

# Ekonomia wydobycia gazu z łupków



Piotr Woźniak

**baltic  
ceramics**



Dariusz Janus

**LST CAPITAL**

## Wstęp

W poprzednich dwóch częściach serii artykułów omówione zostały procesy, które są istotne w procesie szczelinowania oraz istotnie wpływają na efektywne wydobycie węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych. Nieodłącznym choć niewidocznym składnikiem takiego procesu jest czynnik ekonomiczny, który ma kluczowe znaczenie dla podjęcia ostatecznej decyzji o wydobyciu i powodzenia całego przedsięwzięcia. Od niego bowiem zależy, czy wydobycie będzie opłacalne czy nie i czy warto będzie podejmować taką próbę. Co wpływa na ekonomię złoża? Jak rozwój sektora gazowego wpływa z ekonomicznego punktu widzenia na jakość życia ludzi? Czego musimy się jeszcze nauczyć? I jakie powszechnie podawane informacje mijają się z prawdą? Temat ten zostanie rozwinięty w oparciu o amerykańską historię sektora gazowego.

Stany Zjednoczone zbliżyły się do samodzielności energetycznej i weszły w wir rewolucyjnych przemian ekonomicznych oddziaływających na całe gałęzie przemysłu dzięki szybkiemu i prężnemu rozwojowi sektora gazu i ropy ze skał łupkowych w ostatnich 11 latach. Cena gazu ziemnego spadła w Stanach Zjednoczonych z ponad 400 USD do poniżej 100 USD za 1000 m<sup>3</sup> w ciągu kilku lat, co miało istotny wpływ na zintensyfikowanie rozwoju gospodarczego, który zaowocował także wysokim wzrostem PKB w USA. Stany Zjednoczone nad wyraz szybko poradziły sobie także z najgłębszym kryzysem gospodarczym od lat 30-tych dwudziestego wieku, co nie powinno umknąć naszej uwadze.

Sytuacja ta zmusza do myślenia – czy podobny scenariusz ma szansę zaistnieć w innych częściach świata, a w szczególności w naszym kraju? Czy spełni się polski sen o łupkach? Czy wydobycie gazu łupkowego będzie na tyle opłacalne, że odegra kluczową rolę w gospodarce energetycznej naszego kraju? W niniejszym artykule, który przygotowano w oparciu o dostępne raporty i scenariusze na temat możliwości rozwoju sytuacji łupkowej, podjęto próbę odpowiedzi na te i inne nasuwające się pytania związane z polską „rewolucją łupkową”.

W ostatnim czasie pojawiają się liczne informacje które wprowadzają w błąd ich odbiorców i zapewne licznych zainteresowanych tematem eksploatacji „łupków”. Centralną, bezkrytycznie powtarzaną, informacją, jest twierdzenie, że na jedną koncesję konieczne nakłady inwestycyjne wynoszą średnio 30 mld złotych. Oznaczałoby to, że na jednym obszarze koncesyjnym należy wykonać 700 odwiertów pionowych wraz z poziomymi, a na wszystkich wydanych już koncesjach 77 000 takich odwiertów o łącznej wartości około 3 500 miliardów złotych (3,5 biliona złotych) – jest to kwota przewyższająca kilkuletnie PKB Polski, co ewidentnie pokazuje błąd tej kalkulacji. Nawet w USA, kraju o powierzchni 30 razy większej od powierzchni Polski, nie wykonano w ciągu 10 lat tylu odwiertów oraz nie wydano na ten cel takiej kwoty. Nadmienić przy tym trzeba, że nawet łączna kapitalizacja amerykańskich firm wydobywczych nie osiągnęła takiej wartości. Nie mówiąc już o tym, ile gazu musiałoby płynąć z takiej liczby odwiertów. Śmiało można powiedzieć, że ilość ta około 30-krotnie przekroczyłaby własne potrzeby energetyczne Polski – coś jest więc w tych wyliczeniach nie tak.

Prawda jest jednak zgoła odmienna. Według raportu CASE (Centrum Analiz Społeczno – Ekonomicznych) z 2012 roku dla Polski możliwe są trzy odmienne scenariusze rozwoju sektora związanego z wydobyciem gazu. Scenariusze zakładają różne ilości wykonanych odwiertów co przekłada się na pozostałą część procesu wydobycia węglowodorów tj. odmienne potrzeby inwestycyjne, a przede wszystkim inne ilości pozyskiwanego paliwa. W kolejnym rozdziale krótko omówiona zostanie każda z tych możliwości.

## Scenariusze rozwoju dla Polski

### I. Scenariusz umiarkowanego rozwoju

Jest to scenariusz zakładający wykonanie niezbędnego minimum w celu eksploatacji złóż. Bez specjalnych przedsięwzięć mających na celu zwiększenie szans u potencjalnych inwestorów i przedsiębiorstw zajmujących się poszukiwaniem i eksploatacją gazu. Scenariusz zakłada umiarkowaną, maksymalnie dobrą, efektywność eksploatowanych złóż. Według tego sce-

nariusza do roku 2035 będzie można pozyskać 3,5 mld m<sup>3</sup> gazu łupkowego.

### II. Scenariusz zwiększonych inwestycji zagranicznych

Założono tutaj przyjęcie krajowych regulacji ułatwiających poszukiwania i pozyskiwanie, a także przesył wydobyczonego gazu łupkowego. Dodatkowo założono pozyskanie inwestorów poprzez zachęcające rozwiązania dotyczące opłat za użytkowanie złóż. Skutkiem takiego postępowania może być spadek kosztów poszukiwań i kosztów wydobycia. Założono również wykorzystanie możliwości wspólnych inwestycji, a następnie eksploatacji przez doświadczonych w branży instytucje. Prognoza mówi, iż według scenariusza zwiększonych inwestycji zagranicznych możliwe będzie pozyskanie 6 mld m<sup>3</sup> gazu łupkowego do 2035 roku.

