 mln m³), Góra Ropczycka (84,26 mln m³), Grodzisko Dolne (142,33 mln m³), Jeżowe NW (24,74 mln m³), Łapanów (79,55 mln m³), Łapczyca (tylko pzb.) oraz Wola Rokietnicka (109,53 mln m³). Największy przyrost zasobów nastąpił w złożu Paproć (3 305,0 mln m³) i B4 (672,40 mln m³).

Zasoby zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wynoszą 109,35 mld m³, co stanowi 77,8 % ogólnej ilości zasobów wydobywalnych.

Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego zostały określone dla 2008 r. w wysokości 73,89 mld m³.

W bilansie ujęto zasoby gazu ze złóż wyłączonych z eksploatacji i przeznaczonych na magazyny gazu ziemnego. Pozostałe w nich zasoby gazu są traktowane jako poduszka gazowa (pojemność buforowa) i nie będą wydobyte w okresie istnienia magazynu. Na magazyny podziemne przeznaczono złoża Wierzchowice (4 098 mln m³), Strachocina (122), Husów (373), Brzeźnica (46), Swarzów (29) i Bonikowo. W rozważaniach studialnych brane są pod uwagę złoża Brzostowo, Żuchłów i Załęcze. Łączne zasoby gazu w poduszkach buforowych wynoszą 4 758 mln m³. Magazyny gazu buduje się także w złożach soli. Aktualnie czynny jest jeden magazyn gazu „Mogilno II”, a magazyn „Kosakowo” jest w trakcie budowy. Magazyn „Góra” służy do przechowywania paliw płynnych. Łącznie wydano 11 koncesji na magazynowanie gazu i paliw płynnych.

¹⁴ www.pig.gov.pl

W 2008 r. wydobycie gazu ziemnego ze złóż o zasobach udokumentowanych i szacunkowych wynosiło 5096,42 mln m³ i było o 87,05 mln m³ mniejsze niż w roku 2007.

Dane dotyczące obrotów handlowych surowcami mineralnymi w Polsce za rok 2008 nie obejmują gazu ziemnego. Z informacji podanych zarówno przez Główny Urząd Statystyczny jak i Centrum Analityczne Administracji Celnej wynika, iż dane te objęte zostały tajemnicą statystyczną i nie mogą być udostępniane. Tłumaczy się to Rozporządzeniem (WE) nr 638/2004 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31 marca 2004 r. w sprawie danych statystycznych Wspólnoty odnoszących się do handlu towarami między Państwami Członkowskimi oraz uchylającego Rozporządzenie Rady (EWG) 3330/91. Artykuł 11 w/w Rozporządzenia mówi o poufności danych statystycznych i pozwala na utajnienie przez organy państwowe danych, na wniosek podmiotu, który poprzez dane statystyczne może zostać pośrednio zidentyfikowany.

W odniesieniu do złóż niekonwencjonalnych gazu trzeba wskazać, że odróżniają się one od klasycznych przede wszystkim formą występowania gazu w strukturach geologicznych oraz technologiami jego wydobycia. Gaz w takich złożach 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. Poszukiwania gazu w złożach niekonwencjonalnych, a szczególnie shale gas są bardzo kapitałochłonne.

Odnosząc się do zasobów gazu ziemnego zgromadzonego w złożach niekonwencjonalnych, to na obecnym etapie trudno jest precyzyjnie określić, jakie są to ilości (patrz szczegółowo poniżej w pkt III.3).

2. Informacja geologiczna według ewidencji Skarbu Państwa¹⁵

W myśl obowiązujących przepisów Prawa geologicznego i górniczego informacja geologiczna jest przedmiotem archiwizacji, przetwarzania i udostępniania przez właściwe organy administracji geologicznej (Minister Środowiska, marszałkowie województw, starostowie). Ponadto w przepisach określono konieczność ochrony gromadzonych materiałów w zakresie, jakim wymaga tego interes państwa lub ich właściciela.. Przepisy ustawy *Prawo geologiczne i górnicze* określają zarówno obowiązki wykonawców prac geologicznych w zakresie przekazywania informacji geologicznej, jak również zasady gromadzenia i udostępniania informacji przez organy administracji geologicznej.

W przepisach przedstawiono katalog informacji podlegających obowiązkowi przekazywania i gromadzenia, sposób postępowania z nimi, zasady udostępniania oraz zakres ich ochrony.

Głównym, największym i najważniejszym miejscem przechowywania informacji geologicznych w Polsce, jest Centralne Archiwum Geologiczne (CAG). Prowadzenie CAG, w myśl przepisów ustawy to obowiązek państwowej służby geologicznej. Przedsięwzięcie to realizowane jest na zamówienie Ministra Środowiska i wymaga zapewnienia stałego finansowania. Centralne Archiwum Geologiczne w Warszawie wraz z filiami w sześciu oddziałach regionalnych gromadzi, konserwuje i udostępnia materiały Geologiczne, hydrogeologiczne i geofizyczne, mapy oraz rdzenie wiertnicze. Według stanu na 31.12.2008 r. w CAG przechowywanych jest ok 658 tys. dokumentów w tym ok. 217 tys. opracowań tekstowych, ok. 160 tys. teczek z kartami otworów wiertniczych oraz ok. 280 tys. opracowań kartograficznych. Ponadto w ramach CAG prowadzonych jest dziewięć archiwów rdzeni wiertniczych i próbek geologicznych, które przyjmują, katalogują, przechowują, konserwują i udostępniają rdzenie wiertnicze oraz próbki geologiczne. Na koniec 2007 roku w archiwach podległych CAG przechowywano ok. 560 tys. skrzynek zawierających materiał rdzeniowy z 3 tys. otworów wiertniczych

Zasoby CAG są podstawowym narzędziem wykorzystywanym przez organy administracji geologicznej, państwową służbę geologiczną oraz państwową służbę hydrogeologiczną. Ponadto materiały i dane znajdujące się w CAG są wykorzystywane przez przedsiębiorców prowadzących działalność w zakresie geologii i górnictwa, gospodarki wodnej czy planowania przestrzennego i zarządzania środowiskiem a także przez pracowników naukowych i studentów wyższych uczelni do prowadzenia badań naukowych.

W 2008 r. w CAG udostępniono ok. 22 tys. opracowań tekstowych i kartograficznych oraz ok. 17 tys. skrzynek z rdzeniami wiertniczymi.

¹⁵ Źródło: Ministerstwo Środowiska Kierunki badań w dziedzinie geologii surowcowej na lata 2009-2015 (W-wa 20.02.2009 r.) – dokument zaakceptowany przez Podsekretarza Stanu Głównego Geologa Kraju dr Henryka Jezierskiego.

Informacja geologiczna jest także gromadzona w postaci danych elektronicznych zapisywanych na nośnikach magnetycznych i cyfrowych. Zgromadzone zasoby podlegają przetworzeniu i są wykorzystywane za pośrednictwem komputerowych baz danych przedstawionych poniżej:

- *Centralna Baza Danych Geologicznych (CBDG)* - największa krajowa baza danych gromadząca informacje z zakresu geologii. Obecnie działająca platforma bazy jest wielotematycznym systemem informatycznym umożliwiającym użytkownikom dostęp do metadanych o informacjach zgromadzonych w CAG oraz metadanych i danych cyfrowych wprowadzonych do zasobów CBDG i systemów z nią skojarzonych.

- *INFOGEO SKARB* stanowiący wydzieloną część CBDG - rejestr informacji o przysługujących uprawnieniach do informacji geologicznej zawartej w dokumentacjach geologicznych złóż kopalin i obiektów hydrogeologicznych. Wszystkie dokumenty zarejestrowane w bazie powiązane są ze złożem lub grupą złóż zarejestrowanych w systemie MIDAS dzięki czemu w wyjątkowo prosty sposób można uzyskać informacje na temat historii dokumentowania złoża. Ponadto w systemie dostępne są dane o zakresie i kosztach wykonania prac geologicznych będących źródłem informacji geologicznej.

- *System Gospodarki i Ochrony Bogactw Mineralnych Polski MIDAS* gromadzący dane o złożach kopalin, m.in. stopniu rozpoznania i zagospodarowania o wielkości i zmianach zasobów, itd. stanowi podstawowe narzędzie wspomagające pracę administracji publicznej.

Źródłem danych dla systemu są informacje przekazywane przez organy administracji geologicznej właściwe do przyjmowania dokumentacji geologicznych. W przypadku złóż zagospodarowanych informacje o stanie i ruchu zasobów przekazywane są przez przedsiębiorców posiadających koncesję w ramach corocznego programu badań statystyki publicznej.

Prowadzona aktualnie modernizacja systemu będąca jednym z priorytetowych zadań Ministra Środowiska ma na celu usprawnienie działania i rozbudowę systemu oraz zapewnienie powszechnego dostępu do bazy za pośrednictwem portalu internetowego bez konieczności posiadania dodatkowego oprogramowania.

- *Rejestr obszarów górniczych (ROG)* stanowiący integralną częścią MIDAS, jego ustawowym celem jest gromadzenie, przechowywanie i aktualizacja informacji na temat utworzonych obszarów górniczych. Dane zawarte w rejestrze są powszechnie dostępne i udostępniane zarówno w wersji materialnej oraz w formie komputerowej bazy danych na stronie strony internetowej. Informacje w nim zawarte, wykorzystywane są zarówno przez administrację geologiczną, jednostki samorządu terytorialnego (planowanie przestrzenne) oraz przedsiębiorców.

Skuteczna realizacja działań w zakresie geologii surowcowej i gospodarczej nie jest obecnie możliwa bez wykorzystania bogatych zasobów informacyjnych zgromadzonych przez lata w licznych archiwach i bazach danych geologicznych. Posiadanie pełnej i wiarygodnej informacji geologicznej (będącej w większości własnością Skarbu Państwa) na nośnikach tradycyjnych i cyfrowych udostępnianej przy pomocy nowoczesnych baz danych jest niezbędne zarówno dla administracji publicznej, jak i dla przedsiębiorców posiadających koncesję, dla przyszłych koncesjodawców oraz innych potencjalnych użytkowników.

