

Gaz łupkowy (Shale Gas) — strategia dla Polski do 2025 r.



Wiesław Witek



Paweł Budak

Streszczenie

W artykule przedstawiono scenariusz rozwoju projektu poszukiwania i przyszłej eksploatacji gazu łupkowego w Polsce na tle uwarunkowań technicznych, środowiskowych oraz ekonomicznych. Scenariusz ten określono w perspektywie do roku 2025, a więc w czasie, kiedy realne wydobycie i dystrybucja gazu łupkowego staną się możliwe biorąc pod uwagę szereg uwarunkowań rynkowych a nawet politycznych. Należy zaznaczyć, że proponowana strategia stanowi niezależny pogląd FK WES na kwestie, wokół których toczy się w Polsce aktualnie dyskusja nie tylko polityczna ale również merytoryczna. Głównym nurtem tej dyskusji jest kwestia czy Polska może się stać nie tylko niezależnym producentem gazu ziemnego, ale również graczem na rynku gazu biorąc pod uwagę potencjalne zasoby i możliwości wydobycze.

Informacje zawarte w niniejszym artykule oparte są na materiałach archiwalnych PIG, jak również na opracowaniu Departamentu Energii Rządu USA. Może wydawać się, że artykuł prowokuje do bardziej krytycznej i otwartej dyskusji środowiska specjalistów, tzn. geologów, wiertników i naftowców, wokół problemów gazu łupkowego w Polsce, ale jeżeli merytoryczna i otwarta dyskusja będzie wynikiem tego artykułu to cel, jaki stawia sobie FK WES będzie spełniony.

Gaz łupkowy jest nie tylko wielką szansą dla Polski, ale przede wszystkim jest bezcennym skarbem narodowym, który może stać się kołem napędowym polskiej gospodarki tak jak kiedyś ropa naftowa na Morzu Północnym stała się napędem dla gospodarki norweskiej.

1. Trochę historii

Aktualnie w Polsce toczy się dyskusja na temat potencjalnych możliwości Polski w wydobyciu gazu ziemnego, w tym głównie gazu z łupków paleozoicznych dolnego syluru i ordowiku.

Głównymi pytaniami, jakie pojawiają się w prasie, jak również wśród specjalistów są

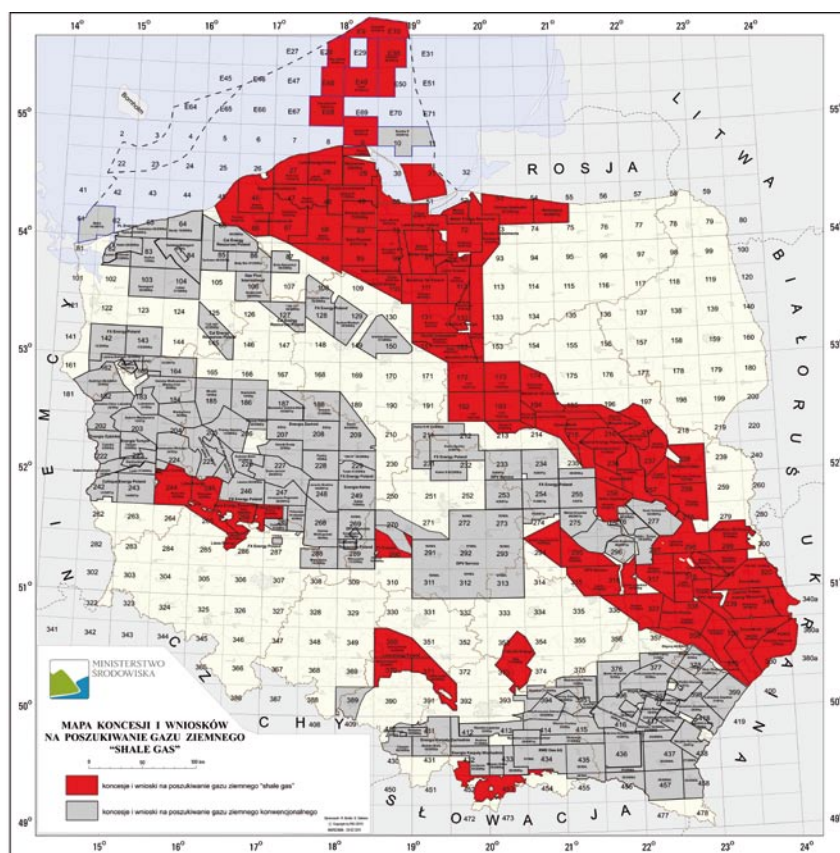
m.in.:

- Czy gaz łupkowy w Polsce w ogóle istnieje?
- Ile tego gazu Polska posiada, tzn. czy możemy być niezależni od importu?
- Czy konkurencja na rynku gazu pozwoli na ekonomiczną eksploatację gazu łupkowego?
- Czy istnieją ograniczenia techniczno-środowiskowe, które mogą uniemożliwić poszukiwanie, a następnie eksploatację gazu z łupków sylursko-ordowickich?

Pytań jest o wiele więcej, o czym świadczy liczba artykułów, jakie ukazują się w prasie polskiej i zagranicznej na ten temat.

Podstawowym pytaniem postawionym powyżej jest oczywiście pytanie dotyczące obecności gazu w łupkach oraz ewentualnych zasobów tego gazu. Nie jest żadną tajemnicą, że w otworach wierconych na przestrzeni ostatnich 40 lat w Basenach Bałtyckim, Podlaskim i Lubelskim przewiercano utwory dolnego paleozoiku, czyli syluru i ordowiku, tak na lądzie jak i na Morzu Bałtyckim. Układ udzielonych koncesji poszukiwawczych na terenie tych basenów przedstawiono na rys. nr 1. Szacuje się, że w sumie odwiercono ponad 50 otworów, które wykazywały stosowne zgazowanie notowane wówczas przy pomocy dość prymitywnej techniki (lampa Wood'a) z uwagi na brak odpowiedniej aparatury tzw. mud logging, którą używa się aktualnie powszechnie w trakcie wiercenia otworów poszukiwawczych w Polsce.

Zgazowania notowane w otworach, szczególnie tzw. IG, wierconych na zlecenie Państwowego Instytutu Geologicznego przez firmy polskie, w tym PG Warszawa oraz firmy Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło, Kraków, Piła i Wołomin były często opróbowane tzw. Rurowymi Próbnikami Złoża, nie mniej jednak wynik tych opróbowień był raczej negatywny w tym sensie, że badanie stwierdzało obecność gazu natomiast nie uzyskiwano tzw. przemysłowego przyływu do próbnika. Brak takiego przyływu był oczywisty z uwagi na bardzo niskie właściwości



Rys. 1. Mapa koncesji na poszukiwanie „shale gas”

kolektorskie łupków (porowatość i przepuszczalność). W tym czasie nie znano technologii szczelinowania w odniesieniu do skały łupkowej, jak również nie wymyślono jeszcze tej technologii, w związku z czym trudno było mówić o efektach dopływu gazu ze złoża. Dla historycznego przypomnienia jako bardzo dobry przykład istnienia zgazowania notowanego w łupkach sylurskich i ordowickich można podać otwór łopiennik IG-1 wiercony w latach 70-tych przez PG Warszawa w Basenie Lubelskim.

Wiedza na temat gazoności łupków dolnego paleozoiku w Polsce była i jest. Nie ma więc dylematu czy łupki zawierają gaz czy go nie zawierają. W tym miejscu należy jednoznacznie stwierdzić i przeciąć wszelkie spekulacje.

„Polska jest zagłębiem gazowym biorąc pod uwagę zasoby gazu zawarte w utworach dolnego paleozoiku”.

Jakie są zasoby tego gazu okaże się to w ciągu najbliższych 5 - 10 lat.