### III. Scenariusz przyspieszonego rozwoju

Scenariusz zakładający maksimum, które jest możliwe do osiągnięcia. Wystąpić tutaj może kilka pozytywnych procesów:

- przyjęcie rozwiązań korzystnych dla inwestorów,
- przejmowanie know-how poprzez współpracę firm polskich z zagranicznymi,
- rozwój współpracy nauki z biznesem,
- pomyślnego wyniku poszukiwań na niektórych koncesjach,

Według raportu, stosując wyżej opisany scenariusz, do 2035 roku będzie można pozyskać 19 mld m<sup>3</sup> gazu łupkowego.

## American Shale Gas Story

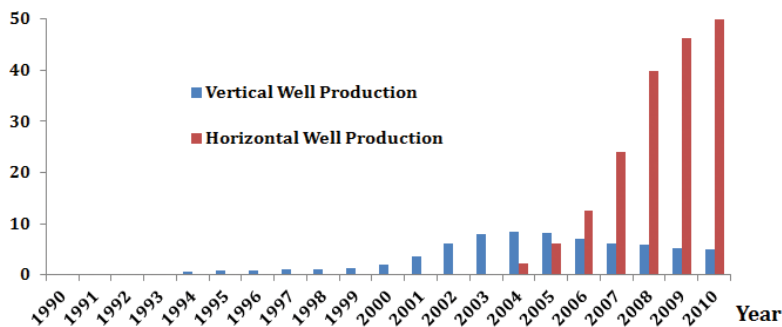
### – przeszłość i teraźniejszość

Według doniesień literaturowych w 2012 roku w USA powstało ponad 200 000 nowych miejsc pracy w sektorze gazu łupkowego i kolejne 600 000 w sektorach powiązanych z łupkową rewolucją. Dzięki gazowi łupkowemu USA udało się zbliżyć do niezależności energetycznej i zostać eksporterem łupkowego paliwa. Coraz głośniejszemu mówi się również o nadciągającej „gorączce ropy łupkowej”. Powszechna jest świadomość, że w stanie Północna Dakota kierowcy transportujący prywatnymi ciężarówkami ropę zarabiają ponad 100 000 USD rocznie, a miasta zwiększają w tym stanie w ciągu kilku lat populację nawet 100-krotnie.

Poddajmy analizie to, co stało się za Oceanem Atlantyckim, na podstawie zdarzeń na jednym ze złóż.

Na rysunku 1. przedstawiono porównanie produkcji gazu z odwiertów pionowych i poziomych na przestrzeni 20 lat dla pola gazowego Barnett w USA w stanie Teksas. Zauważyć można, iż na początku lat 90 – tych produkcja

**Gas Production**  
Billion Cubic Meters



Rys. 1. Porównanie produkcji gazu z odwiertów pionowych i poziomych na przestrzeni lat dla pola gazowego Barnett w Teksasie [źródło: EIA]

gazu na polu Barnett opierała się głównie na wykonanych odwiertach pionowych, a dopiero około 2004 roku czyli 10 lat temu udział w produkcji gazu zaczęły mieć odwierty poziome, czyli horyzontalne. Już w trzecim roku po rozpoczęciu wydobywania z odwiertów poziomych ilość wydobywanego w ten sposób gazu przekroczyła o około 50% ilość gazu wydobywanego konwencjonalnie. W tym czasie nie udało się już dalej zwiększać produkcji gazu z odwiertów pionowych, a w kolejnych latach nawet ta produkcja spadała. Doskonale widać, iż w kolejnych latach, przy spadającym poziomie produkcji konwencjonalnej, wielkość produkcji gazu z odwiertów poziomych dalej znacznie rosła, w ciągu czterech lat zdołała urosnąć czterokrotnie! I tak na przykład, dla 2010 roku ilość gazu pozyskiwana z odwiertów poziomych była prawie 10 krotnie wyższa niż produkcja gazu z odwiertów pionowych. I to pomimo faktu, że jeszcze 5 lat wcześniej produkowano go więcej z odwiertów pionowych niż poziomych, a 7 lat wcześniej gaz nie był produkowany z odwiertów poziomych.

Należy podkreślić, co uwidacznia wykres, i przed czym jeszcze jest Polska, iż w pewnym momencie podczas eksploatacji złoża efektywność odwiertów pionowych przestaje rosnąć, a potem maleje (ich ilość utrzymuje się na stałym poziomie), podczas gdy wydobywanie gazu

przy pomocy odwiertów horyzontalnych rośnie wielokrotnie szybciej i osiąga poziomy wielokrotnie wyższy. W efekcie produkcja gazu odbywa się głównie przy wykorzystaniu odwiertów horyzontalnych. W 2010 roku na złożu Barnett wydobyto około 55 mld m<sup>3</sup> gazu (prawie 4 krotnie więcej niż konsumuje Polska), przy czym około 50 mld m<sup>3</sup> (90%) metodą szczelinowania hydraulicznego.

Rysunek 2. pokazuje w jaki sposób zmieniła się liczba odwiertów pionowych i poziomych na przestrzeni lat 1990 – 2010 dla pola gazowego Barnett. Dane te dostarczają więcej informacji niż mogłoby się wydawać na pierwszy rzut oka.