3. Informacja geologiczna o złożach łupków gazonośnych

Niekonwencjonalne zasoby gazu ziemnego to głównie:

- gaz ziemny o niskiej jakości znajdujący się w złożach trudno dostępnych, zaniechanych,
- metan pokładów węgla,
- gaz w warstwach o niskiej i bardzo niskiej przepuszczalności poniżej 0,1 mD,
- gaz znajdujący się w złożach na dużych głębokościach (3000 do 7000 m o temperaturze 150°C) oraz nasycający zmineralizowane wody złożowe,
- gaz w postaci hydratów.

Szczegółowych danych odnośnie dotychczasowych badań w tym zakresie nie ma w publikowanych materiałach. W załączeniu Mapa Ministerstwa Środowiska przedstawiająca występowanie struktur o potencjalnie możliwych złożach gazu niekonwencjonalnego.

Rozmieszczenie w świecie obecnych zasobów gazu ziemnego, wykazuje dużą zbieżność z występowaniem ropy naftowej, jest to zrozumiałe ze względu na wspólny proces ich generowania. Zasoby gazu ziemnego w skali świata szacowane są na około 161 mld toe, co stanowi około 19% zasobów pierwotnych surowców energetycznych .

Największe udokumentowane zasoby gazu ziemnego występują na Bliskim Wschodzie, ponad 40% oraz w Rosji – około 32% światowych zasobów gazu ziemnego. W Europie zasoby gazu ziemnego stanowią zaledwie 3,7% światowych zasobów gazu.

Gaz z łupków, gaz ziemny, uzyskiwany z łupków osadowych. Eksploatacja złóż tego typu staje się coraz poważniejszym źródłem gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych w ostatnim dziesięcioleciu. Spore zasoby tego gazu czekają na eksploatację w Kanadzie, Europie, Azji i Australii.

Jako że łupki zwykle mają przepuszczalność niewystarczającą do zapewnienia przepływu do odwiertu, dotychczas nie wykorzystywano ich jako źródła gazu. Spośród innych „niekonwencjonalnych” źródeł gazu ziemnego wymienić należy także metan ze złóż węgla, niektóre piaskowce, oraz hydraty metanu. Pozyskiwanie gazu ze skały o niskiej przepuszczalności wymaga jej perforacji. Gaz łupkowy produkowany był z łupków z naturalnymi szczelinami; W ciągu ostatnich lat rozpracowano technologię kruszenia hydraulicznego, w celu stworzenia sztucznych pęknięć w okolicy odwiertów. Dla szybów łupkowych często stosuje się otwory kierunkowe, o długości odgałęzień do ok. 3 km, w celu maksymalizacji powierzchni obsługiwanej przez odwiert.

Łupki zawierające ekonomiczne ilości gazu mają sporo wspólnych cech. Są one bogate w materiał organiczny (0.5% do 25%),[1] i są zwykle skałami macierzystymi ropy naftowej, w których wysoka temperatura oraz ciśnienie doprowadziły do konwersji ropy naftowej w gaz ziemny. Zwykle są one także wystarczająco kruche i twarde, aby po frakturacji pozostawać otwartymi. Na niektórych obszarach najbardziej produktywnymi okazują się łupki o wysokim promieniowaniu gamma, dlatego że promieniowanie to związane jest z wysoką zawartością węgla. Część powstającego gazu pozostaje w naturalnych szczelinach, niektóre w przestrzeniach porów a część jest adsorbowana w materiale organicznym. Gaz ze szczelin wydobywany jest natychmiast, gaz z substancji organicznych wydobywa się wraz ze spadkiem ciśnienia w odwiercie. W celu ułatwienia podziemnej frakturacji, uwalniającej gaz, do wody dodaje się środków chemicznych. Skażona woda jest zazwyczaj przechowywana w zbiornikach naziemnych bądź wstrzykiwana spowrotem pod ziemię.

Pomimo tego, że gaz z łupków wydobywano od ponad 100 lat w Zagłębiu Appalachów oraz w Zagłębiu Illinois w Stanach Zjednoczonych, szyby te miały poślednie znaczenie gospodarcze. Spore ceny gazu ziemnego w ostatnich latach oraz postęp technologii kruszenia oraz wiercenia horyzontalnego polepszyły opłacalność gazu łupkowego. Jego cena produkcji jest zazwyczaj znacznie wyższa od tego z szybów konwencjonalnych z powodu ogromnych wydatków inwestycyjnych (kruszenie hydrauliczne) koniecznych. Z drugiej strony, szyby łupkowe obarczone są niższym ryzykiem błędnej oceny wielkości złoża. Jak na razie, wszystkie udane próby wydobywania odbywały się ze skał wieku paleozoicznego i mezozoicznego.

Ameryka Północna przoduje w rozwoju i produkcji gazu z łupków. Wielki sukces gospodarczy złoża Barnett Shale w Teksasie zachęcił do poszukiwania innych źródeł takiego gazu w Stanach i Kanadzie. Początek eksploatacji złóż łupkowych niektóre źródła opisują jako cichą rewolucję gazową. W roku 2009 USA stały się największym wydobywcą gazu ziemnego (745,3 mld. metrów sześciennych), przy czym, ponad 40 % przypadało na źródła niekonwencjonalne (pozyskiwanie ze złóż węgla oraz łupków). Wielu ekspertów jednak uważa, że zamieszanie wokół gazu z łupków jest wynikiem akcji PR, inspirowanej przez firmy energetyczne, które zainwestowały sporo w projekty wydobywania gazu z łupków i potrzebujących dodatkowego kapitału na ukończenie eksperymentów. Niektórzy uważają, że gaz z łupków w rzeczywistości jest znacznie droższy niż w kalkulacjach przedstawionych przez przedsiębiorstwa wydobywcze. Według nich, na uzyskanie gazu z łupków trzeba wydać 212-283 USD / tys m³. Oprócz tego, należy wziąć pod uwagę fakt, że ciepło spalania gazu z łupków jest prawie 2,5 krotnie niższe niż gazu ziemnego (14500 kJ vs 33500 kJ/m³). Ten kontynent na razie nie posiada własnego wydobywania gazu z łupków, jednak sukces Ameryki Północnej zachęcił geologów z wielu krajów europejskich do sprawdzenia możliwości wydobywania z własnych zasobów łupków zawierających materiał organiczny.[8][9][10] Norweska firma Statoil weszła we współpracę z Chesapeake Energy w celu wydobywania gazu we wschodnich obszarach USA, nie kryjąc zainteresowania wykorzystaniem zdobytego doświadczenia w przedsięwzięciach gazowych w Europie. Rosyjski Gazprom wyraził chęć kupna amerykańskiej firmy zajmującej się gazem z łupków w celu wykorzystania jej doświadczenia w rosyjskich projektach gazowych.[11] Francuska firma naftowa Total SA zawiązała joint venture z Chesapeake w Barnett Shale w Teksasie.

Jak już wskazano powyżej, 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 jaka są to ilości w zakresie złóż przemysłowych czy wydobywalnych. Szacunki światowych firm, które dysponują technologią w zagospodarowaniu takich złóż gazu - na wstępnym etapie – są obiecujące i optymistyczne.

Zasoby gazu w Polsce:

- wg Advanced Res. Inc. – 3000 mld m³ – szacowane zasoby wydobywalne gazu z łupków (dolny paleozoik) w Polsce
- wg 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 (górny perm)
- 92 mld m³ – ogółem udokumentowane zasoby gazu w konwencjonalnych złożach w Polsce (tak też: Minister Gospodarki¹⁶).

Jednak w chwili obecnej należy zachować daleko idącą ostrożność w ocenie potencjału zasobowego gazu ziemnego w złożach niekonwencjonalnych w Polsce. Zgodnie z ostatnimi informacjami Ministerstwa Środowiska pierwsze wyniki wierceń poszukiwawczych niekonwencjonalnego gazu będą dostępne w 2010 r., pierwszy otwór poszukiwawczy (Lane / ConocoPhillips) zostanie ukończony około połowy 2010 r. Pierwszych pełniejszych ocen całości zasobów tego gazu należy się spodziewać za 8-12 lat, zaś pierwsza ewentualna eksploatacja – w przypadku udokumentowania tych złóż – będzie możliwa za 10-15 lat.

Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski do 2030 roku, ma dążyć się do zwiększenia wydobycia gazu ziemnego ze złóż rodzimych.

III. PRZETARGI NA KONCESJE POSZUKIWANIA I DOKUMENTOWANIA WĘGLOWODORÓW OD 2007 R.

1. Procedura

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 Środowiska. Termin składania ofert w siedzibie Ministra Środowiska w Warszawie, przy ulicy Wawelskiej 52/54, Sekretariat Departamentu Geologii i Koncesji Geologicznych, pokój 49, upłynął 6 czerwca 2007 r. o godz. 12.00.

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.Jezińskiego w dniu 02.08.2007 r.¹⁷

2. Wyniki, Koncesje i użytkowania górnicze

Z Protokołu z przebiegu przetargu wynika, że za najkorzystniejsze oferty na nabycie prawa użytkowania górniczego na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego uznano (uzasadnienie wyboru – załącznik nr 3):

- 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.

¹⁶ pismo z 24.02.2010 r. znak DRO-III-0700-2/2/10

¹⁷ patrz: www.ms.gov.pl

- obszar nr 16 Lipiany (blok 162) - FX Energy Poland Sp. z o.o.
- 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 Skołoszyn (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 (uzasadnienie – załącznik nr 2) 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 Skołoszyn (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 niejawna 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 Protokóle stwierdzono ponadto, iż w trakcie postępowania przetargowego nie wniesiono protestów do organizatora przetargu.

Tak według stanu na dzień 01.04.2010 r. w tym jednym łącznie udzielono 14 koncesji; przy czym

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

- o nr 414, 415 tworzące obszar koncesyjny nr 40 Skołoszyn objęty koncesją nr 27/08/p z 24.06.2008 r. udzieloną RWE Dea AG SA oddział a 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 16.05.2014r.
 - 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.
- (patrz również szczegółowe omówienie koncesji w pkt IV).