Dla potwierdzenia powyższych stwierdzeń należy w tym miejscu wskazać na wiele źródeł tak polskich (głównie PIG) jak i zagranicznych. Jednym z najważniejszych jest raport Departamentu Energii Rządu USA z kwietnia 2011 p.t. *“WORLD SHALE GAS RESOURCES: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States”*. W raporcie tym podano m.in. podstawowe dane i aktualne fakty dotyczące problemów związanych z poszukiwaniem gazu łupkowego w Polsce, w tym prognozy dotyczące zasobów „in-situ” tzw. ryzykownych, jak również zasobów również ryzykownych, ale technicznie wydobywalnych. Nie będę odnosił się do tych liczb, ponieważ są one niewyobrażalne, natomiast można stwierdzić, że gdyby nawet podzielić te liczby przez 10 to byłyby to wartości bardzo duże.

Raport, o którym powyżej mowa oparty jest przede wszystkim na informacjach zawartych w artykułach napisanych przez polskich specjalistów geologów, geofizyków i innych publikowanych w znanych wydawnictwach naukowych i popularno-naukowych. Niektóre publikacje datowane są nawet na styczeń 1998 r. (*Journal of Petroleum Geology* 21, 1).

Reasumując, wiedza na temat istnienia gazu łupkowego w Polsce ma już dobre kilkadziesiąt lat, ale podobnie jak w USA długo nie była spożytkowana ze względów czysto technicznych (technologia udostępniania gazu – szczelinowanie).

2. Problemy techniczno-środowiskowe

2.1. Wiercenie za gazem konwencjonalnym a niekonwencjonalnym – różnice

Mówiąc o gazie konwencjonalnym mówimy o gazie wydobywanym ze złóż mających dobre

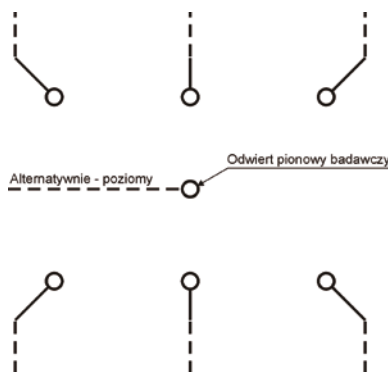
albo bardzo dobre właściwości kolektorskie, tzn. przepuszczalność i porowatość. Są to najczęściej utwory piaszczyste lub węglanowe typu porowego lub szczelinowe.

Gaz łupkowy określany jest jako gaz niekonwencjonalny ze względu na sposób kumulacji w skałe macierzystej jaką są mułowce, pospolicie zwane łupkami. W związku z tym istnieją zasadnicze różnice w technice poszukiwania i udostępniania gazu biorąc pod uwagę te dwa ośrodki skalne.

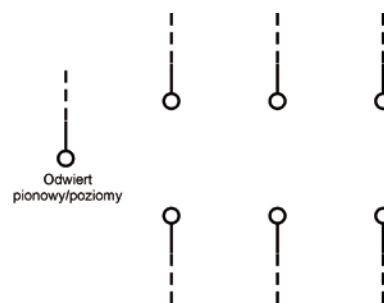
Poszukiwanie złóż konwencjonalnych realizowane jest zasadniczo otworami pionowymi, aczkolwiek możliwe jest również stosowanie otworów poziomych lub wielopoziomowych w zależności od struktury, miąższości i wielkości złoża oraz tektoniki. Poszukiwanie i rozwiercanie złóż gazu łupkowego może być oczywiście również realizowane otworami pionowymi, ale dla uzyskania dobrego efektu ekonomicznego udostępnienie złóż otworami poziomymi jest jedynym racjonalnym rozwiązaniem.

Wiercenia poziome muszą być prowadzone grupowo, czyli innymi słowy z jednego placu wykonuje się kilka a nawet kilkanaście otworów poziomych. Liczba otworów z jednego placu, tzw. PAD DRILLING, zależy od struktury złoża oraz jego głębokości zalegania. Na rys. nr 2 a, b, c przedstawiono typowy układ otworów poziomych w systemie Pad Drilling, jaki może mieć zastosowanie na złożach gazu łupkowego w Polsce. Układ taki wyróżnia się szczególnie tym, że azymut odcinka poziomego otworu musi być ukierunkowany prostopadłe do potencjalnych szczelin, które powstaną w procesie szczelinowania skały lub innymi słowy zgodnie z kierunkiem najmniejszych naprężeń głównych górotworu.

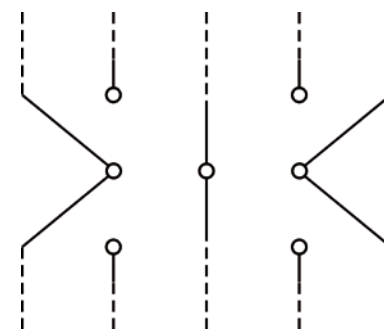
Dруга zasadnicza różnica polega na tym, że odcinek złożowy otworu wierconego w łupkach (pionowy lub poziomy) musi być perforowany i szczelinowany z zastosowaniem specjalnych płynów szczelinujących o zróżnicowanym chemizmie w zależności od składu mineralicznego łupków, a szczeliny muszą być podsadzane piaskiem o wyselekcjonowanej granulacji.



Rys. 2a. Schemat wiercenia grupowego 7 otworów z placu



Rys. 2b. Schemat wiercenia grupowego 7 otworów z placu



Rys. 2c. Schemat wiercenia grupowego 7 – 9 otworów z placu

W tym miejscu należy nadmienić, że złoża konwencjonalne też podlegają zabiegom szczelinowania, ale technologia stosowana w tym wypadku jest odmienna w stosunku do szczelinowania łupków (ilość i rodzaj wtłaczanego płynu). W przypadku szczelinowania łupków ilość płynu szczelinującego zastosowanego w otworze poziomym o długości odcinka poziomego ok. 1500 m może wynosić nawet 50 000 m³. Mówimy wtedy o tzw. Massive Frac, czyli zmasowanym szczelinowaniu. Często wywołanie efektu powstania szczeliny wymaga tłoczenia płynu pod ciśnieniem ponad 1000 bar, co w powiązaniu z wydatkiem tłoczenia na poziomie 10 -15 m³/min wymaga stosowania agregatów pompowych o mocy nawet 20 000 KM.

Ponadto na etapie eksploatacji złóż gazu łupkowego może zachodzić potrzeba zapuszczenia rurek wydobywczych 2 3/8" lub 2 7/8" w przypadku zawadniania się złoża w czasie jego eksploatacji. Zapuszczenie takich rurek musi odbywać się pod ciśnieniem przy zastosowaniu jednostki *Snubbing Unit* (SU). Można oczywiście zastosować CT bez użycia SU, ale wymaga to specjalnego zagłowiczenia oraz jest technologią droższą. Może być stosowana na etapie testów produkcyjnych.

Wydaje się, że fakty te w sposób bardzo poglądowy uwiadamiają różnice technologiczne i logistyczne pomiędzy dwoma sposobami udostępniania gazu.

2.2. Konstrukcja otworu za gazem łupkowym

Konstrukcje otworu dla udostępnienia gazu łupkowego są porównywalne do konstrukcji otworów konwencjonalnych powszechnie stosowanych w pracach poszukiwawczych za gazem i ropą naftową, z małymi wyjątkami. W tym wypadku do wyjątków tych należy sposób uzbrojenia kolumny rur produkcyjnych 5" lub 5 1/2" pod kątem zabiegu selektywnego szczelinowania i wywołania otworu. Typowa konstrukcja otworu poziomego dla gazu łupkowego przedstawiona jest na rys. nr 3 i składa się z następujących kolumn rur:

Schemat Nr 1:

- kolumna wstępna – 20" lub 18 5/8" – ok. 50 m c.d.w.
- kolumna przewodnikowa – 13 3/8" – ok. 500 – 1000 m c.d.w. (w zależności od rejonu)
- kolumna techniczna – 9 5/8" – ok. 1500 – 2500 m (strop syluru) c.n.z. w zależności od rejonu
- kolumna produkcyjna – 5" lub 5 1/2" o długości 4000 – 6000 m z odcinkiem poziomym od 1000 – 2500 m c.n.z. w zależności od rejonu

Alternatywnym rozwiązaniem konstrukcji otworu może być schemat zarurowania przedstawiony na rys. nr 4, który składa się z następujących kolumn rur:

Schemat Nr 2:

- kolumna wstępna – 18 5/8" lub 16" ok. 50 m c.d.w.