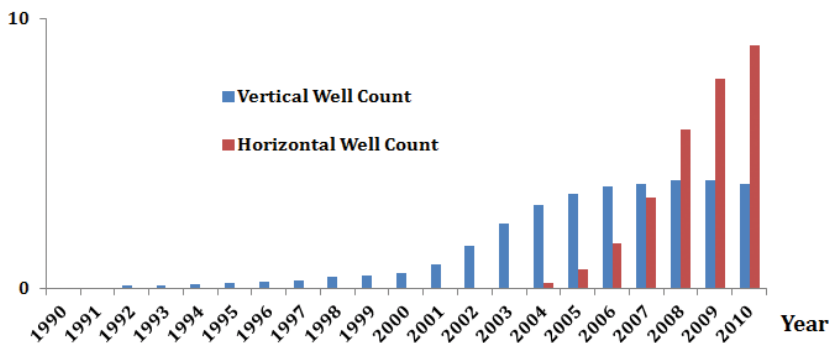
Na początku eksploatacji złoża mamy do czynienia z obecnością tylko odwiertów pionowych i to z nich pozyskiwane są węglowodory. W latach 2001-2006 podjęto zapewne ogromny wysiłek inwestycyjny, zwiększając liczbę odwiertów pionowych ponad 5-krotnie! W tym czasie ilość wydobywanego gazu konwencjonalnego wzrosła tylko 2-krotnie. Następnie ilość odwiertów pionowych zaczyna się stabilizować osiągając pewne maksimum, przy spadającym wolumenie produkcji gazu konwencjonalnego. Pierwsze odwierty poziome na polu gazowym Barnett zaczynają się pojawiać w 2004 roku i w końcu wyraźnie dominują na polu gazo-

wym, osiągając liczbę ponad dwukrotnie wyższą niż pionowe. Mamy przy tym do czynienia z ciągłym wzrostem liczby odwiertów poziomych przy nieco malejącej liczbie czynnych odwiertów pionowych. Najważniejsza jest jednak ekonomia. A ta mówi, że z jednego odwiertu poziomego średnio wydobywa się czterokrotnie więcej gazu niż z odwiertu konwencjonalnego. Dodatkowo, należy podkreślić, że nawet 8 odwiertów poziomych wyprowadza gaz przez jeden odwiert pionowy, co daje nawet 10-20 krotnie więcej gazu ziemnego produkowanego przez jeden niekonwencjonalny odwiert pionowy od którego odprowadzanych jest średnio 4-8 odwiertów horyzontalnych, w porównaniu do pionowego odwiertu konwencjonalnego. Dodatkowo, wzrost liczby odwiertów pionowych konwencjonalnych, któremu nie towarzyszy wzrost wydobywania gazu konwencjonalnego świadczy o szybkim wyczerpywaniu się takich zasobów. Bardzo szybki wzrost wydobywania gazu niekonwencjonalnego, wyprzedzający przyrost liczby odwiertów horyzontalnych świadczy o powolnym wyczerpywaniu się złóż zawartych w złożach niekonwencjonalnych. Zjawisko to nakazuje na nowo przeliczyć koszty i efektywność nakładów inwestycyjnych w wydobywanie konwencjonalne i niekonwencjonalne.

Dla porównania z ogłaszanymi szacunkami dla Polski, należy zaznaczyć, że dla 10 000 odwiertów poziomych pracujących w 2010 roku nakłady inwestycyjne wynosiły około 10-15 mld USD, czyli akurat tyle ile mówi się tylko o jednej koncesji w Polsce. Co ciekawe, taka ilość nakładów inwestycyjnych daje produkcję gazu ziemnego na poziomie 50 mld m<sup>3</sup> rocznie, przekraczając trzykrotnie popyt na gaz w Polsce. Wartość tego gazu wynosi około 6 mld USD w USA oraz 24 mld USD w Polsce, podczas gdy Polska wydaje na importowany gaz około 4 mld USD rocznie. Jest ewidentny dowód na to, że szacunki, cyfry i kwoty jakie przytaczane są w Polsce mają niewiele wspólnego z rzeczywistością.

Podsumowując, analiza obu wykresów jednocześnie wskazuje, iż ostatecznie produkcja gazu opiera się głównie na zwiększającej się liczbie odwiertów poziomych i to one odpowiadają za efektywne wydobywanie węglowodorów. Należy tutaj wspomnieć o tym, jak ważna jest znajomość technologii wydobywania gazu. Wiedza ta pozwala nie tylko zaoszczędzić na czasie, ale i pozwala obniżyć koszty całego przedsięwzięcia – aspekt ekonomiczny to bardzo istotna składowa procesu eksploatacji złóż. Warto jednak podkreślić, że odwierty poziome są bardziej skomplikowanymi układami niż odwierty pionowe i wymagają odmiennego podejścia. Dlatego też istotne jest pozyskiwanie wiedzy i przekładanie jej na spe-

**Wells Drilled**  
Thousands



Rys. 2. Porównanie ilości odwiertów pionowych i poziomych na przestrzeni lat dla pola gazowego Barnett w Teksasie [źródło: EIA]

cyficzne warunki geologiczne, które towarzyszą każdemu ze złóż. Temat ten zostanie szerzej poruszony w kolejnych częściach serii artykułów.

W tabeli 1 zestawiono porównanie udziału gazu łupkowego w całkowitej produkcji gazu dla wszystkich pól gazowych w USA wraz z projekcją na kolejne lata, a także pokazanie udziału gazu łupkowego w stosunku do całkowitej produkcji gazu. Jednostka Tcf oznacza bilion stóp sześciennych. W 2000 roku produkcja gazu niekonwencjonalnego z gaz łupkowych miała charakter doświadczalny a nie przemysłowy, 15 lat później, w 2015 roku osiągnie 43% udział w produkcji gazu ziemnego.