3. Opłaty i wynagrodzenia

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

IV. BEZPRZETARGOWE UDZIELENIE KONCESJI NA WĘGLOWODORY OD 2007 R.

Według stanu na dzień 01.04.2010 r. Ministerstwo Środowiska, działając w oparciu o treść Komunikatu UE (patrz powyżej pkt 4.2) oraz na podstawie art.art. 16 i nast. pggig w zw. z art. 46 i nast. ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej¹⁸, udzieliło w trybie procedury bezprzetargowej koncesji na poszukiwanie gazu ziemnego w odniesieniu do złóż zlokalizowanych na obszarach występowania łupków dolnego paleozoiku oraz w osadach czerwonego spągowca potencjalnie zawierających niekonwencjonalny gaz ziemny (shale gas i tight gas) następującym podmiotom na warunkach wskazanych jak poniżej.

1. Koncesjonariusz: Saponish Investments, Indiana Investments (BNK Petroleum Inc.)

- Nr 18/10/p Darłowo
Koncesja nr 18/2010/p z dnia 17 marca 2010 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w obszarze „Darłowo” (części bloków nr: 25, 45, 65 i 66)
udzielona na rzecz Indiana Investments Sp. z o.o. na okres 3 lat
Powierzchnia rzutu pionowego obszaru „Darłowo” wynosi 1151,80 km².
- Nr 16/10/p Trzebielino
Koncesja nr 16/2010/p z dnia 12 marca 2010 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Trzebielino” (części bloków nr: 47, 48, 66, 67 i 68),
udzielona na rzecz Indiana Investments Sp. z o.o. na okres 3 lat
Powierzchnia rzutu pionowego obszaru „Trzebielino” wynosi 1167,10 km².
- Nr 17/10/p Bytów
Koncesja nr 17/2010/p z dnia 17 marca 2010 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w obszarze „Bytów” (części bloków nr: 48, 67 i 68)
udzielona na rzecz Indiana Investments Sp. z o.o. na okres 3 lat
Powierzchnia rzutu pionowego obszaru „Bytów” wynosi 1168,67 km².
- Nr 36/09/p Sławno bloki: 26S i 46
koncesja na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego
- Nr 34/09/p Słupsk bloki: 47 i 48W
koncesja na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego
- Nr 35/09/p Starogard bloki: 70S i 90W
koncesja na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego

Przyznanych do 01.04.2010 – 6 koncesji

2. Koncesjonariusz: Lane Energy Poland sp. z o.o.

- Nr 16/07/p Lębork, Bloki 8-28
Koncesja z 23.10.2007 r. na poszukiwanie ropy i gazu, ważna do 23.10.2011 r.
- Nr 17/07/p Damnica, Bloki 7-27
Koncesja z 23.10.2007 r. na poszukiwanie ropy i gazu, ważna do 23.10.2011 r.
- Nr 18/07/p Stegna, Bloki 50-51, 70-71
Koncesja z 23.10.2007 r. na poszukiwanie ropy i gazu, ważna do 23.10.2011 r.
- Nr 19/07/p Pasłęk, Bloki 72-92

¹⁸ Dz.U.07.155.1095 j.t.

- Koncesja z 23.10.2007 r. na poszukiwanie ropy i gazu, ważna do 23.10.2011 r.
Nr 20/07/p Cedry Wielkie, Bloki 50-70
- Koncesja z 23.10.2007 r. na poszukiwanie ropy i gazu, ważna do 23.10.2011 r.
Nr 11/08/p Karwia blok 9 (obszar nr 1 w Wykazie WE obszarów objętych obligatoryjnie przetargiem)
- Koncesja z 19.03.2008 r. na poszukiwanie ropy i gazu, ważna do 19.03.2012 r.
Uwaga: koncesja Karwia (blok nr 9) została udzielona Lane Energy Poland sp. z o.o. prawdopodobnie na skutek sprzeciwu w sytuacji, gdy teren ten poddany był procedurze przetargowej i odrzucono ofertę na ten obszar złożoną przez Lane Energy Poland sp. z o.o. z powodu braku dokumentów (oświadczeń)
- Nr 43/09/p Glinica-Psary
koncesja z 05.08.2009 r., Bloki 350-351
- Nr 42/09/p Bytom-Gliwice
koncesja z 03.08.2009 r., Blok 370
- Nr 44/09/p Dąbie-Laski
koncesja z 05.08.2009 r., Bloki 371-72, 391-92

Przyznanych do 01.04.2010 – 9 koncesji

3. Koncesjonariusz: PGNiG

- Nr 72/09/p Kartuzy-Szemud
Koncesja nr 72/2009/p z dnia 10 grudnia 2009 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Kartuzy – Szemud” (części bloków nr: 49 i 69)
udzielona na rzecz PGNiG S.A. na okres 5 lat
Powierzchnia rzutu pionowego obszaru „Kartuzy - Szemud” wynosi 782,61 km².
- Nr 10/10/p „172”
Koncesja nr 10/2010/p z dnia 23 lutego 2010 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w obszarze bloku „172”
udzielona na rzecz PGNiG S.A. na okres 5 lat
Powierzchnia rzutu pionowego opisanego wyżej obszaru wynosi 936,79 km².
- Nr 11/10/p „173”
Koncesja nr 11/2010/p z dnia 23 lutego 2010 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w obszarze bloku „173”
udzielona na rzecz PGNiG S.A. na okres 5 lat
Powierzchnia rzutu pionowego opisanego wyżej obszaru wynosi 936,69 km².
- Nr 12/10/p „192”
Koncesja nr 12/2010/p z dnia 23 lutego 2010 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w obszarze bloku „192”
udzielona na rzecz PGNiG S.A. na okres 5 lat
Powierzchnia rzutu pionowego opisanego wyżej obszaru wynosi 921,87 km².
- Nr 13/10/p „193”
Koncesja nr 13/2010/p z dnia 23 lutego 2010 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w obszarze bloku „193”
udzielona na rzecz PGNiG S.A. na okres 5 lat
Powierzchnia rzutu pionowego opisanego wyżej obszaru wynosi 942,03 km².
- nr 13/99/p Mędrzychów-Mielec, Bloki 375-395
koncesja z dnia 23.06.1999 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego, ważna pierwotnie do 31.12.2009 r.
- nr 39/00 Jaśminy –Żabno, Bloki 394-395
koncesja z dnia 07.12.2000 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego, ważna pierwotnie do 07.12.2009 r.
nr 22/08/p Golemki bloki 395, 415 (obszar nr 36 w Wykazie UE obszarów obligatoryjnie objętych przetargiem)
koncesja z dnia 16.05.2008 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego, ważna do 16.05.2014 r.

uwaga: koncesja udzielona na terenie poddanym procedurze przetargowej

- nr 28/96/p Ropaczyce-Bratkowice-Strzyżów, Bloki 395-96, 415-16
koncesja z dnia 13.05.1996 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego, ważna do 13.05.2014 r.
- nr 35/99/p Wiśnicz-Tuchów, Bloki 414-415
koncesja z dnia 19.11.1999 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego, ważna do 19.11.2014 r.
- nr 20/01/p Nosówka, Bloki 396, 416
koncesja z dnia 24.09.2001 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego, ważna do 24.09.2012 r.
- nr 49/01/p Warka-Ursynów, Blok 275
koncesja z dnia 31.12.2001 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego, ważna do 31.12.2012 r.
- nr 48/01/p Pionki Kazimierz, Blok 296
koncesja z dnia 31.12.2001 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego, ważna do 31.12.2011 r.
- nr 52/01/p Kock-Tarkawica, Blok 256-257, 276, 277-278
koncesja z dnia 31.12.2001 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego, ważna do 31.12.2013 r.
- nr 10/08/p Błazowa bloki 416,417 (obszar nr 41 w Wykazie UE obszarów objętych obligatoryjnie przetargiem)
koncesja z 11.03.2008 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego, ważna do 31.12.2014 r.
Uwaga: koncesja udzielona na terenie poddanym procedurze przetargowej prawdopodobnie na skutek sprzeciwu wobec oferty pierwotnie odrzuconej w przetargu z 2007 r.
- nr 21/08/p Jaściny-Żabno bloki 394,395 (obszar nr 35 w Wykazie UE obszarów objętych obligatoryjnie przetargiem)
koncesja z 14.05.2008 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego, ważna do 31.12.2013 r.
Uwaga: koncesja udzielona prawdopodobnie na skutek sprzeciwu wobec oferty pierwotnie odrzuconej w przetargu z 2007 r.
- nr 45/01/p Bartoszyce, Bloki 54-74, 55-75
koncesja z 31.12.2001 r., na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego, ważna do 31.12.2010 r.
- nr 47/01/p Górowo Ławieckie, Bloki 53-73, 54-74
koncesja z 31.12.2001 r., na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego, ważna do 31.12.2010 r.
- nr 3/09/p Wisznów-Tarnoszyn, Bloki 360, 360a, 380-380a
koncesja z 05.02.2009 r.
- nr 4/09/p Wejherowo, Blok 29
koncesja z 05.02.2009 r.
- nr 40/09/p Ryki-Żyrzyn, Bloki 276-277
koncesja z 03.08.2009 r.

Przyznano do 01.04.2010 – 21 koncesji

4. Koncesjonariusz: Oculis Investments sp. z o.o.

- nr 71/09/p Gdańsk W

Koncesja nr 71/2009/p z dnia 10 grudnia 2009 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Gdańsk W”

(części bloków nr: 48 i 49)

udzielona na rzecz Oculis Investments Sp. z o.o. na okres 5 lat

Powierzchnia rzutu pionowego obszaru „Gdańsk W” wynosi 779,82 km².

- Nr 33/09/p Braniewo S części bloków: 51-SE, 52, 72-N i 73-NW
koncesja z 26.05.2009 r.