- kolumna przewodnikowa – 10 3/4" ok. 500 – 1000 m c.d.w. (w zależności od rejonu)
- kolumna techniczna – 7 5/8" ok. 1500 – 2500 m (strop syluru) c.n.z. w zależności od rejonu
- kolumna produkcyjna – 5" lub 4 1/2" o długości 4000 – 6000 m z odcinkiem poziomym od 1000 – 2500 m c.n.z. w zależności od rejonu.

Trzeba wyraźnie zaznaczyć, że schemat zarurowania nr 2 może być stosowany wyłącznie wtedy, kiedy będzie zagwarantowana stabilność ścian otworu (brak sypania łupków syluru górnego). Z kolei schemat nr 1 pozwala na zastosowanie kolumny awaryjnej 7 5/8" i zarurowanie otworu rurami produkcyjnymi o średnicy nawet 5 1/2". Warunkiem oczywiście jest zastosowanie rur 7 5/8" typu bezłączkowego, tzw. *Integral Connection*, na przykład FJL lub *Hydril*.

2.3. Konstrukcja i wielkość placu pod wiercenie grupowe

Jak już wskazano w rozdziale 2.1 rozwiercanie złoża z gazem łupkowym odbywa się wyłącznie otworami poziomymi rozmieszczonymi w różnych formach na jednym placu tzw. *Pad Drilling*. System rozmieszczenia otworów można przyrównać do grilla i stąd można spotkać w literaturze nazwę system grillowy.

Biorąc pod uwagę schemat rozmieszczenia otworów na rysunku nr 2 a,b,c można założyć odwiercenie dla jakiegokolwiek rejonu gazu łupkowego w Polsce minimum 7 otworów poziomych, w tym jednego z nich jako otworu pio-

nowego-badawczego z możliwością wykonania operacji *SideTrack*, czyli zbaczania i odwiercenia odcinka poziomego.

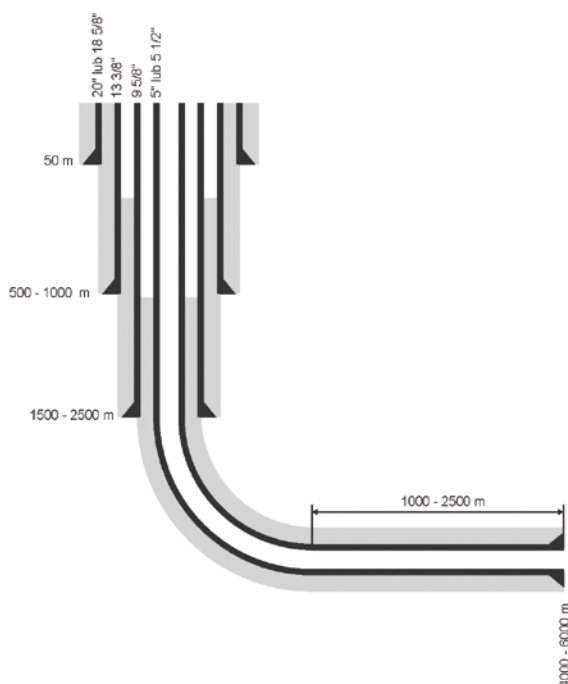
Wielkość placu pod wiercenie grupowe jest istotna z dwóch względów:

- wielkości urządzenia wiertniczego,
- skali prowadzonych zabiegów szczelinowania.

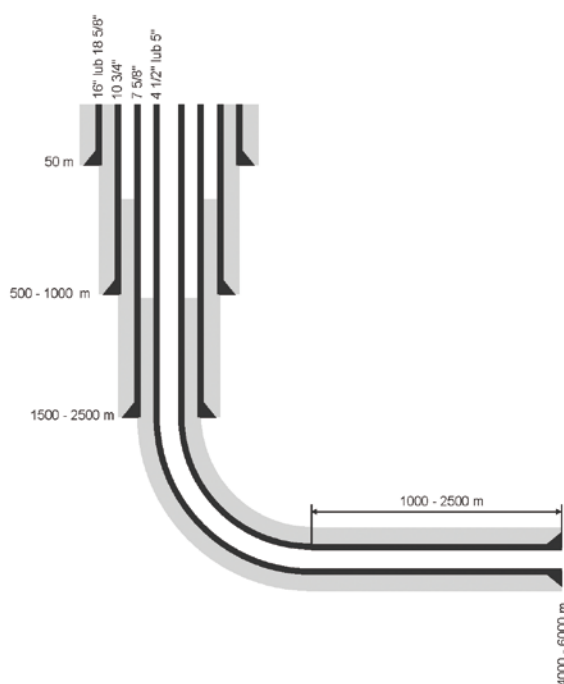
2.3.1. Wielkość urządzenia wiertniczego

Zakładając konstrukcje otworów wg zaproponowanych schematów nr 1 i 2 należy założyć, że główne wymagania dotyczące urządzenia wiertniczego powinny być następujące:

- Typ urządzenia, rodzaj napędu – kroczące, elektr. system VFD z możliwością podłączenia do sieci zawodowej
- Moc wyciągu – 1500 lub 2000 KM
- Max. udźwig na haku – 350 lub 450 Ton
- Ilość i moc hydrauliczna pomp płuczkowych – 3 szt. każda min. 1600 KM
- Pojemność systemu płuczkowego – min. 250 m³ + 150 m³ zapas
- Top Drive - moment i udźwig, rodzaj napędu – 75 kNm.500 Ton, elektryczny
- Klucz Rougneck, moment max. – 108 kNm, 3 1/2" - 9 1/2"
- Poziom hałasu – max. 80/50 dBA-1/50 m od źródła
- Systemy sterowania i kontroli – Soft Torque + Soft Pump system
- Prewentery, rozmiar, klasa ciśnienia – 13 5/8" x 70 MPa
- Diverter (w rejonach nierozpoznanych) – 21 3/4" x 14 MPa – uniwersalny



Rys. 3. Schemat konstrukcji otworu nr 1



Rys. 4. Schemat konstrukcji otworu nr 2

- Choke manifold, rozmiar, klasa ciśnienia – 4 1/16" x 70 MPa
- Przewód wiertniczy, rozmiar, klasa – 5" i 3 1/2" – S-135
- Pełny certyfikat ATEX i świadectwo zgodności z przepisami UE
- Wiek urządzenia – nowe lub nie starsze niż 5 lat

2.3.2. Skala prowadzonych zabiegów szczelinowania

Zabiegi szczelinowania dla otworów poziomych, szczególnie z odcinkami poziomymi o długości ponad 2000 m, będą wymagać wykonania zbiorników na zgromadzenie wody o pojemności nawet 70 000 m³. Taka pojemność zbiornika dyktuje zarazem zajęcie określonego placu poza obszarem, jaki jest niezbędny do postawienia i przesuwania urządzenia wiertniczego. Innym wyznacznikiem wielkości placu pod wiercenie grupowe – *Pad Drilling* – będzie ilość urządzeń technologicznych zgromadzonych jednorazowo na placu do wykonania zabiegu szczelinowania.