Przewiduje się, iż w USA produkcja gazu łupkowego wzrośnie z 5,8 Tcf do 18,9 Tcf w ciągu dekady, a tym samym udział gazu pochodzącego z łupków – w całkowitej produkcji gazu – zwiększy się z 27% do 60%.

Rozwój sektora gazowego pociąga za sobą wiele korzystnych dla kraju zmian – mianowicie wzrost zatrudnienia co przy wysokiej stopie bezrobocia jest zjawiskiem bardzo potrzebnym. Zjawisko to ma miejsce zarówno w sektorach bezpośrednio związanych z wydobyciem gazu jak i w obszarach powiązanych.

Na rysunku 3 przedstawiono zestawienie liczby pracowników, która sukcesywnie wzrosła w miarę upływu czasu i eksploatacji złóż, a także przedstawiono projekcję dalszego wzrostu ilości zatrudnienia na najbliższe 25 lat.

Z opracowania wynika, iż w 2010 roku w USA w bezpośrednio w sektorze gazowym powstało prawie 150 000 nowych miejsc pracy, dodatkowe 193 000 powstało w sektorach niebezpośrednich i kolejne prawie 260 000, które powstało na skutek rozwoju sektora – sumarycznie dało to zatrudnienie ponad 600 000 osobom. Ekonomisci i naukowcy przewidują, że tendencja ta będzie zachowana do 2035 roku w efekcie czego powstanie ponad 1 660 000 nowych miejsc pracy.

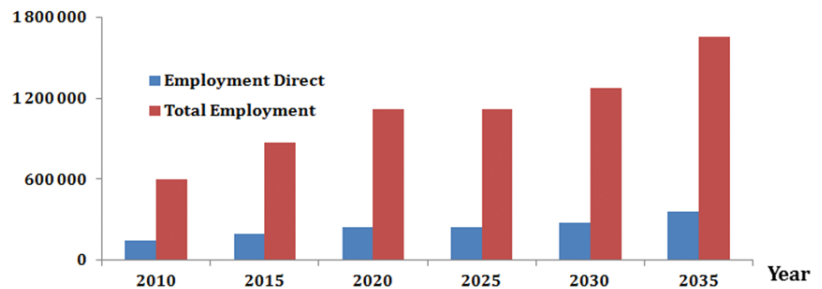
Jak wygląda struktura zatrudnienia w USA w sektorze gazowym? Otóż, w 2010 roku, najwięcej miejsc pracy, bo aż 45% z ponad 600 000, było zarezerwowane dla usług bezpo-

Tab. 1. Porównanie udziału gazu łupkowego w całkowitej produkcji gazu dla wszystkich pól gazowych w USA

Production/Year	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Shale (Tcf)	5,8	9,9	13,0	15,0	16,7	18,9
Total gas (Tcf)	21,2	23,3	26,0	27,8	29,1	31,2
Shale share of total	27%	43%	50%	54%	57%	60%

[źródło: IHS CERA i EIA]

Employment / Number of workers



Rys. 3. Wzrost zatrudnienia i jego prognoza do roku 2035 w ramach rozwoju sektora gazowego w USA [źródło: IHS Global Insight]

średnio związanych z sektorem gazu łupkowego, kolejną pozycję zajęły wolne etaty w obszarze związanym z produkcją, gdzie pracę znalazło ok. 13% zatrudnionych. Podobnie, bo 12% stanowią etaty w sektorze handlowym. Ilustracją do rozważań jest rysunek 4.

Do roku 2035 sytuacja na amerykańskim rynku pracy w sektorze gazowym nie ulegnie diametralnym zmianom. W porównaniu z rokiem 2010 o 2% wzrośnie zatrudnienie w usługach związanych z sektorem gazowym i przemyśle wydobywczym. Największą zmianę, bo spadek o ponad połowę, odnotowany zostanie w przemyśle budowlanym. Pozostałe sektory utrzymają się na poziomie podobnym do tego z 2010 roku.

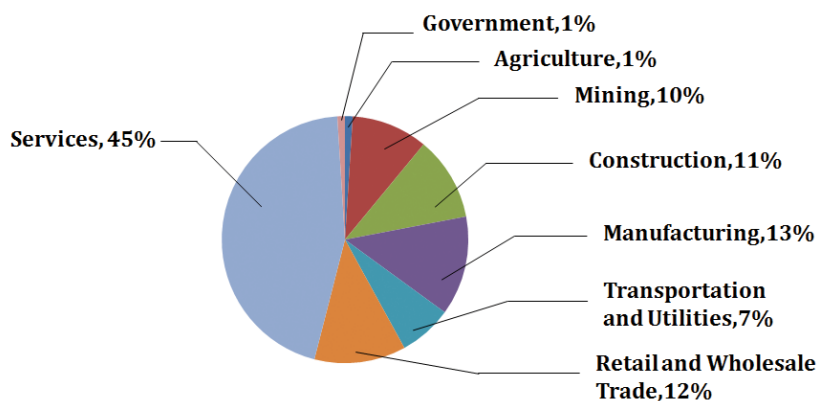
### Ile kosztuje niekonwencjonalny odwiert i dlaczego tak dużo?

Powszechnie uważa się, że koszt odwiertu niekonwencjonalnego jest znacząco wyższy od konwencjonalnego. Dodatkowo, koszty tych

odwiertów w Polsce są, jak donosi prasa, nawet trzykrotnie wyższe niż w USA. Pytanie, które tu się nasuwa to: czy możemy je taniej robić?