Przyznano do 01.04.2010 – 2 koncesje

5. Koncesjonariusz: Mazovia Energy Resources sp. z o.o.

- Nr 66/08/p Malbork, Bloki 71-91
z 24.12.2008 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, ważna do 24.12.2013 r.
- Nr 29/08/p Elbląg, Blok 92
z 30.06.2008 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, ważna do 30.06.2013 r.
- Nr 31/08/p Mińsk Mazowiecki, Bloki 215-216, 236
z 30.06.2008 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, ważna do 30.06.2013 r.
- Nr 30/08/p Góra, Bloki 266-246
z 30.06.2008 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, ważna do 30.06.2013 r.
- Nr 2/09/p Młynary, Bloki 51-52
koncesja z 05.01.2009 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego
- Nr 39/09/p Rawicz części bloków nr 246, 247, 266, 267
koncesja z 13.07.2009 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego
- Nr 20/09/p Wińsko, Bloki 286-85
koncesja z 31.03.2009 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego

Przyznano do 01.04.2010 – 7 koncesji

6. Koncesjonariusz: Marathon Oil Poland

- Nr 8/10/p Brodnica
Koncesja nr 8/2010/p z dnia 1 lutego 2010 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Brodnica” (części bloków nr: 131 i 132)
udzielona na rzecz Marathon Oil Poland – Area C Sp. z o.o. na okres 5 lat i 6 miesięcy
Powierzchnia rzutu pionowego obszaru „Brodnica” wynosi 1087,66 km².
- Nr 20/10/p Ciechanów
Koncesja nr 20/2010/p z dnia 22 marca 2010 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w obszarze „Ciechanów” (części bloków nr: 174, 194 i 195),
udzielona na rzecz Marathon Oil Poland – Area E Sp. z o.o. na okres 5 lat
Powierzchnia rzutu pionowego opisanego wyżej obszaru wynosi 1185,97 km².
- Nr 21/10/p Płońsk S
Koncesja nr 21/2010/p z dnia 22 marca 2010 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w obszarze „Płońsk S” (części blok nr: 213 i 214),
udzielona na rzecz Marathon Oil Poland – Area E Sp. z o.o. na okres 5 lat
Powierzchnia rzutu pionowego opisanego wyżej obszaru wynosi 359,65 km².
- Nr 19/10/p Płońsk SE
Koncesja nr 19/2010/p z dnia 22 marca 2010 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w obszarze „Płońsk SE” (części bloków nr: 194 i 214)
udzielona na rzecz Marathon Oil Poland – Area B Sp. z o.o. na okres 5 lat
Powierzchnia rzutu pionowego opisanego wyżej obszaru wynosi 244,88 km².
- Nr 67/09/p Orzechów
Koncesja nr 67/2009/p z dnia 7 grudnia 2009 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Orzechów”
(części bloków nr: 279, 280, 299, 300)
udzielona na rzecz Marathon Oil Poland – Area A Sp. z o.o. na okres 5 lat i 6 miesięcy
Powierzchnia rzutu pionowego obszaru „Orzechów” wynosi 1008,15 km².
- Nr 68/09/p Kwidzyń
Koncesja nr 68/2009/p z dnia 8 grudnia 2009 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Kwidzyń”
(części bloków nr: 111 i 110)
udzielona na rzecz Marathon Oil Poland – Area D Sp. z o.o. na okres 5 lat i 6 miesięcy
Powierzchnia rzutu pionowego obszaru „Kwidzyń” wynosi 1196,58 km².

Przyznano do 01.04.2010 – 6 koncesji

7. Koncesjonariusz: Strzelecki Energia sp. z o.o.

- Nr 9/10/p Prabuty Południowe
Koncesja nr 9/2010/p z dnia 19 lutego 2010 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego w rejonie „Prabuty Południowe” (części bloków nr: 112 i 132) udzielona na rzecz Strzelecki Energia Sp. z o.o. na okres 5 lat
Powierzchnia rzutu pionowego opisanego wyżej obszaru wynosi 480,69 km².

1 koncesja

8. Koncesjonariusz: Exxon Mobil Corporation

- Nr 63/08/p Wołomin, Bloki 215, 235, 216
z 18.12.2008 r. na poszukiwanie ropy i gazu, ważna do 18.12.2013 r.
- Nr 64/08/p „359-360”
z 18.12.2008 r. na poszukiwanie ropy i gazu, ważna do 18.12.2013 r.
- Nr 51/09/p Wodynie Łuków, Bloki 236-237, 256-257
koncesja z 04.09.2009 r., ważna przez 5 lat
- Nr 57/2009 Legionowo, Bloki 215, 214, 194-195
- Nr 9/09/p „319-320”
Uwaga – brak szczegółowych danych

Przyznano do 01.04.2010 – 5 koncesje

9. Koncesjonariusz: PKN Orlen

- Nr 24/07/p Garwolin, Bloki 256, 276
z 30.10.2007 r. na poszukiwanie ropy i gazu, ważna do 30.10.2012 r.
- Nr 26/07/p Lubartów, Bloki 297-98, 278
z 30.10.2007 r. na poszukiwanie ropy i gazu, ważna do 30.10.2012 r.
- Nr 25/07/p Bełżyce, Blok 317
z 30.10.2007 r. na poszukiwanie ropy i gazu, ważna do 30.10.2012 r.
- Nr 27/07/p Lublin, Blok 318
z 30.10.2007 r. na poszukiwanie ropy i gazu, ważna do 30.10.2012 r.
- Nr 28/07/p Wierzbica, Blok 319
z 30.10.2007 r. na poszukiwanie ropy i gazu, ważna do 30.10.2012 r.

Przyznano do 01.04.2010 – 5 koncesji

10. Koncesjonariusz: Cuadrilla Polska

- Nr 7/10/p Międzyrzec Podlaski
Koncesja nr 7/2010/p z dnia 28 stycznia 2010 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Międzyrzec Podlaski” (części bloków nr: 238 i 258) udzielona na rzecz Cuadrilla Polska Sp. z o.o. na okres 5 lat
Powierzchnia rzutu pionowego obszaru „Międzyrzec Podlaski” wynosi 1173, 58 km².

1 koncesja

11. Koncesjonariusz: Chevron-Polska

- Nr 77/09/p Kraśnik
Koncesja nr 77/2009/p z dnia 29 grudnia 2009 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Kraśnik” (części bloków nr: 336, 337, 356, 357)
udzielona na rzecz Chevron Polska Exploration and Production Sp. z o.o. na okres 5 lat
Powierzchnia rzutu pionowego obszaru „Kraśnik” wynosi 1194,12 km².
- Nr 76/09/p Frampol
Koncesja nr 76/2009/p z dnia 29 grudnia 2009 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Frampol” (części bloków nr: 337, 338, 357, 358) udzielona na rzecz Chevron Polska Exploration and Production Sp. z o.o. na okres 5 lat
Powierzchnia rzutu pionowego obszaru „Frampol” wynosi 1178, 49 km².
- Nr 70/09/p Zwierzyniec

Koncesja nr 70/2009/p z dnia 10 grudnia 2009 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Zwierzyniec” (części bloków nr: 358, 338, 339, 359, 379) udzielona na rzecz Chevron Polska Exploration and Production Sp. z o.o. na okres 5 lat
Powierzchnia rzutu pionowego obszaru „Zwierzyniec” wynosi 824,43 km².

Przyznano do 01.04.2010 – 3 koncesje

12. Koncesjonariusz: Vabush Energy

- Nr 75/09/p Nida

Koncesja nr 75/2009/p z dnia 18 grudnia 2009 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Nida” (części bloków nr: 353, 354, 373, 374, 393) udzielona na rzecz Vabush Energy Sp. z o.o. na okres 5 lat

Powierzchnia rzutu pionowego obszaru „Nida” wynosi 1167,71 km².

1 koncesja

13. Koncesjonariusz: Liesa Investments sp. z o.o.

- Nr 5/09/p Nowa Sól części bloków: 224, 244 i 245

- Nr 8/09/p Wschowa części bloków: 245, 264, 265, 266

Uwaga: brak szczegółowych danych

- Nr Sulechów 33/08/p koncesja na ropę naftową

Uwaga: znajduje się na mapie Koncesji wg stanu na 01.04.2010 r.; ale w wykazie wg stanu na 01.04.2010 r. wskazano liczbę koncesji dla Liesa – 2

Przyznano do 01.04.2010 – 2 koncesje (bez koncesji na ropę naftową)

14. Koncesjonariusz: DPV Service sp. z o.o.

- Nr 17/09/p Korczmin, blok 294-295

Koncesja z 31.03.2009 r.

- Nr 16/09/p Lipsko części bloków 315 i 316

Koncesja z 31.03.2009 r.

- Nr 14/09/p Opole Lubelskie część bloków 316 i 296

Koncesja z 31.03.2009 r.

- Nr 3/07/p blok 233

- Nr 4/07/p blok 253

Uwaga: brak szczegółowych danych

Do 01.04.2010 przyznano – 5 koncesji

15. Koncesjonariusz: FX Energy Poland sp. z o.o.

- Nr 15/07/p Unisław-Gronowo, Bloki 129-130, 149-150

Koncesja z 20.09.2007 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego obejmująca blok nr 274k, ważna do 20.09.2012 r.

- Nr 51/08/p

koncesja z 30.09.2008 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, ważna do 30.09.2013 r.

- Nr 5/07/p

koncesja z 05.07.2005 r. na poszukiwania i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, obejmująca blok nr 234, ważna do 05.07.2013 r.

- Nr 11/07/p

koncesja z 05.07.2007 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, obejmująca blok nr 254, ważna do 05.07.2013 r.

- Nr 48/08/p

koncesja z 30.09.2008 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, obejmująca część bloku nr 235, ważna do 30.09.2013 r.

- Nr 50/08/p Brda-Rzecznicza, Blok 87

koncesja z 30.09.2008 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, ważna do 30.09.2013 r.

- Nr 2/07/p Kutno-Żychlin, Bloki 212, 211, 231, 232

Nr 2/2007/p z dnia 23.03.2007 na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Kutno-Żychlin”, udzielona firmie FX Energy Poland Sp.z o.o.

- Nr 33/97/Ł, Blok 255

Uwaga: brak szczegółowych danych

Przyznano do 01.04.2010 – 8 koncesji

16. Koncesjonariusz: RWE Dea AG S.A. oddział w Polsce

- nr 27/08/p bloki 414, 415 (obszar koncesyjny nr 40 Skołyszyn w Wykazie UE obszarów objętych obywatelnie przetargiem)

Koncesja z 24.06.2008 r. na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, ważna do 24.06.2014 r.

1 koncesja

Z powyższych dostępnych danych wynika, że na terenach występowania złóż gazu niekonwencjonalnego (w łupkach) udokumentowanych wstępnie i o nieudokumentowanym potencjale na dzień 01.04.2010 r. (łącznie) wydano:

- 83 koncesje, dla 16 przedsiębiorców

w tym:

- 49 koncesji na terenach złóż udokumentowanego potencjalnego występowania.