Biorąc pod uwagę czynniki, o których mowa w w/w punktach oraz względy bezpieczeństwa dla swobodnego i bezkolizyjnego poruszania się jednostek transportowych na placu należy założyć, że średnia minimalna wielkość obszaru dla wiercenia zbiorowego 7 otworów z jednego placu powinna wynosić ok. 35 000 m² plus drogi dojazdowe do placu. Jeżeli uwzględnimy fakt, że w/w wielkość placu dzieli się na 7 otworów, to średnia wielkość placu/1 otwór wynosi ok. 5 000 m².

Dla tej klasy urządzenia j.w. średnia wielkość placu przy wierceniu pojedynczego otworu wynosi ok. 15 000 m², a więc średnio wypada 3-krotnie więcej na otwór niż przy wierceniu grupowym. Inaczej rzecz ujmując można stwierdzić, że przy pojedynczych otworach wierconych z różnych placów sumaryczna wielkość tych placów wynosiłaby:

$$S = 7 \times 15\,000 = 105\,000\text{ m}^2 \geq 35\,000\text{ m}^2$$

Prawdopodobnie koszty jednostkowe wykonania placu/1 otwór będą rozkładać się podobnie. W takiej sytuacji komentarze na temat nadmiernej wielkości placu oraz kosztów jego przygotowania nie mają uzasadnienia.

Biorąc pod uwagę wszystkie czynniki, w tym środowiskowe (o czym będzie mowa w dalszych rozdziałach niniejszego artykułu) rozsądnym wydaje się konstrukcja placu wyłożonego asfaltem zamiast płytami betonowymi, tym bardziej, że plac taki będzie użytkowany przez okres eksploatacji otworów, tzn. minimum 15 lat. Nie bez znaczenia będzie również fakt, że po zakończeniu eksploatacji i likwidacji otworów plac może stanowić infrastrukturę dla innej działalności,

np. handlowej, mając już podłączoną wodę i kanalizację dla kontroli odpadów po szczelinowaniu.

Wydaje się, że przy dalszym rozwoju wierceń grupowych za gazem łupkowym w Polsce należałoby wprowadzić wymóg prawny budowy placów pod zbiorowe wiercenia oparte na konstrukcji pokrytej asfaltem, odpowiednio uszczelnione i skanalizowane. Takie rozwiązanie z pewnością zabezpieczyłoby środowisko od ewentualnych skażeń, jak również wytrąciłoby argumenty różnych grup ekologicznych o zagrożeniu środowiska.

2.3.3. Problemy środowiskowe

Głównym problemem podnoszonym w całej dyskusji na temat wydobywania gazu łupkowego w Polsce i nie tylko, ponieważ w Unii Europejskiej i aktualnie w USA i Kanadzie także, jest skażenie środowiska i krajobrazu. Polska jak wiadomo objęta jest tzw. programem Natura 2000, który wyklucza prowadzenie działalności i jakichkolwiek inwestycji na obszarach objętych tym programem. Do takich działalności zalicza się również poszukiwanie i eksploatacja gazu łupkowego.

Innym zagadnieniem jest dewastacja krajobrazu poprzez budowę placów do wierceń grupowych, każdy o powierzchni minimum 35 000 m² wraz ze zbiornikami na wodę do szczelinowania. Place te muszą być finalnie zlikwidowane a ich stan musi być taki sam jak ustalono pierwotnie w momencie przekazania. Nie mniej jednak trzeba zakładać, że okres 15 lat jest to minimalny czas, kiedy taka infrastruktura musi istnieć i ewentualnie „drażnić oko” otoczenia. Jest to problem wyłącznie estetyczny, ale tylko czasowo.

Inną obawą dotyczącą środowiska jest jego skażenie cieczami używanymi do szczelinowania. Jest to z założenia nieprawda, ponieważ:

- Stosowane dodatki chemiczne do czystej wody muszą spełniać określone normy środowiskowe, określone w ustawach i są to środki na ogół powszechnie stosowane w przemyśle spożywczym, kosmetycznym, a nawet w produkcji środków czystości i żywności.
- Łupki podlegające szczelinowaniu zalegają na ogół bardzo głęboko, poniżej 2 500 m i są uszczelnione przez zarurowanie i cementowanie. Po operacji rurowania i cementowania wykonywane są próby ciśnieniowe, które muszą potwierdzić absolutną integralność konstrukcji otworu.

Pozytywny test ciśnieniowy kolumny produkcyjnej wyklucza jakiegokolwiek przedostanie się płynu szczelinującego i gazu do warstw zawodzionych leżących powyżej, które i tak są

dodatkowo uszczelnione zacementowanymi do wierzchu innymi kolumnami rur okładzinowych.

W artykule [2] w sposób jasny i rzeczowy omówiono problemy środowiskowe związane z aspektem poszukiwania i eksploatacji gazu łupkowego. Istotnym zagadnieniem dotyczącym kwestii środowiskowych, o czym nie ma mowy w w/w publikacji, jest wykonywanie zabiegów szczelinowania w taki sposób, że:

- gwarantują ZERO zanieczyszczenia placu i otoczenia – oznacza to, że „każda kropla płynu” (z małą przesadą), który będzie oddawany przez otwór po zabiegu szczelinowania będzie musiała być gromadzona w szczelnym zbiorniku,
- płyn, który będzie gromadzony po zabiegu szczelinowania musi być płynem wielokrotnego użycia aż do momentu, kiedy traci swoje właściwości technologiczne.

Praktycznie rzecz biorąc płyn do szczelinowania powinien być w ciągłym obiegu zamkniętym aż do praktycznie ostatniej „kropli”. Ewentualne resztki lub faza stała powinna podlegać utylizacji lub takiej neutralizacji, aby odpowiadały polskim normom dozwolonego zanieczyszczenia. W praktyce potwierdza się, że ok. 20-25 % całkowitej objętości zatłaczanego płynu powraca po zabiegu szczelinowania, a więc istnieje realna szansa kontroli i bilansowania objętości, jaka znajduje się w obiegu. Wydaje się, że istotną rolę w tym zakresie mogą odegrać przepisy środowiskowe oraz procedury kontrolne, które powinny obowiązywać w udzielanych pozwoleniach na składowanie odpadów oraz opiniach OUG.

Istotną kwestią, którą warto w tym miejscu podnieść i postulować, byłaby zmiana przepisów ustawowych dotyczących podmiotowości w zakresie udzielania zezwoleń na składowanie odpadów, jak również wymagań dotyczących monitorowania składowisk. Obowiązek uzyskania zezwoleń na składowanie odpadów powinien zostać przeniesiony na przedsiębiorcę, czyli właściciela koncesji poszukiwawczej lub eksploatacyjnej, a nie jak dotychczas należeć do kontraktora, czyli podmiotu wykonującego roboty geologiczne. Zmieniliby to w istotny sposób kwestie odpowiedzialności za gospodarkę odpadami, wskazując jednoznacznie na podmiot, który jest beneficjentem czerpiącym zyski z eksploatacji gazu łupkowego i nie tylko. W praktyce kontraktor wiertniczy uczestniczy wyłącznie w procesie wiercenia otworu, natomiast operacje udostępniania otworu (perforacja, szczelinowanie, wywołanie produkcji, testy i produkcja) realizowane są przez inne podmioty pod nadzorem operatora.

3. Ile jest gazu do wydobycia z łupków?

Jak już nadmieniono powyżej, wielkość zasobów gazu łupkowego w Polsce określona w opracowaniu [1] pozwala na pełne zabezpieczenie energetyczne tego surowca bez importu, mając na względzie dalszy wzrost zużycia gazu nawet na przestrzeni 50 lat. Należy pamiętać, że w USA boom na „shale gas” rozpoczął się ok. 10 lat temu. W 2000 roku USA były importem gazu „netto”, a w ciągu 10 lat stały się potencjalnym jego eksporterem. Znamienny jest fakt, że wzrost wydobycia gazu łupkowego w USA podyktowany był nie tylko konsumpcją, ale przede wszystkim ceną pozyskiwania gazu i ceną detaliczną na rynku. Rynek amerykański jest absolutnie rynkiem uwolnionym, jeżeli chodzi o obrót paliwami, w tym gazem ziemnym, stąd też produkcja gazu łupkowego w ciągu 10 lat osiągnęła poziom ok. 120 mld m³, co stanowi ponad 20 % całkowitej konsumpcji gazu w USA.