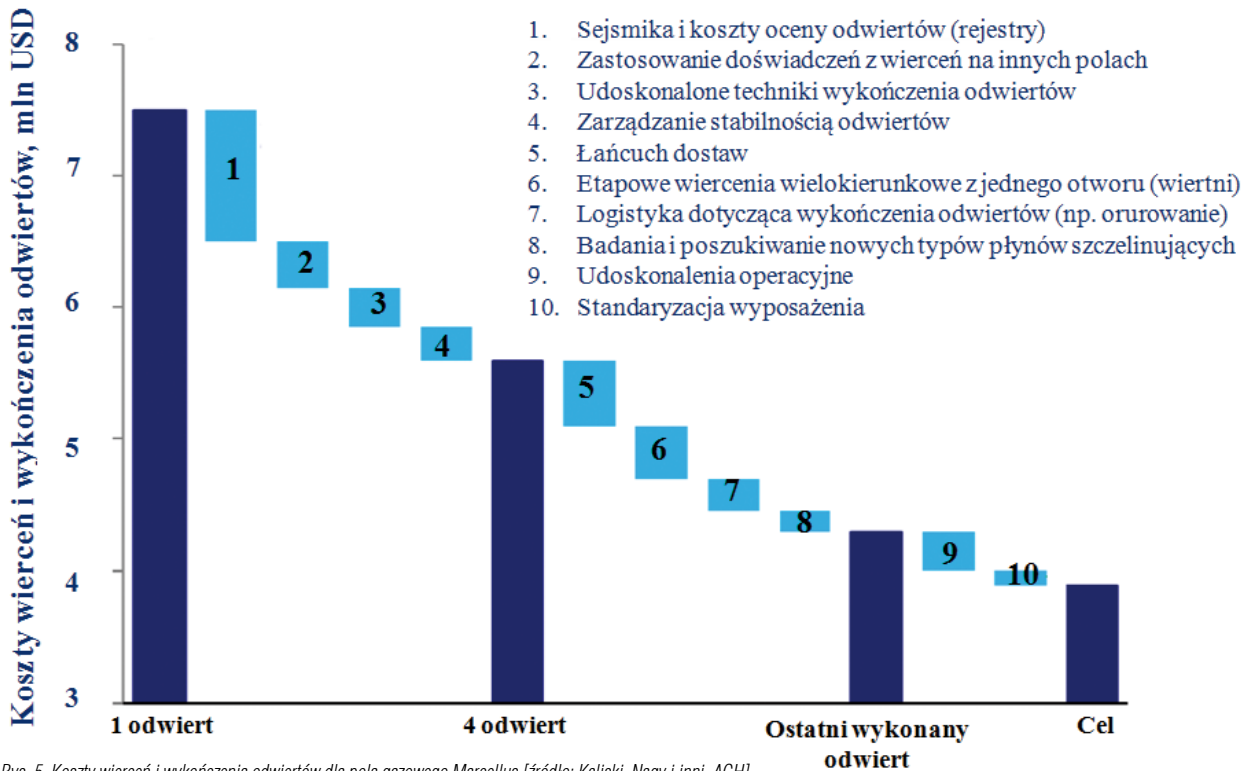
Otóż, prawda jest dużo bardziej złożona niż popularne twierdzenia. Odwierty niekonwencjonalne są droższe od konwencjonalnych, jednak produkcja gazu z nich jest wielokrotnie wyższa w skali roku, a dodatkowo okres ich eksploatacji również jest dłuższy. Równocześnie, odwierty niekonwencjonalne w Polsce nie są znacząco droższe niż w USA. Można przyjąć, że najwyższy koszt, związany z odwiertami, czyli korzystanie ze wiertni i ze sprzętu, a także z proppantów jest na porównywalnym poziomie, ale za każdy kolejny dzień pracy ludzi i sprzętu. Problem w tym, że w Polsce czas trwania tych odwiertów jest nawet kilkukrotnie a w skrajnych przypadkach ponad 10-krotnie dłuższy niż w USA. Najdłuższy dotychczas odwiert realizowany w Polsce trwał około 90 dni, a najkrótszy około 40. Najkrótszy odwiert niekonwencjonalny w USA trwał już poniżej 10 dni. I nadal trwają prace jak ten czas skrócić do 8 dni. Jeśli przyjąć, z pewnym uproszczeniem, że całkowity koszt dzienny realizacji odwiertów niekonwencjonalnych wynosi około 100 000 USD, to widać wyraźnie, że największy problem w Polsce tkwi w czasie prowadzenia tych wierceń i szczelinowania, na co niezwykle duży wpływ wiele czynników, w tym otoczenie biurokratyczne. Można bowiem zatem stwierdzić, że kiedy urzędnicy myślą, drogie maszyny i ludzie stoją i czekają i nabijają liczniki kosztów wierceń, licząc 100 000 USD za każdy dzień.

Najprościej jednak jest zadać kłam powszechnym twierdzeniom o rzekomo wysokich



Rys. 4. Struktura zatrudnienia sektora gazowego w USA w 2010 roku [źródło: IHS Global Insight]





Rys. 5. Koszty wierceń i wykończenia odwiertów dla pola gazowego Marcellus [źródło: Kaliski, Nagy i inni, AGH]

kosztach wydobycia gazu ze skał łupkowych za pomocą ceny, po jakiej jest on sprzedawany. Wynosi ona około 105 – 125 USD za 1000 m<sup>3</sup> tak wydobywanego gazu ziemnego. Można zatem śmiało twierdzić, że koszty wydobycia gazu łupkowego są niższe niż cena sprzedaży tego gazu. Jest to bardzo logiczne. Gdyby było inaczej, udział w całkowitej produkcji gazu ziemnego w USA nie osiągałby tak szybko tak wysokiego poziomu produkcyjnego. Co to oznacza? Koszty wydobycia gazu łupkowego w Polsce nie muszą być znacząco wyższe niż w USA, i głównie zależą od tego, jak szybko nauczymy się efektywnie wiercić odwierty niekonwencjonalne.

do tego, by osiągnąć obniżenie kosztów wierceń już o 25%.