- 34 koncesji na terenach złóż nieudokumentowanego występowania.

Ponadto, wg stanu na dzień 01.04.2010 r.¹⁹:

- liczba koncesji na łączne poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych i konwencjonalnych złóż gazu wynosiła 40 (łącznie), w tym według Koncesjonariuszy:

- Energia Zachód sp. z o.o. – 1 koncesja

- Exxon Mobile Exploration and Production Poland sp. z o.o. – 2 koncesje

- Lane Energy Poland sp. z o.o. – 6 koncesji

- Lane Resources Poland sp. z o.o. – 3 koncesje

- Liesa Investments sp. z o.o. 2 koncesje

- Lublin Energy Resources sp. z o.o. – 1 koncesja

- Marathon Oil Poland sp. z o.o. – 3 koncesje

- Oculis Investmenst sp. z o.o. (San leon Energy Ple) – 7 koncesji

- PKN Orlen S.A. – 5 koncesji

- Saponish Investments sp. z o.o. (BNK Petroleum) – 3 koncesje

- Vabush Energy Poland sp. z o.o. (San leon Energy Ple) – 1 koncesja

- liczba koncesji wyłącznie na poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych złóż gazu wynosiła 11 (łącznie), w tym według Koncesjonariuszy:

- Exxon Mobile Exploration and Production Poland sp. z o.o. – 3 koncesje

- Mazovia Energy Resources sp. z o.o. (EurEnergy Resources Corporation) – 7 koncesji

- Strzelecki Energia sp. z o.o. – 1 koncesja.

Według stanu na dzień 1 kwietnia 2010 r.²⁰ złożonych, a nie rozpatrzonych było łącznie 15 nowych wniosków koncesyjnych, tj.:

- Wniosek o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Stara Kiszewa” złożony przez PGNiG S.A.; części bloków: 69 i 89, wstępnie udokumentowanego potencjalnego występowania;

¹⁹ z pominięciem wniosków złożonych w miesiącu kwietniu (sprawy w toku); aktualna baza danych dotyczących udzielonych przez Ministra Środowiska koncesji (aktualizowana w cyklu miesięcznym) oraz informacje na temat złożonych wniosków koncesyjnych, zestawień podmiotów posiadających koncesje (wraz z liczbą posiadanych przez nie koncesji) oraz mapy obszarów koncesyjnych na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie złóż kopalin energetycznych (w tym ropy naftowej i gazu ziemnego) wraz ze złożonymi wnioskami, znajduje się na stronie internetowej Departamentu Geologii i Koncesji Geologicznych Ministerstwa Środowiska pod adresem http://www.mos.gov.pl/kategoria/259_koncesje_geologiczne.

²⁰ Źródło: Nowe wnioski koncesyjne wg stanu na dzień 1 kwietnia 2010 r.; dane ze strony internetowej Ministerstwa Środowiska.

- Wniosek o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Pionki” złożony przez Cuadrilla Polska Sp. z o.o.; część bloków: 275, 276, 295, 296, nieudokumentowanego potencjalnego występowania;
- Wniosek o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Milicz” złożony przez PGNiG S.A.; część bloku 267, poza rozpoznanymi złożami łupków.
- Wniosek o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Tomaszów Lubelski” złożony przez PGNiG S.A.; część bloku 369, 379, wstępnie udokumentowanego występowania.
- Wniosek o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Węgrów” złożony przez Maryani Investments Sp. z o.o.; część bloku: 195, 196, 216, 217, wstępnie udokumentowanego występowania - bloki 195, 196, 216, nieudokumentowanego występowania - blok 217.
- Wniosek o udzielenie Koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Szczawno” złożony przez Oculis Investments Sp. z o.o.; część bloku: 151, 152, wstępnie udokumentowanego występowania.
- Wniosek o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Łuków” złożony przez Cuadrilla Polska Sp. z o.o.; część bloku: 237, 257, nieudokumentowanego występowania.
- Wniosek o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Siedlce” złożony przez Marathon Oil Poland – Area F Sp. z o.o.; część bloku 237, 217, nieudokumentowanego występowania.
- Wniosek o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Sokołów Podlaski” złożony przez Marathon Oil Poland – Area F Sp. z o.o.; część bloku 196, 197, 217, nieudokumentowanego występowania.
- Wniosek o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Nowy Targ” złożony przez Indiana Investments Sp. z o.o.; część bloku: 432, 452, 453, 434, poza rozpoznanymi złożami łupków.
- Wniosek o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Biłgoraj” złożony przez Indiana Investments Sp. z o.o.; część bloku: 357, 358, 378, 379, wstępnie udokumentowanego występowania.
- Wniosek o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Nowe Miasto” złożony przez Oculis Investments Sp. z o.o.; część bloku 174, poza rozpoznanymi złożami łupków.
- Wniosek o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Rypin” złożony przez Marathon Oil Poland – Area G Sp. z o.o.; część bloku: 151, 152, wstępnie udokumentowanego występowania.
- Wniosek o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Czersk” złożony przez Oculis Investments Sp. z o.o.; część bloku: 88, 89; blok 88 – nieudokumentowane, 89 – udokumentowane.
- Wniosek o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie „Ostróda” złożony przez Marathon Oil Poland – Area H Sp. z o.o., część bloku: 112, 92, 91; wstępnie udokumentowanego występowania - blok 112 poza rozpoznanymi złożami łupków.

Złożone wnioski (w toku) na obszary koncesyjne (bloki całe bądź części) złóż niekonwencjonalnego występowania gazu ziemnego obejmują 8 (osiem) obszarów udokumentowanego potencjalnego występowania gazu niekonwencjonalnego (w łupkach):

- 3 wnioski PGNiG
- 2 wnioski Cuadrilla Polska
- 1 wniosek Maryani Investments
- 3 wnioski Oculis Investments
- 4 wnioski Marathon Oil Poland Area F (2) G i H
- 2 wnioski Indiana Investments

Łącznie na 01.04.2010 r. w rozpatrywaniu jest 15 wniosków koncesyjnych na rzecz 6 przedsiębiorców, w tym na 3 obszary koncesyjne poza obszarami strefy rozpoznanego występowania łupków dolnego paleozoiku (złoża typu shale gas).

Jednocześnie na obszarach koncesyjnych znajdujących się w obrębie perspektywicznych rejonów występowania złóż gazu ziemnego typu tight gas (m.in. część koncesji udzielonych na rzecz PGNiG

S.A.), koncesjodawcy nie precyzują zamiaru poszukiwania tego typu złóż, a jedynie planują poszukiwania w utworach, które mogą zawierać złoża gazu uwięzionego w izolowanych porach skalnych. Przy czym trzeba tu wskazać, że w toku poszukiwania niekonwencjonalnych złóż gazu typu tight gas zaklasyfikowanie odkrytego złoża do grupy złóż niekonwencjonalnych jest możliwe dopiero po wykonaniu terenowych prac geologicznych²¹.

V. DZIAŁANIA I UPRAWNIENIA KONCESJONARIUSZY I OPERATORÓW ORAZ INWESTORÓW

Możliwość występowania gazu ziemnego w łupkach dolnopaleozoicznego basenu sedymentacyjnego na zachodnim skłonie EEC w Polsce została w pełni dostrzeżona przez liczne zachodnie firmy specjalizujące się w tym sektorze przemysłu naftowego. Ich zainteresowanie uczyniło obecnie z Polski najaktywniejszy i najbardziej konkurencyjny rynek poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach w Europie. Intensywność początkowych prac rozpoznawczych prowadzonych w Polsce ilustruje postęp w przyznawaniu koncesji na poszukiwania gazu ziemnego w łupkach. 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. Należy podkreślić, że na podstawie obecnej, ograniczonej liczby danych potencjał występowania gazu w łupkach nie może być w pełni wiarygodnie określony. Jednak tak duże zainteresowanie łupkami dolnego paleozoiku w Polsce, m.in. gigantów przemysłu naftowego, stwarza gwarancje, że wkrótce możliwości występowania złóż gazu ziemnego zostaną dobrze rozpoznane.

To, czy w Polsce występują akumulacje gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku, zostanie stwierdzone w ciągu najbliższych 2–3 lat, po uzyskaniu wyników z co najmniej kilku wierceń poszukiwawczych w różnych częściach basenu i wykonaniu odpowiednich zabiegów technicznych. Pierwszy otwór poszukiwawczy, wiercony przez *Lane/ConocoPhillips* na wyniesieniu Łeby, zostanie ukończony ok. połowy 2010 r.

W przypadku pozytywnych rezultatów pierwszych wierceń poszukiwawczych, w celu wiarygodnego określenia zasobów gazu ziemnego w łupkach kratonu wschodnioeuropejskiego konieczne będzie odwiercenie kolejnych kilkunastu bądź kilkudziesięciu otworów, co potrwa następnych kilka lat. Natomiast zbudowanie w pełni rozwiniętego systemu produkcji gazu z takich złóż zajmie zapewne kilkanaście lat i będzie wymagać odwiercenia otworów eksploatacyjnych liczonych w tysiącach. Niemniej jednak są podejmowane próby wstępnego określenia zasobów gazu, choć z powodu braku wszystkich koniecznych danych wyniki tych oszacowań mogą znacząco odbiegać od rzeczywistych i należy je traktować raczej jako określenie zakresu możliwych wielkości zasobów.

Według danych zamieszczonych w raporcie firmy konsultingowej *Advanced Resources International*, w łupkach dolnego paleozoiku polskiej części kratonu wschodnioeuropejskiego zasoby wydobywalne gazu ziemnego sięgają do 3000 mld m³ (ryc. 15). Z kolei eksperci firmy *Wood Mackenzie* zasoby wydobywalne tej formacji ocenili na 1400 mld m³. Według obu tych prognoz nie jest wykluczone, że łupki dolnego paleozoiku w Polsce zawierają złoża gazu klasyfikowane jako gigantyczne i choć wiarygodność tych obliczeń jest ograniczona, to jednak prognozy te przyczyniły się do tego, że dolnopaleozoiczny basen na kratonie wschodnioeuropejskim stał się jednym z najbardziej atrakcyjnych w Europie obszarów poszukiwań gazu ziemnego w łupkach. Wyniki tych szacunków dają wyobrażenie o znaczeniu ewentualnych złóż gazu ziemnego w łupkach dla rynku gazowego w Polsce i dla ekonomii kraju. Dla porównania zasoby konwencjonalnych złóż gazu ziemnego w Polsce wynoszą około 140,5 mld m³, roczne krajowe zużycie gazu ziemnego sięga obecnie około 14 mld m³, natomiast roczna produkcja z konwencjonalnych złóż w Polsce wynosi około 5 mld m³.