Powstaje pytanie czy taki sam scenariusz będzie miał miejsce w Polsce. Z pewnością można stwierdzić, że taki scenariusz w Polsce jest niemożliwy z kilku względów.

- Gospodarka polska wciąż opiera się na energii z węgla kamiennego i brunatnego.
- Przemysł gazowy w Polsce jest praktycznie zmonopolizowany, co stworzy naturalne bariery do dynamicznego wzrostu wydobycia gazu łupkowego do poziomu niwelującego kompletnie import gazu z Rosji (przynajmniej do roku 2025).
- Gaz łupkowy należy traktować jak dobry „depozyt bankowy”, który może być zawsze podjęty na wypadek wystąpienia problemów ekonomicznych i politycznych - globalnie jak i w Polsce.
- W Polsce scenariusz swobodnego niekontrolowanego wzrostu wydobycia „gazu łupkowego” jest niewskazany do momentu uzyskania takiego obrazu na rynku wydobycia i obrotu gazem w Europie, który pozwoli na odegranie przez Polskę roli „rozdającego karty”, a nie roli biernego uczestnika tej gry. Według opinii FK WES takim granicznym rokiem może być rok 2025. Do tego czasu wszystko powinno być w miarę jasne, tzn. jaki dalszy scenariusz jest najlepszy dla interesów Polski.

Jaki więc scenariusz – strategia dla Polski byłaby optymalnym rozwiązaniem?

Analizując dotychczasowe informacje dotyczące gazu łupkowego, tak z rynku amerykańskiego jak również europejskiego i polskiego, FK WES rozważa następujący scenariusz rozwoju wydarzeń:

A. Okres do 2015 r. – jest to okres wypełniania zobowiązań koncesyjnych przez podmioty, które posiadają koncesje poszukiwawcze na eksplorację gazu łupkowego na terenie Polski. W okresie tym koncesjodawcy muszą wykonać określony plan badawczy polegający na wykonaniu badań sejsmicznych i reinterpretacji dotychczasowych, jak również odwiercenie określonych w koncesji liczby otworów – pionowych i poziomych. Biorąc pod uwagę liczbę wydanych koncesji należy zakładać, że do roku 2015 zostanie odwierconych w Polsce ok. 100 otworów poszukiwawczo-badawczych dla sporządzenia planów wierceń eksploatacyjnych i budowy Zakładów Górniczych dla eksploatacji gazu łupkowego. Oczywiście jest, że dalszy plan działań w tym zakresie będzie wymagał uzyskania Koncesji Eksploatacyjnych, które w zasadniczy sposób różnią się od Koncesji Poszukiwawczych udzielanych praktycznie na 5 lat.

B. Okres do 2025 r. – jest to okres wzmożonych prac polegających na opracowaniu dokumentacji złóż, tzw. PZZ, rozwoju wierceń eksploatacyjnych, zagospodarowaniu złóż oraz budowy systemu dodatkowych rurociągów dystrybucyjnych w obrębie istniejących obszarów koncesyjnych. Prognoza FK WES w tym wypadku zakłada odwiercenie takiej ilości otworów, aby w roku 2025 produkcja gazu łupkowego wynosiła ok. 5 – 6 mld m³.

Może rodzić się pytanie, dlaczego taka liczba?

Zakładając wydobycie gazu na poziomie jak wskazano powyżej należy brać szereg uwarunkowań a mianowicie:

- poziom wydobycie węgla kamiennego i brunatnego w Polsce
- poziom zakontraktowanego gazu ziemnego z importu - głównie z Rosji
- poszukiwania gazu konwencjonalnego, szczególnie w utworach czerwonego spągowca i nowych strukturach w Karpatach, a w związku z tym możliwość udokumentowania nowych złóż
- powstanie portu LNG na Bałtyku
- pozyskiwanie gazu na koncesjach zagranicznych PGNiG SA
- uwarunkowania polityczne, w tym polityka energetyczna UE
- stopień liberalizacji rynku gazowego w Polsce w odniesieniu do jego dostępu, innymi słowy demonopolizacja dystrybucji gazu
- poziom cen gazu na rynkach światowych w aspekcie opłacalności wydobycia gazu łupkowego

Wychodząc z założenia, że w/w czynniki będą istotne w okresie, nazwijmy to przejściowym, do roku 2025, to należy przyjąć ostrożny scenariusz wydobycia, co w opinii FK WES stano-

wi poziom ok. 5-6 mld m³ gazu rocznie. Ilość ta może być traktowana jako element dywersyfikacji zaopatrzenia Polski w gaz, a więc w pierwszej kolejności ograniczenie importu gazu z Rosji. Tak ostrożna kalkulacja poziomu pozyskiwania gazu łupkowego w czasie może być dobrym „poligonem doświadczalnym” jak posteroować wydobycie gazu na kolejne 25-50 lat.

3.1. Liczba odwierconych otworów

Dla określenia liczby odwierconych otworów do roku 2025 roku należy przyjąć pewne założenie:

- Średnie – dzienne wydobycie – na przestrzeni 10 lat (2015-2025) z 7 otworów poziomych odwierconych w systemie grupowym, jak pokazano na rys. 2 – 1 000 000 m³ gazu/dobę
- Roczne wydobycie z 7 otworów – średnio 300 000 000 m³/rocznie
- Zakładając wydobycie na poziomie 5 – 6 mld m³ gazu rocznie, to:
liczba otworów do odwiercenia wynosi:
 $6\,000\,000\,000 \div 300\,000\,000 = 20$
wierceń grupowych
 $20 \times 7 = 140$ otworów
- Powierzchnia placów pod wiercenie 140 otworów:
 $20 \times 35\,000\,m^2 = 700\,000\,m^2$ (na terenie całego kraju)

Jest to scenariusz bardzo optymistyczny. Biorąc pod uwagę scenariusz mniej optymistyczny można założyć odwiercenie podwójnej liczby otworów, tzn. 280, co w skali Polski nie stanowi oszałamiającej liczby biorąc pod uwagę wielkość powierzchni terenu, jaki musi być wyłączony pod place na wiercenia grupowe. Generalnie mówiąc o ilości odwierconych otworów należy mieć na uwadze otwory czynne, które będą w ciągłej eksploatacji na przestrzeni 10 lat zakładając wydobycie gazu łupkowego na poziomie j.w., czyli 6 mld m³ średnio rocznie.

Zaproponowane założenia oraz kalkulacje powinny spełnić oczekiwania i zaplanować nowy scenariusz na kolejne lata. Zaproponowany scenariusz bierze pod uwagę wiele aspektów pozytywnych i negatywnych, które mogą pojawić się po drodze.

Jedną z istotnych kwestii może okazać się problem ze zbytem gazu łupkowego, jeżeli uwzględnimy aktualną sytuację rynkową w UE oraz w Polsce, jak również wiele aspektów prawnych, które wynikną prawdopodobnie w chwili kiedy dojdzie do budowy Zakładów Górniczych eksploatujących gaz oraz możliwości dystrybucyjnych tego gazu.