Biorąc pod uwagę powyższe można stwierdzić, że każdy kolejny odwiert jest tańszy do wykonania od poprzedniego. Największe koszty podczas pierwszego odwiertu przypisane zostały badaniom sejsmicznym i raportom dotyczącym oceny odwiertów. Pierwszy odwiert służył również badaniu i poszerzaniu umiejętności w celu poprawienia jakości wykonywania kolejnych odwiertów. W trakcie prac na polu gazowym ciągle poszukiwane są nowe, bardziej wydajne rozwiązania technologiczne i materiały – lepszy płyn szczelinujący, lepsze proppanty.

Wszystko po to, aby coraz efektywniej pozyskiwać węglowodory.

Jak rozkładają się koszty związane z eksploracją złoża Najwięcej funduszy przeznaczonych jest na przystosowanie podłoża do wydobycia węglowodorów – co poglądowo zostało przedstawione na rysunku 6. Zaprojektowanie pola gazowego tak, aby było bezpieczne dla ludzi na nim pracujących jak i dla środowiska. Kolejnym istotnym kosztem płynu szczelinującego.

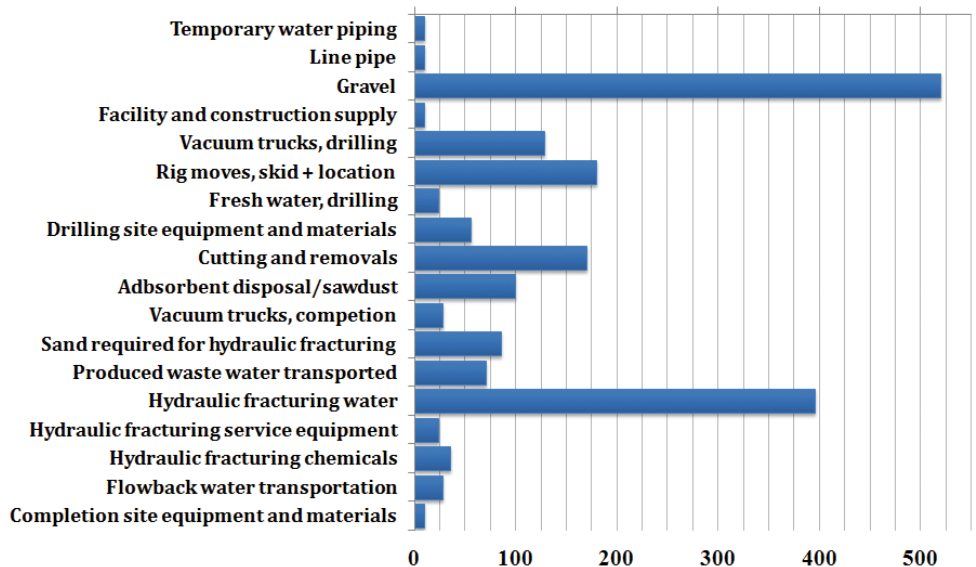
Kolejny rysunek 7 pokazuje efekt ekonomiczny krzywej uczenia, również dla złoża Marcellus, które prezentuje pozytywne zmiany w przeciągu 4 kolejnych lat eksploatacji złoża.

### Czy można się tego wszystkiego nauczyć?

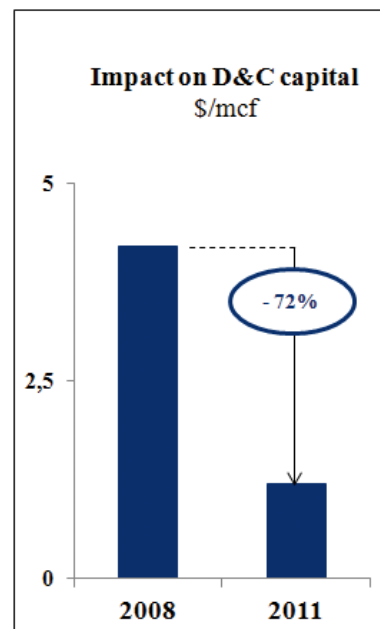
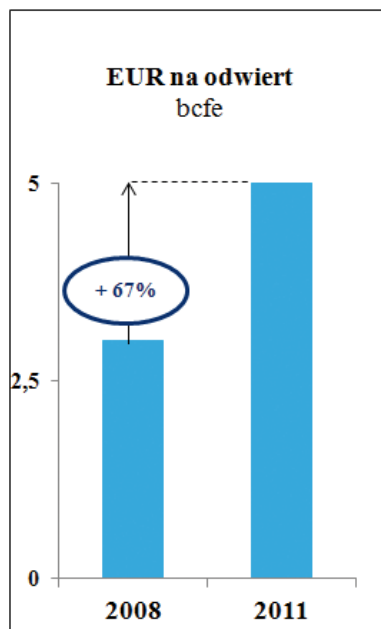
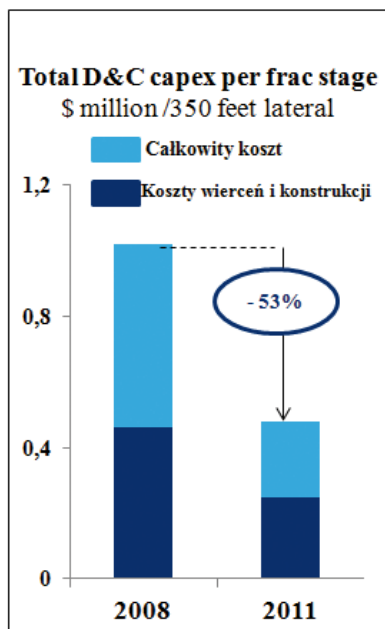
Oczywiście, że tak. Jeden z polskich koncesjonariuszy znacząco poprawia strukturę kosztów po każdym odwiercie, co można wywnioskować z ogólnie dostępnych informacji.