²¹ obecnie jedna firma z kapitałem brytyjskim (Energia Zachód Sp. z o.o., której głównym udziałowcem jest Aurelian Oil&Gas Poland Sp. z o.o.) prowadzi prace poszukiwawczo-rozpoznawcze na podstawie 1 koncesji, ukierunkowane na rozpoznawanie złóż gazu uwięzionego nie w tzw. łupkach lecz w izolowanych porach skalnych (tight gas).

W Państwowym Instytucie Geologicznym w Warszawie spotkali się 30 marca, managerowie największych światowych koncernów naftowych z naukowcami i przedstawicielami administracji państwowej. Obecni byli specjaliści z ExxonMobil, Lane – ConocoPhillips, Chevron, Marathon, BNK Petroleum, Talisman, EurEnergy, jak również z polskich firm – Orlen i PGNiG. Przybyli eksperci z firm geofizycznych i wiertniczych, obsługujących poszukiwania gazowe – Schlumberger, Halliburton, Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków, Geofizyka Toruń. Administrację państwową reprezentowali dyrektorzy departamentów w Ministerstwie Środowiska, Ministerstwie Gospodarki i Wyższym Urzędzie Górniczym. Rolę gospodarzy pełnili specjaliści z Państwowego Instytutu Geologicznego, który w Polsce wykonuje zadania państwowej służby geologicznej.

Spotkanie „Polish Shale Gas Day” miało charakter roboczy. Udział wzięło ponad sto osób. Oprócz kwestii czysto technicznych poruszano zagadnienia wyboru strategii poszukiwawczych na najbliższe lata. Dyskutowano na temat barier, które mogą utrudniać prace poszukiwawcze. Firmy naftowe przedstawiły swoje oczekiwania wobec administracji publicznej.

Uczestnicy spotkania zastanawiali się w jaki sposób przenieść doświadczenia amerykańskie na grunt europejski, gdzie obowiązują odmienne regulacje prawne.

Podczas Konferencji uczestnicy w swoich wystąpieniach m.in. podnosili:

- Chevron: przeprowadzi w 3-cim kwartale 2010 r. sejsmikę 2-D
- BNK: jest skoncentrowane na basenie Morza Bałtyckiego i dolnej Silesia
- Cuadrilla Resources: posiadają 1 koncesję i 2 wnioski w rozpoznaniu; przewidują pierwszy otwór wiertniczy w 2011 r., aktualnie poszukują partnerów technicznych
- Strzelecki Energy: posiadają koncesję na łupki „Silurian” (Południowe Prabuty, 30,000 ha)
- Orlen: posiadają 2 koncesje na obszarze Lublina i 1 w Sierakowie, przygotowują się do wierceń 2 otworów najwcześniej w 2011 r.; postulują brak opłat (royalty) za łupki
- Lane/Conocco: korzystają z Geofizyki Toruń (wykonanie sejsmiki) i Nafty Piła (wiercenia), podnoszą jako przeszkodę natury formalnej wymóg przeprowadzania procedury koncesyjnej wyłącznie w języku polskim, pierwszy otwór jest spodziewany na początku maja b.r., a kolejny otwór we wrześniu b.r., wiercenia horyzontalne przewidziane na 2011 r.
- Marathon: korzystają z Firm wykonujących sejsmikę z Torunia i Krakowa, posiadają 3 koncesje i wnioski w toku

Z uwagi na wysoką kapitałochłonność nowego segmentu rynku najważniejszym wyzwaniem jest obecnie minimalizowanie kosztów prac poszukiwawczych. Niezwykle trudne będzie zapewnienie serwisu wiertniczego i sejsmicznego w skali znacznie przekraczającej nasze dotychczasowe doświadczenia i wyobrażenia.

Komentując wydarzenie dyrektor Państwowego Instytutu Geologicznego Jerzy Nawrocki powiedział: „Spotkanie w Państwowym Instytucie Geologicznym dowodzi, że kończy się faza wstępnego rozpoznania a rozpoczyna faza aktywnych, wysokonakładowych prac poszukiwawczych.”

Bezpieczeństwo energetyczne i rola gazu łupkowego: amerykańskie doświadczenia a polskie perspektywy były tematem polsko-amerykańskiej konferencji, która odbyła się 8 kwietnia br. na Politechnice Warszawskiej. Podczas spotkania o regulacjach prawnych związanych z poszukiwaniem i wydobywaniem gazu ze złóż oraz o wpływie zasobów gazu na polską politykę klimatyczną mówili prof. Andrzej Kraszewski, minister środowiska i dr Henryk Jacek Jezierski, podsekretarz stanu w MŚ, Główny Geolog Kraju.

Gaz uwięziony w skałach ilastych, czyli shale gas (od angielskiej nazwy skały, z którą jest związany, czyli łupka ilastego) oraz złoża zawierające błękitne paliwo w izolowanych, trudno dostępnych porach skalnych (tzw. tight gas) stały się bardzo popularne wśród inwestorów. Wielkie koncerny naftowe m.in. w USA, Kanadzie, Australii i Europie (Niemcy, Szwecja, Węgry) już od dawna interesują się perspektywami występowania tego gazu i prowadzą poszukiwania jego złóż. W ostatnim czasie inwestorzy intensywnie przygotowują się do poszukiwań także w Polsce.

- To, co określamy w tej chwili największą polską nadzieją w dziedzinie energetyki - możliwość pozyskiwania gazu łupkowego, jako pierwotnego źródła energii - może mieć ogromny wpływ na naszą politykę klimatyczną – powiedział minister Kraszewski. - Z ogromną nadzieją patrzymy na ten projekt, który być może pozwoli nam w znacznie większym stopniu zwiększyć nasze ambicje dotyczące redukcji emisji.

Celem konferencji, zorganizowanej przez Ministerstwo Spraw Zagranicznych RP, Ambasadę Stanów Zjednoczonych Ameryki w Warszawie i Politechnikę Warszawską, była ocena potencjalnych polskich zasobów, perspektyw ich wydobywania oraz wpływu gazu łupkowego na bezpieczeństwo energetyczne Polski i Europy. Jej uczestnicy podczas paneli tematycznych rozmawiali m.in. o planach poszukiwania gazu przez firmy amerykańskie i prawdopodobnym terminie potwierdzenia opłacalności wydobywania

gazu z łupków w naszym kraju. Zapoznali się również z informacjami na temat amerykańskich doświadczeń w zakresie rozwoju gazu z łupków bitumicznych. Omówione zostały kwestie wydobycia tego surowca oraz jego wpływu na całkowite zasoby amerykańskiego gazu ziemnego. Kolejnym podjętym tematem były potencjalne skutki – w skali lokalnej, krajowej i europejskiej – ewentualnego wydobycia gazu z łupków na skalę przemysłową w Polsce.

Czy gaz dotychczas uwięziony w skałach może stanowić nowy potencjał także dla Polski? W ocenie Głównego Geologa Kraju dr. Henryka Jacka Jezierskiego najbliższe kilka lat przyniesie dane z wierceń, które pozwolą odpowiedzieć na to pytanie.

W konferencji wzięli udział także: Specjalny Wysłannik Sekretarza Stanu USA Ambasador Richard Morningstar, Zastępca Dyrektora Generalnego DG Energia Komisji Europejskiej Fabrizio Barbaso, minister spraw zagranicznych Radosław Sikorski, podsekretarz stanu w Ministerstwie Gospodarki Joanna Strzelec-Łobodzińska oraz przedstawiciele amerykańskich firm zainteresowanych rozwojem niekonwencjonalnych zasobów gazu w Polsce, środowisk akademickich i biznesu.

W nawiązaniu do publikacji pt. „Nie wolno wyprzedawać złóż gazu” zamieszczonej w dzienniku Polska The Times w dniu 10.03.2010 r. Ministerstwo Środowiska opublikowało na swoich stronach internetowych wyjaśnienia, w których wskazano m.in.: „Polska musi być otwarta na inwestorów sektora gazowego. Nie mamy ani technologii ani takich środków publicznych, aby samemu udokumentować „gaz w łupkach”.

(...)

Minister Środowiska udziela koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie kopalin ze złóż wszystkim podmiotom, które spełniają wymagania polskiego prawa. W grupie tej znajdują się zarówno podmioty polskie, jak i podmioty z kapitałem zagranicznym. Zdecydowana większość koncesji na ropę naftową i gaz ziemny jest w posiadaniu firm polskich.

Z obowiązujących 210 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów (stan na 1.03.2010 r.) ponad połowa należy do firm polskich, a z 224 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu, aż 222 koncesji zostało udzielonych na rzecz polskich podmiotów (z czego aż 216 należy do PGNiG SA). Nie można więc mówić, że firmy zagraniczne przejmują polskie złoża.

Tzw. „dyrektywa węglowodorowa” nakazuje równe traktowanie wszystkich podmiotów, bez preferencji dla polskich firm. Członkostwo Polski w UE zobowiązuje nas do przestrzegania tych regulacji.

(...)

Minister Środowiska udzielił 50 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów typu shale gas i tight gas.

Koncesje te nie uprawniają do wydobywania gazu, który tak naprawdę nie został jeszcze odkryty. Firmy ponoszą ryzyko poszukiwań i wszelkie koszty operacyjne, nie mając gwarancji odkrycia nowych złóż. Koszty specjalistycznych prac poszukiwawczych sięgają setek milionów złotych i będą ponoszone jedynie przez zainteresowane podmioty i na ich własną odpowiedzialność.

Skarb Państwa natomiast nie musi płacić za te badania, będąc i tak właścicielem ewentualnie odkrytych złóż. Sytuacja pokazuje zatem, że w żaden sposób Skarb Państwa nie pozbywa się „dóbr narodowych” i ma nad nimi odpowiednią kontrolę.