Mając na uwadze ilość odwierconych otworów, które mogą być odwiercone na przestrzeni do roku 2025 należy mieć na uwadze również 100 ot-

worów odwierconych w ramach zobowiązań wynikających z koncesji poszukiwawczych oraz dodatkową produkcję gazu, jeżeli z otworów tych odwiercone będą dodatkowo odcinki poziome. Taka możliwość zawsze istnieje tym bardziej, że planowanie wykonania pionowych otworów badawczych uwzględnia odwiercenie kolejnych otworów poziomych z tego samego placu. Reasumując można założyć, że całkowita liczba odwiertów poszukiwawczo-eksploatacyjnych, jakie mogą być odwiercone za gazem łupkowym do roku 2025, osiągnie liczbę ok. 400 do 600 zakładając utrzymanie wydobycia na stałym poziomie rzędu 5 – 6 mld m³ gazu rocznie.

Maksymalna liczba 600 otworów uwzględnia ewentualne przestoje technologiczne, jak również szybki stopień zczyerpania w początkowej fazie wydobycia i utrzymującego się PLATEU na stosunkowo niskim poziomie przez 3/4 czasu produkcyjnego ze złoża.

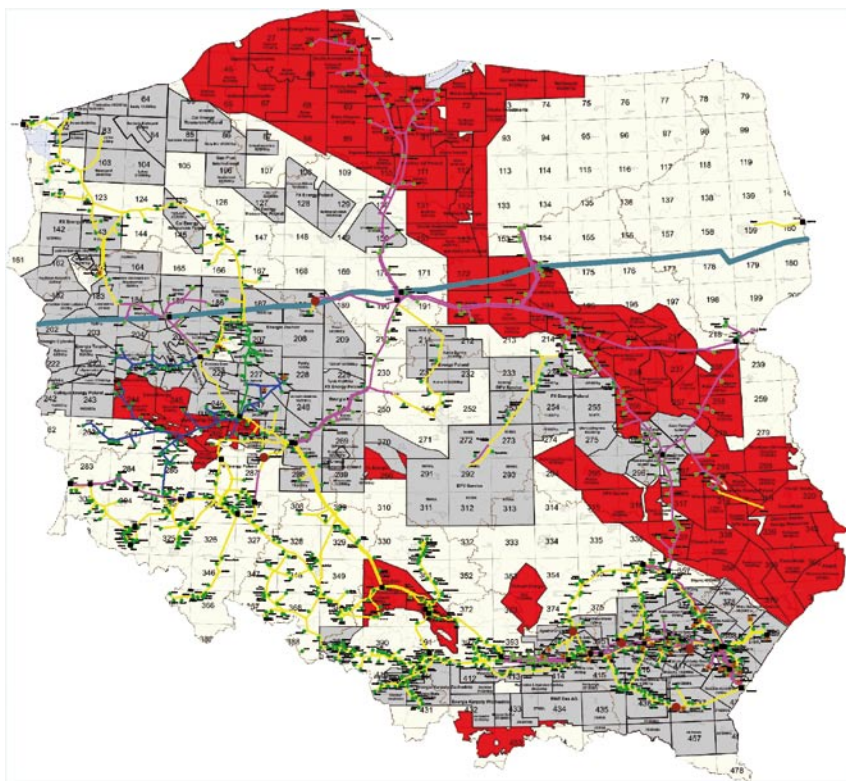
4. Złoża gazu łupkowego – swoiste PMG

Inżynieria złożowa w odniesieniu do gazu łupkowego jest odmienna w porównaniu z problemami złożowymi, z jakimi mamy do czynienia w eksploatacji złóż konwencjonalnych. Złoża gazu łupkowego mogą być eksploatowane z przerwami bez żadnych konsekwencji co do wydajności lub zmian fizyko-chemicznych jakie mogą mieć miejsce w złożach konwencjonalnych. Z faktu tego wypływa bardzo istotny wniosek, a mianowicie:

Złoża gazu łupkowego mogą stanowić swoiste PMG, tym bardziej, że potencjał oddawania 7 otworów może wynosić min. 1 000 000 m³ gazu (jak podano powyżej). Można łatwo wyobrazić sobie rozmieszczenie takich magazynów w obrębie dużych aglomeracji, takich jak Warszawa, Trójmiasto, Lublin lub inne bardziej odległe od złóż gazu łupkowego. Na rys. 5 przedstawiono aktualną sieć rurociągów gazowych w Polsce na tle koncesji udzielonych na poszukiwania gazu łupkowego. Z mapy tej wynika szereg ciekawych spostrzeżeń, a mianowicie:

- w obrębie głównego obszaru koncesyjnego dla gazu łupkowego od Gdańska aż do Lublina i dalej do granicy z Ukrainą infrastruktura linii gazowniczych, tak tranzytowych jak dystrybucyjnych, jest bardzo słabo rozwinięta;
- na obszarze tym brak jest jakichkolwiek PMG oraz struktur złożowych, które stanowiłyby podstawę do tworzenia takich magazynów.

Zdaniem FK WES koncepcja tworzenia regionalnych magazynów gazu na bazie złóż gazu



Rys. 5. Mapa udzielonych koncesji na poszukiwanie „shale gas” wraz z istniejącą siecią gazociągów

łupkowego dla potrzeb nawet dużych obszarów samorządowych może być jedną z opcji wykorzystywania zasobów i stanowić czynnik bezpieczeństwa energetycznego. Budowa nowych sieci przesyłu gazu na obszarach występowania złóż gazu łupkowego, jak również modernizacja starych linii, może stanowić istotny czynnik rozwoju i wzrostu wydobycia gazu w Polsce nie mówiąc już o umożliwieniu dystrybucji gazu łupkowego w ogóle. Brak odpowiedniej infrastruktury sieciowej czy brak możliwości magazynowania gazu staje się czynnikiem hamującym rozwój wydobycia i może mieć istotny wpływ na koszty pozyskiwania tego gazu w związku z kosztami przesyłu.

Gazownicze Spółki Dystrybucyjne – te już istniejące, jak również nowe, jakie niewątpliwie będą się tworzyć, gdy zajdzie potrzeba sprzedaży gazu łupkowego – muszą wyciągać z tego faktu wnioski już dzisiaj i być przygotowane do zaspododarowania dodatkowych ilości gazu z obszarów nieposiadających żadnej struktury sieciowej gazociągów. Według opinii FK WES kwestie te będą mieć niemały wpływ na ceny gazu notowane na tzw. głowicy, czyli w otworze.

5. Jaka cena gazu łupkowego?

Jaka więc powinna być cena gazu łupkowego na tzw. głowicy, aby cały interes zaczął się opłacać i rozwijać?

Odpowiedź może być tylko jedna – konkurencyjna i jak najniższa.

Według analiz FK WES cena gazu łupkowego na głowicy – zakładając parametry wydajności i czas eksploatacji siedmiu otworów (wiercenia grupowe) min. 15 lat – nie powinna przekraczać kwoty 250 \$/1000 m³. W miarę wzrostu wydobycia gazu łupkowego i zmiany struktury pozyskiwania gazu w Polsce (w tym głównie ograniczenie importu z Rosji) cena ta powinna spadać nawet do 200 \$/1000 m³. Cena ta oczywiście będzie związana z kosztami pozyskiwania gazu, a więc z kosztami wierceń, szczelinowania, utrzymania otworów na ruchu w trakcie eksploatacji i w końcu z kosztami przesyłu z głowicy do odbiorcy. Dzisiaj wiadomym jest, że koszty pozyskiwania 1000 m³ gazu łupkowego nie będą małe, ale z pewnością będą konkurencyjne w porównaniu z cenami gazu z importu.

Koszty wiercenia otworów stanowią poważną kwotę wydatków, ale w miarę rozwoju wierceń grupowych i ich odpowiedniego zorganizowania logistycznego koszty te mogą być porównywalne do kosztów poszukiwań gazu konwencjonalnego. W Polsce koszty otworu poszukiwawczego za gazem konwencjonalnym, czy to na Niżu Polskim (utwory cechsztynu) czy w Karpatach, są również bardzo wysokie. Można nawet stwierdzić, że są porównywalne z kosztami wiercenia otworów poziomych za gazem łupkowym.