A jak sytuacja ekonomiczna przekłada się bezpośrednio na konkretne pole gazowe? Przykładowo dla pola Marcellus w USA można zaobserwować ogromnie istotny spadek kosztów wierceń i wykończenia odwiertów. Schematycznie sytuację tę przedstawiono na rysunku 5:

Kolejne wartości na rysunku nr 5. pokazują jakie czynniki w poszczególnych etapach miały największy wpływ na obniżenie kosztów wierceń. Wyraźnie widać, że wykonanie ostatniego odwiertu było o 43% tańsze niż pierwszego, przy czym pierwsze cztery odwierty posłużyły także



Rys. 6. Poglądowy rozkład kosztów związanych z logistyką złoża gazowego [źródło: materiały konferencyjne]



Rys. 7. Krzywe uczelnia dla pola gazowego Marcellus [źródło: Kaliski, Nagy i inni, AGH]

Widać, iż w ciągu 4 lat nastąpił spadek kosztów szczelinowania o 53%, a równocześnie o 67% wzrosła efektywność wydobywania gazu, mierzona jako szacowany całkowity uzysk z odwiertu. Od 2008 do 2011 roku nastąpił także spadek kapitału zaangażowanego o 72%. Nie ma żadnego powodu, by pozytywny efekt uczenia się nie nastąpił także w Polsce. Niestety, zjawiska te pomijane są we wszystkich powszechnie cytowanych szacunkach o astronomicznych, koniecznych nakładach inwestycyjnych i niskiej

efektywności wydobywania gazu niekonwencjonalnego w Polsce.

### Polish Shale Gas Dream

#### – terażniejszość i przyszłość

W oparciu o dane z raportu EIA (Energy Information Administration) dla USA, pokusiliśmy się o zbudowanie analogicznego modelu dla Polski, dokonaliśmy również uproszczonej analizy porównawczej. Schematycznie wyniki modelowania zostały przedstawione na ry-

sunku 8. Szacunki te nie uwzględniają modelu opodatkowania wydobywania węglowodorów oraz opłat środowiskowych, głównie z powodu nieporównywalności sytuacji a także niedoprecyzowanego jeszcze modelu podatkowego dla węglowodorów niekonwencjonalnych w Polsce.

Prosimy na marginesie zwrócić uwagę, że do szczelinowania oraz do stymulacji złoża (podniesienia efektywności wydobywania) niezbędne są proppanty które transportowane są

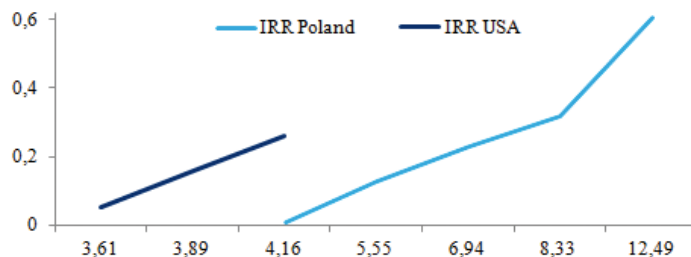
USA (przy założeniu ceny gazu 3,69 \$/mmBtu)					Poland (gas price 8,33 \$/mm btu)			
Rok	Wydobycie z pojedynczego odwiertu (Barnett) [bcf]	Przychody [mln \$]	Koszty [mln \$]	Zysk [mln \$]	Production from single well [bcf]*	Przychody [mln \$]	Koszty [mln \$]	Zysk [mln \$]
Wiercenie i szczelinowanie z wykorzystaniem proppantów ceramicznych								
1	1,87	7,09	5,20	1,89	0,75	6,35	11,20	- 4,85
2	1,50	5,68	0,50	5,18	0,60	5,08	0,50	4,58
3	0,75	2,84	0,50	2,34	0,30	2,54	0,50	2,04
Pierwsza stymulacja odwiertu								
4	1,50	5,68	0,50	5,18	0,60	5,08	0,50	4,58
5	0,94	3,55	0,50	3,05	0,37	3,18	0,50	2,68
6	0,56	2,13	0,50	1,63	0,22	1,91	0,50	1,41
7	0,37	1,42	0,50	0,92	0,15	1,27	0,50	0,77
8	0,28	1,06	0,50	0,56	0,11	0,95	0,50	0,45
9	0,19	0,71	1,40	- 0,69	0,07	0,64	1,40	- 0,76
Druga stymulacja odwiertu								
10	1,12	4,26	0,50	3,76	0,45	3,81	0,50	3,31
11	0,94	3,55	0,50	3,05	0,37	3,18	0,50	2,68
12	0,65	2,48	0,50	1,98	0,26	2,22	0,50	1,72
13	0,37	1,42	0,50	0,92	0,15	1,27	0,50	0,77
14	0,28	1,06	0,50	0,56	0,11	0,95	0,50	0,45
15	0,19	0,71	0,50	0,21	0,07	0,64	0,50	0,14
<b>RAZEM</b>	<b>11,50</b>	<b>43,63</b>	<b>13,10</b>	<b>30,53</b>	<b>4,60</b>	<b>39,07</b>	<b>19,10</b>	<b>19,97</b>

## USA

Cena gazu ziemnego [\$/1000 m <sup>3</sup> ]	130,00	150,00
Cena gazu ziemnego [\$/mmBtu]	3,61	4,16
IRR	5%	26%

## Polska

Cena gazu ziemnego [\$/1000 m <sup>3</sup> ]	150,00	200,00	250,00	300,00	450,00
Cena gazu ziemnego [\$/mmBtu]	4,16	5,55	6,94	8,33	12,49
IRR	1%	13%	23%	32%	61%



Rys. 8. Uproszczona analiza porównawcza dla USA i Polski [źródło: EIA, opracowanie własne BALTIC CERAMICS]

pod wysokim ciśnieniem około 600 atmosfer płynię szczelinującym i to one odpowiadają za jakość szczelinowania hydraulicznego.