Nie można również przyznać racji pomysłowi, by państwo płaciło za nowe technologie dla przemysłu gazowego, korzystając z pieniędzy publicznych zgromadzonych w Narodowym Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (subfunduszy: geologicznego i górniczego).

Próba przeznaczenia tych środków dla konkretnego podmiotu polskiego np. PGNiG SA byłaby przejawem niedozwolonej i zakazanej pomocy publicznej.

Ponadto fundusze te są dość ograniczone i z pewnością nie pokryłyby one wydatków związanych z nowymi technologiami w wydobywaniu niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Środki publiczne polskiej geologii wystarczyłyby bowiem na wykonanie jednego wiercenia, co obrazuje możliwości takiego wsparcia.

(...)

Zarówno firmy polskie, jak i środowiska naukowe nie potrafią dziś same zaproponować technologii wydobycia niekonwencjonalnych złóż węglowodorów, która stosowana jest w praktyce jedynie przez firmy amerykańskie.

(...)

Ponadto również zarzut, że „firmy pozyskują od nas informację geologiczną za darmo” jest nieprawdziwy. Ponoszą one bowiem koszty wszystkich prac badawczych, uzyskując najnowsze dane geologiczne (informację geologiczną), która później będzie stanowić zasób polskiej geologii. Zyskujemy więc „świeże” dane sami nie ponosząc za nie kosztów.”

VI. PODSUMOWANIE

1. W jedynym przetargu w tym okresie (20.06.2007r.) udzielono 14 koncesji i użytkowań górniczych. W trybie bezprzetargowym udzielono w tym okresie 96 koncesji i użytkowań górniczych na poszukiwanie i rozpoznawanie, dokumentowanie złóż węglowodorów. (Łącznie jest udzielone 216 koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż węglowodorów, z tego 110 w latach 2007-2010).

Ogółem udzielono na:

- złoża konwencjonalne gazu i ropy naftowej - 159 (w części zakres sporny)
- złoża wyłącznie niekonwencjonalne gazu i ropy naftowej - 11
- łącznych koncesji na konwencjonalne i niekonwencjonalne złoża węglowodorów - 40.

Jak podaje Ewa Zalewska z Ministerstwa Środowiska²²: „Na podstawie udzielonych przez Ministra Środowiska 11 koncesji dwie firmy z kapitałem amerykańskim (Exxon-Mobil Exploration and Production Poland Sp. z o.o. i Mazovia Energy Resources Sp. z o.o.) oraz jedna z kapitałem australijskim (Strzelecki Energia Sp. z o.o.) prowadzą poszukiwania jedynie niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego (shale gas). Ponadto 14 podmiotów z kapitałem polskim, amerykańskim, kanadyjskim, brytyjskim oraz australijskim posiada 40 koncesji udzielonych przez Ministra Środowiska na łączne poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów konwencjonalnych i niekonwencjonalnych.”

Udzielonych jest także 22 koncesje „łączne” na rozpoznawanie, a następnie wydobywanie węglowodorów (8PGNiG, 13RWE i 1 FX Energy). Teoretycznie na obszarach koncesyjnych, na których udzielono koncesji jedynie na poszukiwanie i rozpoznawanie „konwencjonalnych” złóż gazu i ropy naftowej można by udzielić koncesji odrębnych innym podmiotom na złoża niekonwencjonalne, a więc w łupkach i t.zw. gaz zamknięty. Z geologicznego punktu widzenia najczęściej wyróżniamy następujące rodzaje złóż gazu niekonwencjonalnego: gaz z dużych głębokości (deep gas), gaz zamknięty (tight gas), gaz z łupków (shale gas), metan pokładów węgla (coal bed methane) i hydraty gazowe. Jednak część koncesjonariuszy uważa, że ma szersze uprawnienie, z wcześniejszych koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu i ropy naftowej wydanych bez sprecyzowania jakiego gazu w w/w znaczeniu dotyczy.

2. Koncesji udzielono na okres od 5 do 5 lat i 6 m-cy pod roboty geologiczne w tym sejsmikę 2 i 3D oraz odwierty i sporządzenie dokumentacji geologicznej złóż. Jednocześnie zawierano do każdej koncesji umowy użytkowania górniczego zgodnie z art. 9 w zw. z art. 7 ust. 2 aktualnie obowiązującego prawa geologicznego i górniczego z 4 lutego 1994 r.

Zgodnie z art. 10 ust. 1 w zw. z art. 83 aktualnego pggig ustanowienie użytkowania górniczego następuje w drodze umowy za wynagrodzeniem, pod warunkiem uzyskania koncesji, a dla węglowodorów w drodze przetargu (patrz wyżej). Oznacza to - jak się wydaje - znaczną swobodę stron w ustalaniu zarówno wielkości ekwiwalentu czerpania pożytków ze złoża Skarbu Państwa, jak i sposobu jego uiszczania. Swoboda ta nie może jednak być utożsamiana z dowolnością. Przesłanką wpływającą na wysokość wynagrodzenia powinna być, poza wielkością przestrzeni objętej użytkowaniem, w szczególności treść wspomnianego prawa podmiotowego. W zależności od sytuacji może ona zaś obejmować albo tylko możliwość używania wspomnianej przestrzeni (np. w celu przeprowadzenia prac geologicznych), albo także uprawnienie do pobierania znajdujących się w jej granicach pożytków (w przypadku wydobywania kopaliny).

W pewnych przypadkach wysokość wynagrodzenia może być uzależniona od stanowiska podmiotu ubiegającego się o nabycie prawa użytkowania górniczego. Stosownie bowiem do brzmienia art. 11 ust. 1 pr.g.g. ustanowienie użytkowania górniczego może być poprzedzone przetargiem. Z treści ust. 2 tego przepisu wynika z kolei, że z pewnymi wyjątkami, które można pozostawić na uboczu (zob. komentarz do tego przepisu), ustanowienie użytkowania górniczego, obejmującego poszukiwanie, rozpoznawanie lub wydobywanie gazu ziemnego, ropy naftowej oraz jej naturalnych pochodnych, a także metanu z węgla kamiennego, poprzedza się przetargiem.

Jak już wskazano powyżej w trybie jedynego przetargu udzielono tylko 14 koncesji ze 110 w latach 2007 – 2010. W prawie wszystkich przypadkach – poza jednym – na jeden obszar koncesyjny przypadł jeden wniosek i cena użytkowania górniczego na taki jeden obszar c.a. 800 – 1100 km wynosiła 203-210 zł/km².

²² Przegląd Geologiczny, vol. 58, nr 3, 2010, Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów w Polsce w tym shale gas i tight gas

Ewa Zalewska i Marcin Szuflicki z Departamentu Geologii i Koncesji Geologicznych w 2007 r.²³ pisali, iż w celu uzyskania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w trybie bezprzetargowym, firma składa wnioski koncesyjne, do którego załącza projekt prac geologicznych, określający sposób, zakres i harmonogram prowadzenia prac. Przed złożeniem wniosku firma ma prawo do nieodpłatnego zapoznania się z informacją geologiczną dotyczącą wnioskowanego rejonu badań, do której prawa przysługują Skarbowi Państwa. Koncesja na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów, w praktyce w zależności od ilości i rodzaju prac, udzielana jest na okres kilku lat, a obszar nią objęty nie może być większy niż 1200 km². Przedsiębiorca, który uzyskał koncesję, uiszcza za prowadzenie takiej działalności opłatę ustaloną jako iloczyn stawki opłaty (aktualnie 203 zł) i ilości kilometrów kwadratowych terenu objętego koncesją. Koncesję wydaje się po zasięgnięciu opinii właściwego wójta, burmistrza lub prezydenta miasta.

3. Zgodnie z art. 23 pgig zastrzeżono, że powierzchnia terenu, na którym na podstawie jednej koncesji mogą być wykonywane prace, o których mowa w przepisie, nie może przekroczyć 1.200 km². W praktyce na dzień sporządzania informacji udzielono koncesji i użytkowań górniczych na znaczną większość obszarów potencjalnego występowania gazu w łupkach na łącznie c.a. 120.000 km² w drodze 130 koncesji (w tym niektóre sporne co do zakresu przedmiotowego). Oznacza to, że praktycznie uwzględniając złożone wnioski koncesyjne (sprawy w toku), obszary koncesyjne występowania łupków zostały już rozdysponowane. Koncesje te wydane na okres przeciętnie 5 lat dają prawo do ubiegania się o koncesje eksploatacyjne i przedłużenie umów użytkowni a górniczego (bądź zawarcia nowych) bezprzetargowo. Przedsiębiorcy, którzy uzyskali koncesje, mogą przez 5 lat prowadzić rozpoznania i dokumentowanie złóż, a następnie przez kolejne 5 lat dysponować informacją geologiczną (wydzierżawiać) bądź rozpocząć eksploatację złóż na podstawie koncesji uzyskiwanych z tytułu pierwszeństwa. Przez okres, w którym przedsiębiorcy prowadzą działalność w ramach udzielonych koncesji i przez 5 lub 2 kolejne lata Skarb Państwa nie może dysponować informacjami geologicznymi ani w praktyce zmieniać warunków koncesji i użytkowania górniczego na danych terenach koncesyjnych.

Trzeba postawić pytania:

1. Kto rozstrzyga i na jakiej podstawie, którą i komu informację geologiczną, dokumentację geologiczną (jej dane) udostępnić nieodpłatnie w przypadku przedsiębiorców zajmujących się działalnością geologiczną i górniczą, przed ich przystąpieniem do przetargów lub złożeniem wniosków.
2. Na jakiej podstawie Minister Środowiska ustalił treść par. 7 Rozporządzenia z dnia 21.06.2005 r. w sprawie przetargu na nabycie prawa użytkowania górniczego.
3. Jaką informację geologiczną w rozumieniu art. 47 ust. 2 i 4 pkt 1 pgig udostępniał Minister Środowiska przedsiębiorcom przed udzieleniem koncesji / użytkowania górniczego lub przed złożeniem wniosku o koncesję / użytkowanie górnicze na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów
4. Kto i na jakiej podstawie ustalał i wskazywał cenę użytkowania górniczego za 1 km² poczynając od 2007 r. dla potrzeb udzielania użytkowania górniczego obszarów na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów.
5. Kto i w jakim trybie rozstrzygał lub decydował o pozostawieniu dla trybu bezprzetargowego obszarów koncesyjnych zlokalizowanych w rejonach występowania wstępnie udokumentowanych potencjalnych złóż gazu niekonwencjonalnego.
6. Kto i na jakiej podstawie decydował o warunkach składania wniosków koncesyjnych, w tym o minimalnych i maksymalnych terminach koncesji i zakresie robót geologicznych, które muszą być wykonane (standard 5 lat, a nie np. 3, mając na uwadze zakres – jedno, dwa 2D, 3D, jeden odwiert).