Konstrukcje otworów za gazem łupkowym są prostsze w porównaniu z konstrukcją otworu wierconego np. na Niżu Polskim, a poziom

zagrożeń jest nieporównywalny (H_2S , ciężkie płuczki, skomplikowane i kosztowne uzbrojenie wgłębne otworów). Nie bez znaczenia jest fakt, że wiercenia za gazem łupkowym są wierceniami tzw. grupowymi, a więc jednostkowe koszty logistyczne, płuczki, transportu, dostaw wody i elektryczności są z pewnością o wiele niższe w porównaniu z wierceniem pojedynczych otworów na większym obszarze. Nie można więc zakładać a priori, że koszty pozyskiwania gazu łupkowego w Polsce będą wyższe niż gazu konwencjonalnego. Jednocześnie nie możemy tych kosztów porównywać do kosztów, jakie są ponoszone w USA z uwagi na różne uwarunkowania.

6. Aspekty organizacyjno-prawne

Rozpoczęcie procesu pozyskiwania gazu łupkowego w Polsce wywołało wśród potencjalnych inwestorów szereg perturbacji i niepokoi, począwszy od momentu uzyskiwania koncesji poszukiwawczych. Szczególną barierą było brak zrozumienia specyfiki polskiego prawa geologicznego i górniczego (PGG) w odniesieniu do kwestii ruchu zakładu i wymagań bezpieczeństwa tego ruchu, ratownictwa górniczego oraz uprawnień osób dozoru górniczego. W dużym stopniu kwestie te zostały uregulowane i podlegały harmonizacji z prawem unijnym, a odpowiednie regulacje znalazły się w stosownych Dyrektywach Unijnych dotyczących przemysłu wydobywczego. Drugą istotną sferą prawną oprócz PGG są ustawy i przepisy wykonawcze dotyczące kwestii środowiskowych, w tym głównie gospodarowanie odpadami wytwarzanymi w trakcie wiercenia i eksploatacji otworów. Nie bez znaczenia są również kwestie związane z użyciem materiałów strzałowych używanych do perforacji rur, jak również sposób obchodzenia się z materiałami promieniotwórczymi.

Wszystkie przepisy, o których tutaj mowa dotyczą serwisów, które uczestniczą w procesie wiercenia otworu za gazem łupkowym, a mianowicie:

- serwisu wiertniczego (urządzenie wiertnicze)
- serwisu cementacyjnego
- serwisu płuczkowego
- mud loggingu
- geofizyki
- serwisu kierunkowego
- CT
- serwisu perforacyjnego
- serwisu logistycznego
- serwisu prac przygotowawczych

Znamiennym jest, że jak do tej pory Inwestorzy zagraniczni w małym stopniu korzystają z usług serwisowych, jakie mogą być dostarczane przez firmy krajowe. W tym miejscu należy

poważnie zastanowić się dlaczego tak się dzieje. Do głównych czynników odpowiedzialnych za ten stan można by zaliczyć:

- nieznajomość polskich przepisów prawa (KRZ, Plan Ruchu, Ruch Zakładu),
- brak doświadczenia we współpracy podmiotów zagranicznych z firmami polskimi,
- braki w komunikacji szczególnie w języku angielskim,
- niekonkurencyjne ceny usług w porównaniu z firmami serwisowymi zagranicznymi,
- brak niektórych usług w kraju szczególnie w zakresie geofizyki, *mud loggingu*,
- zbyt mała wydajność, niewłaściwa organizacja pracy,
- przestarzały system pracy – brak doświadczeń z systemem *Daily Rate*,
- brak systemów HSE i nadzoru bezpieczeństwa ze strony kontraktora,
- brak nowoczesnego sprzętu, w tym nowej generacji urządzeń wiertniczych.

Rozwój poszukiwań gazu łupkowego w Polsce w najbliższych latach z pewnością wymusi pewne działania i zmiany na rynku usług serwisowych. Zmiany te będą dotyczyć:

- organizacji poszczególnych serwisów,
- struktury własnościowej poszczególnych spółek,
- modernizacji i zakupu nowego sprzętu,
- szkolenia personelu, w tym porozumiewania się w języku angielskim,
- wzrostu wydajności i efektywności w zakresie świadczonych usług,
- obniżenia cen na usługi serwisowe zbliżone do cen konkurencji.

Aby tego dokonać potrzebne są duże zmiany strukturalne w obrębie polskich firm serwisowych tak, aby firmy te mogły się równocześnie rozwijać i stanowić konkurencję dla firm zagranicznych, które nieuchronnie pojawiają się na rynku polskim. W szczególności mowa tutaj o firmach zarejestrowanych na obszarze UE, jak również o firmach amerykańskich czy kanadyjskich.

Ochrona rynku polskiego przed konkurencją z obszaru Unii skończyła się z chwilą, gdy Polska stała się pełnoprawnym członkiem UE oraz w momencie, kiedy zaakceptowała prawo unijne przez wdrożenie stosownych Dyrektyw. Konkurencja i liberalizacja rynku w UE sprawiły, że polskie firmy serwisowe zostały w pewnym stopniu obnażone i po długim okresie po ostatniej modernizacji technicznej, jaka miała miejsce w latach 90. dzięki funduszom uzyskanym z Banku Światowego, przyszedł czas na kolejną modernizację nie tylko techniczną, ale przede wszystkim strukturalną.

Utrzymanie pewnych instytucji prawnych w polskim systemie, takich jak KRZ, Ruch Zakładu czy też Plan Ruchu, daje pewne priorytety polskim firmom serwisowym, ale tylko do czasu. Jeżeli podmioty zagraniczne (serwisy) rozwiążą te dylematy prawne w Polsce, to w pewnym momencie opanują rynek usług i wyeliminują drogą i mało efektywną konkurencję. Problem w tym, aby w tej walce konkurencyjnej na rynku poszukiwań gazu łupkowego w Polsce rodzime firmy skorzystały najwięcej. Przecież są u siebie i to powinien być ich atut.

Ostatnią kwestią prawną, która pozostała do poruszenia w tym artykule, i na którą FK WES pragnie zwrócić szczególną uwagę, jest sprawa przyszłościowego udzielania Koncesji Eksploatacyjnych na obszarach, gdzie udokumentowano zasoby gazu i zamierza się podjąć regularną eksploatację w ramach zorganizowanego Ruchu Zakładu Górniczego. Do istotnych kwestii w tym zakresie można by zaliczyć rozważenie wprowadzenia w (PGG) i ustawach tzw. środowiskowych nowych uregulowań prawnych dotyczących:

- gospodarowania zasobami gazu łupkowego
- wprowadzenia tzw. progów wydobywczych, np.: rocznie 2 mld m^3 z danej koncesji
- rozważenie zmiany opłat eksploatacyjnych idących w kierunku aktywizacji środowisk samorządowych i modernizacji infrastruktury obszarów szczególnie niedoinwestowanych (obszar Lubelszczyzny, Pomorza i Mazowsza)
- stworzenie odpisów na Państwowy Fundusz Rozwoju innych dziedzin w zakresie energetyki, np. od każdego 1 m^3 wydobytego gazu 1 grosz
- stworzenie funduszu renowacji i rewitalizacji naturalnego środowiska dla obszarów eksploatacyjnych znajdujących się w sąsiedztwie terenów Natura 2000
- wspomaganie inicjatyw tworzenia podmiotów mieszanych (polsko-zagranicznych) zajmujących się eksploatacją gazu łupkowego tak w zakresie Ruchu Zakładu Górniczego, jak również dystrybucji gazu
- wprowadzenie przepisów środowiskowych dot. budowy odpowiednich placów pod wiercenia grupowe, a potem pod zabiegi szczelinowania i eksploatacji (wielkość, izolacja, monitoring zanieczyszczeń, wyłożenie asfaltem, pełna kanalizacja, gromadzenie ścieków z opadów atmosferycznych i ewentualnych wycieków w trakcie zabiegu szczelinowania lub eksploatacji)
- wprowadzenie nowych zasad rejestracji