Jaki jest wynik ekonomicznego modelowania przeprowadzonego w porównaniu z wynikami osiąganymi w USA?

Po pierwsze, widać wyraźnie, że największy wpływ na IRR czyli wewnętrzną stopę zwrotu ma cena gazu. Ta zaś w Polsce jest ponad 4-krotnie wyższa niż w USA. Z nadkładem kompensuje to założone obecnie dwukrotnie wyższe koszty wydobycia gazu ze skał łupkowych w Polsce, a także znacznie niższą efektywność wydobycia gazu w Polsce, znajdującą się na poziomie około 40% (nasze założenie) wydajności w USA.

Cena gazu jest najważniejsza dla ekonomii wydobycia. Wyraźnie widać, że dla ceny 130 USD za 1 000 m<sup>3</sup> w USA IRR z takiej inwestycji wynosi 5%. Z tego powodu, gdy cena gazu spada poniżej tej ceny, ilość wydobywanego gazu łupkowego w USA spada. Powoduje to, iż amerykańskie firmy szukają dalszych oszczędności. Dla ceny 150 USD za 1 000 m<sup>3</sup>, IRR wynosiłoby w USA już 26%.

Aby w Polsce osiągnąć IRR z inwestycji w wydobywanie gazu łupkowego na poziomie 5%, cena gazu musiałaby spaść do 160 USD za 1 000 m<sup>3</sup>. Czy to jest w ogóle możliwe? Oznaczałoby to, że ceny gazu musiałby spaść o około 60% w porównaniu do obecnych. A to jest raczej niemożliwe.

Dla obecnego poziomu ceny gazu importowanego (450 USD za 1 000 m<sup>3</sup>) IRR z inwestycji w wydobywanie gazu łupkowego w Polsce powinno wynosić 61%. Czy to jest mało?

## Podsumowanie

Na temat przyszłych kosztów wydobycia gazu łupkowego w Polsce mówi się wiele, jednak dane te nie są poparte empirycznymi obserwacjami z rozwiniętego rynku, a jedynie wynikają z kosztów jakie poniesiono przy pierwszych, próbnym oraz pojedynczych odwiertach i szczelinowaniach. Obecnie w wysokich kosztach odwiertów w Polsce należy uwzględnić koszty dochodzenia do właściwej technologii i to tak długo, aż nie osiągniemy porównywalnych parametrów wydajnościowych do istniejących na rynku amerykańskim, takich jak: czas wykonania pełnego odwiertu, czas szczelinowania i długość odwiertu horyzontalnego, liczba odwiertów horyzontalnych, ilość gazu z jednego odwiertu horyzontalnego, ale także: łączny czas oczekiwania na wszystkie pozwolenia o jakie trzeba jeszcze wystąpić po rozpoczęciu prac na odwiercie, łączny czas jaki upływa od zakończenia prac wiertniczych na jednym „padzie” do rozpoczęcia tych prac na kolejnym „padzie”. Szczególnie w kontekście faktu, iż każdego dnia zegar tyka o kwotę 100 000 USD. Kładzenie nacisku na wzrost efektywności wydobycia, przy jednoczesnym dążeniu do optymalizacji kosztów z nim związanych, powinno być wpisane jako cel programu wszystkich odwiertów niekonwencjonalnych w Polsce w najbliższych latach. Do tej pory mamy wykonane tylko 44 odwierty pionowe i kilka odwiertów poziomych oraz kilka prac szczelinowania. To stanowczo za mało aby móc ferować opinie na temat kosztów oraz opłacalności wydobycia węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych w Polsce. Dopiero zwielokrotnienie tych prac da efekt zwiększenia

wielkości złóż perspektywicznych i pewnych, oraz samego wzrostu wielkości produkcji. Polska po dwóch latach prac, nadal znajduje się w fazie poszukiwawczej i testowej węglowodorów niekonwencjonalnych, a więc wymaga wytrwałej i konsekwentnej pracy, celem ustanowienia standardów umożliwiających wieloletnie korzystanie z bogactw uwięzionych w niekonwencjonalnych złóżach.

## Bibliografia:

1. A. Cylwik, K. Piętka-Kosińska, K. Lada. M. Sobolewski i inni, *Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce w latach 2012 - 2025, Analiza scenariuszowa*, Warszawa, lipiec 2012
2. M. Kaliski, M. Krupa, A. Sikora, *Forecasts and/or scenarios, including quantification of the distance, timing and costs*, Arch. Min. Sci., Vol. 57 (2012), No 2, p. 425 - 441
3. *International Energy Agency, World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*, 2012
4. *Information Handling Services Cambridge Energy Research Associates, The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States*, June 2012
5. M. Kaliski, S. Nagy, S. Rychlicki, J. Siemek, A. Szurlej, AGH, *Gaz ziemny w Polsce - wydobycie, zużycie i import do 2030 roku*, Tom 5, Zeszyt 3, *Górnictwo i Geologia*, 2010

Piotr Woźniak  
Prezes Zarządu BALTIC CERAMICS S.A.

Dariusz Janus  
Prezes Zarządu LST CAPITAL S.A.