²³ WNG Tom 24 zeszyt 1 2007

7. Kto i w jakim trybie oceniał / opiniował cenę (royalty) z tytułu użytkowania górniczego, wskazywaną we wniosku składanym w trybie bezprzetargowym, dla poszukiwania i dokumentowania złóż węglowodorów oraz rozstrzygał o jej przyjęciu (czy były przypadki odrzucenia wniosku z tego tytułu)
8. Jakie badania, raporty, oceny zostały wykonane lub zlecone do wykonania państwowej służbie geologicznej lub administracji geologicznej bądź państwowym jednostkom badawczym, w tym Instytutom PAN, PINiG, PIG, poczynając od drugiej połowy 2007 r., gdy pojawiły się informacje o udokumentowanych potencjalnych złożach gazu niekonwencjonalnego i wystąpiło zainteresowanie przedsiębiorców tymi złożami w Polsce, zaczęto składać wnioski koncesyjne.
9. Czy PIG przekazywał w jakiejś postaci dane dotyczące wstępnego udokumentowania potencjalnych złóż gazu niekonwencjonalnego i czy został ustalony zasób informacji geologicznej w tym zakresie, w tym czy wyegzekwowano przekazanie danych służbie geologicznej zgodnie art. 47 ust. 6 w zw. z ust. 1 i art. 32-36 pgig.
10. Czy istnieje, w świetle udzielonych koncesji i użytkowań górniczych na rozpoznawanie złóż węglowodorów, możliwość przeprowadzenia przetargów na ich eksploatację, w przypadku udokumentowania takich złóż, pomimo prawa pierwszeństwa przedsiębiorcy, który złożę udokumentował, bądź możliwość ustalenia ceny użytkowania górniczego w oparciu o kryteria kalkulacyjne lub rynkowe.
11. Jakie przesłanki kierowały projektodawcą nowego pgig przy niepełnej implementacji Dyrektywy 22 WE.
12. Jaką politykę w zakresie warunków koncesji na eksploatację węglowodorów będzie stosował organ koncesyjny.

sporządził
r.pr. A.Kozieł

ZAŁĄCZNIKI:

nr 1 - Wykaz bloków na podstawie Komunikatu Rządu Rzeczypospolitej Polskiej dotyczącego Dyrektywy 94/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 30 maja 1994 r. w sprawie warunków przyznawania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów http://www.mos.gov.pl/g2/big/2009_03/7190ba83e4ab35ccb4e96360d080c596.pdf; oraz Współrzędne obszarówkoncesyjnychhttp://www.mos.gov.pl/g2/big/2009_03/7195390bcb5656b0cbfd171e99f51675.pdf

nr 2 – Zestawienie wielkości zasobów wydobywalnych gazu ziemnego ze złóż gazowych oraz złóż ropnych i kondensatowych z uwzględnieniem stopnia ich rozpoznania i stanu zagospodarowania – http://www.pgi.gov.pl/surowce_mineralne/gaz_ziemny.htm

nr 3 – Mapa koncesji na poszukiwanie niekonwencjonalnego gazu ziemnego (shale gas) – http://www.mos.gov.pl/g2/big/2010_01/9fce65e578607b7bff2e1b00af785507.jpg

nr 4 – Mapa Ministerstwa Środowiska przedstawiająca występowanie struktur o potencjalnie możliwych złożach gazu niekonwencjonalnego www.pawel.poprawa@pgi.gov.pl

nr 5 – Literatura (wybór)

1. US Department of Energy, "Modern shale gas development in the United States," April 2009, p.17.
2. Тихая газовая революция «Известия», 15 марта 2010
3. Конкуренты координируются «Коммерсант», 25 марта 2010
4. Альтернатива «Газпрому» «Ведомости», 10 марта 2010
5. «Сланцевая» атака на "Газпром"
6. В Европе запрещают дорогой газ «Коммерсантъ», 26 марта 2010
7. 7,0 7,1 7,2 Сланцевый газ: революционный энергоисточник или мыльный пузырь? // UA Energy, 30 listopada 2009
8. GFZ, Gas shales in Europe
9. David Jolly, "Europe starting search for shale gas," International Herald Tribune, 22 sierpnia 2008, dostęp 18 marca 2009
10. Peggy Williams, "Europe needs home-grown gas," E&P, 25 września 2009, dostęp 25 October 2009
11. Bloomberg, "Gazprom takes a look at U.S. shale-gas producer," Moscow Times, 22 października 2009
12. Reuters, Conoco sees promise in Polish shale gas-exec, 9 September 2009
13. New York Times, 22 August 2008
14. Louise S. Durham, "Poland Silurian shale ready for action," AAPG Explorer, February 2010, p.14-18
15. Shale Gas Primer 2009.pdf
16. Unconventional gas shales: development, technology, and policy issues.(Congressional Research Service)(Report): An article from: Congressional Research Service (CRS) Reports and Issue Briefs by Anthony Andrews, Peter Folger, Marc Humphries, and Claudia Copeland (Digita) — 2010
17. Katelyn M. Nash (Editor). Shale Gas Development: Nova Science Pub Inc, 2010 ISBN-10 161668545X , ISBN-13 978-1616685454
18. Eve S. Sprunt E.S.: Natural Gas - Image vs, Reality. Journal o Petroleum Technology, February 2006
19. Report of Programme Committee B IGU. Strategy, Economy and Regulation. 23d World Gas Conference, Amsterdam 2006
20. Siemek J., Nagy S., Rychlicki S.: Estimation of natural - gas consumption in Poland based on the logistic - curve interpretation. Applied Energy 75, 2003
21. NATURAL GAS AS THE FUEL OF XXI CENTURY - FACTS AND DILEMMAS prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki, Akademia Górniczo - Hutnicza w Krakowie, prof. dr hab. inż. Jakub Siemek, Akademia Górniczo - Hutnicza w Krakowie
22. „Rynek Energii” - nr 6/2006 Eugeniusz Mokrzycki, Alicja Uliasz-Bocheńczyk Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
23. Nieć M., Jędrzejewska A., Sałaciński R., Stefanowicz J., Uberman R., Problemy prawa geologicznego i górniczego oraz możliwe i niezbędne kierunki jego zmian, Przegląd Geologiczny v 55 nr 2, s. 107-113
24. Opinia merytoryczna do projektu ustawy – Prawo geologiczne i górnictwo (druk sejmowy nr 1696); Elżbieta Berkowska – specjalista ds. systemu gospodarczego, Zdzisław Wołodkiewicz-Donimirski – specjalista ds. systemu gospodarczego 30.06.2009
25. Krzysztof Szamałek, Gospodarka Surowcami Mineralnymi, Tom 24, zeszyt 4/4, s. 419
26. Ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny, Dz.U.64.16.93 ze zm.
27. Uwagi szczegółowe załączone do uchwały Prezydium Komitetu ZGSM PAN do projektu ustawy Prawo geologiczne i górnictwo przyjętych na posiedzeniu w dniu 6 marca 2008 r.
28. Konwencja sporządzona w Helsinkach dnia 9 kwietnia 1992 r. o ochronie środowiska morskiego obszaru Morza Bałtyckiego (Dz.U.00.28.346)
29. Konwencja o szelfie kontynentalnym sporządzona w Genewie dnia 29 kwietnia 1958 r. (Dz.U.64.28.179)
30. K. Kołakowski K., 2001 - Komentarz do kodeksu cywilnego. Księga trzecia. Zobowiązania, pod red. G. Bieńka, t. 2, LexisNexis, Warszawa, 1948
31. Ignatowicz J., Stefaniuk K., 2000 - Prawo Rzeczowe (wyd. X), LexisNexis, Warszawa, 344.
32. Rozporządzenie Prezydenta RP z dnia 29 listopada 1930 r. (Dz.U. Nr 85 poz 654 ze zm.)
33. Jędrysek M.O., 2008b, Geologia i Górnictwo w Polsce z Punktu Widzenia Głównego Geologa Kraju (2005-7) Wybrane Zagadnienia Od Komisji Karszowej do Dziś, Kopaliny 2/2008
34. Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego – zachodnie doświadczenia oraz obecne perspektywy poszukiwań w Polsce Paweł Poprawa w-wa 27.01.2010 r.

35. *Gaz ziemny w polityce energetycznej Polski i Unii Europejskiej*, S.Rychlicki, J.Siemek, *Polityka Energetyczna* tom 11 z/1 2008
36. *Środowiskowe aspekty produkcji gazu ziemnego z niekonwencjonalnych złóż* J.Macuda *Przegląd Geologiczny* vol. 58 nr 2010
37. *Perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w skałach ilastych (shale gas) oraz gazu ziemnego zamkniętego (tight gas) w Polsce*, *Biuletyn PIG* 429: 145-152,2008
38. *Rola gazu ziemnego w polityce energetycznej państwa*, M.Kaliski, *Ministerstwo Gospodarki, Departament Ropy i Gazu*, W-wa 27.01.2010 r.
39. *Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego* J.Zagórski *Przegląd Geologiczny* vol. 58 nr 2010
40. *Gospodarka pierwotnymi nośnikami energii w Polsce a ochrona środowiska przyrodniczego* E.Mokrzycki, A.Uljasz-Bocheńczyk, *Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN Kraków* tom 11 2009
41. *Strategia poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach* J.Hadro *Przegląd Geologiczny* vol. 58 nr 3 2010
42. *Kierunki badań w dziedzinie geologii surowcowej na lata 2009-2015* *Ministerstwo Środowiska* 20.02.2009 r.
43. *Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim* P.Poprawa *Przegląd Geologiczny* vol. 58 nr 3 2010