- i bilansowania odpadów przez przedsiębiorcę, a nie jak dotychczas przez wykonawcę robót geologicznych
- utrzymanie i podniesienie rangi instytucji KRZ wypełnianej wyłącznie przez obywateli polskich lub biegłe posługujących się językiem polskim i angielskim – zatwierdzenia KRZ powinny być uznawane na podstawie decyzji prezesa WUG
- Plany Ruchu oraz Ruch Zakładu powinien tworzyć przedsiębiorca mający w swojej strukturze podstawowe piony nadzoru i zarządzania, w tym KRZ lub działać na podstawie powiernictwa z firmami serwisowymi świadczącymi usługi wypełniania roli w/w instytucji
- urealnienie zasad i przepisów dotyczących sprawowania funkcji Ratownictwa Górniczego przez dopuszczenie podmiotów działających na terenie UE, ale przy ścisłej współpracy z organizacjami polskimi
- wprowadzenie zasad HSE, w tym nowej organizacji nadzoru bezpieczeństwa prowadzonego przez służby BHP – wprowadzenie instytucji tzw. *Safety Officer*
- określenie zasad prawnej odpowiedzialności pomiędzy KRZ a przedsiębiorcą do czasu zmian organizacyjno-prawnych w tym zakresie jak zaproponowano powyżej.

7. Strategia w liczbach

Z powyższej analizy można sporządzić pewną statystykę podstawowych danych dających wyobrażenie o skali zadań i kosztów, jakie należy brać pod uwagę zakładając strategię do roku 2025. Będą to oczywiście szacunki oparte na założeniach, jakie zostały powyżej omówione. Z pobieżnej i bardzo konserwatywnej analizy kosztów wynika, że opłacalność projektu nie ulega wątpliwości. Jeżeli z kosztów wynika, że cena gazu łupkowego na głowicy może kształtować się na poziomie 200 \$, to cena detaliczna u odbiorcy nie powinna przekraczać 250 \$ netto za 1000 m³ gazu. Biorąc pod uwagę aktualne ceny jakie obowiązują na rynku (Polska, UE) powyższa cena staje się bardzo konkurencyjna w stosunku do gazu z importu.

8. Podsumowanie

Poddany pod dyskusję materiał zawarty w niniejszym artykule stanowi udział FK WES jako podmiotu niezależnego w dyskusji, która toczy się dzisiaj w Polsce na temat gazu łupkowego. W artykule zaprezentowano pewne poglądy i opinie, które dla jednych mogą być dyskusyjne a dla drugich wręcz nie do przyjęcia. Nie ukrywamy, że artykuł stanowi swoistą prowokację, ale pojętą w dobrym tego słowa znaczeniu.

Tabela 1. Zestawienie podstawowych danych dotyczących projektu wydobycia gazu łupkowego w Polsce do roku 2025 r. według FK WES

Poziom wydobycia gazu (średnio rocznie)	6 mld m ³
Całkowita ilość gazu wydobyta do roku 2025	60 mld m ³
Średnia cena gazu na głowicy za 1000 m ³ w PLZ	500 plz
Średnia cena gazu na głowicy za 1000 m ³ – w USD (\$)	ok. 200 \$
Liczba odwierconych otworów (pionowych i poziomych łącznie)	600
Liczba urządzeń wiertniczych klasy jak wskazano w 2.3.1 minimum	15
Liczba placów tzw. Pad Drilling	90
Powierzchnia zajęta pod wiercenie grupowe minimum	315 ha
Ilość odpadów do zagospodarowania (stałe i płynne – bez wody szczelinującej)	2 mln m ³
Ilość wody do szczelinowania (średnio na otwór 20 000 m ³)	12 mln m ³
Ilość wody szczelinującej do utylizacji (po szczelinowaniu)	2 mln m ³
Koszty wiercenia bez szczelinowania	21 mld plz
Koszty przygotowania placów (wersja asfaltowa)	270 mln plz
Koszty perforacji, szczelinowania i wywołania otworów	2 mld plz
Koszty dodatkowych badań sejsmicznych	1 mld plz
Inne koszty (ogólne)	1 mld plz
Razem koszty szacunkowe projektu (netto):	ok. 30 mld zł

Uwaga: Stały poziom kosztów liczony według cen z 2011 r. (do roku 2025). Koszty uwzględniają cenę wody do szczelinowania i utylizację odpadów. Koszty nie uwzględniają rekultywacji terenu po zakończeniu eksploatacji pola

Perspektywa czasowa określana na rok 2025 wydaje się bardzo odległa, ale trzeba zdawać sobie sprawę z faktu, że to nie jest długi okres czasowy, gdy mówimy o takiej skali problemów i zagadnień prawnych. Dla FK WES rok 2025 jest rokiem szczególnym, w którym, mam nadzieję, pozwoli mi los na weryfikację założeń i opinii w artykule opisanych. Przepraszam za ten osobisty wątek w artykule technicznym, ale w tym momencie zagrała struna patriotyczna a do tego naciągana. Chciałbym, aby moje nadzieje i oceny wyrażone w niniejszym artykule sprawdziły się nawet w części, a może przerosną nasze wyobrażenia?

Czas da na to pytanie częściową odpowiedź już niedługo – myślę, że za ok. 5 lat.

Literatura wykorzystana:

1. *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. US Department of Energy Washington DC, April 2011 - Poland V*
2. *Jan Macuda, Piotr Marchel: Oddziaływanie prac wiertniczych na środowisko przy poszukiwaniu gazu łupkowego w Polsce. Referat – Kwartalnik Tom 28. Zeszyt 1-2, 2011 AGH Kraków – Wiertnictwo-Nafta-Gaz. Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu*
3. *Materiały niepublikowane WUG*
4. *PPG i rozporządzenia*
5. *Materiały archiwalne FK WES - niepublikowane.*
6. *Rzeczpospolita – Wydanie czwartek 16 czerwca 2011 Strony A15 i B3*
7. *Analiza biznesowa koncepcji konsolidacji spółek poszukiwania ropy i gazu oraz Spółek serwisowych – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo – Opracowanie F5 Konsulting Frackowiak i Wspólnicy przy*

współpracy Firmy Konsultingowej WES. Poznań, Wrzesień 2007 rok

8. Materiały zawarte na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska, Gaz-System

Dr inż. Wiesław Witek Absolwent AGH oraz Uniwersytetu Rzeszowskiego (mgr prawa). Pracownik FM-WiG GLINIK w Gorlicach, PG i PRWiG Warszawa, PGNiG S.A. oraz INVEST-GAS SA na stanowisku specjalisty i Gł. Inż. ds. wierceń i Dyrektora ds. PMG. W latach 1977 – 1992 praca na kontraktach zagranicznych obejmujących wiercenia i rekonstrukcje głębokich otworów dla firm Mobil, OXY, AGIP, PETROFINA MEW. Aktualnie właściciel Firmy Konsultingowej WES wykonującej prace na rzecz przemysłu naftowego.

Współpraca:

Mgr inż. Paweł Budak Absolwent Wydziału Wiertniczo-Naftowego AGH. Kierownik Zakładu Inżynierii Naftowej Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie. Zajmuje się realizacją prac naukowych i naukowo-badawczych, głównie z zakresu inżynierii złożowej, wiertnictwa i eksploatacji podziemnych magazynów gazu w kavernach solnych oraz tworzeniem oprogramowania na potrzeby przemysłu naftowego i gazowniczego. Autor i współautor szeregu opracowań, publikacji, patentów oraz oprogramowania komputerowego.