

TECHNICZNE ASPEKTY POZYSKIWANIA I WYDOBYCIA GAZU ŁUPKOWEGO

TECHNOLOGY ASPECTS OF SHALE GAS GETTING AND EXPLOITATION

Jan Marianowski - Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki, AGH Kraków
Wojciech Tepler - Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu, AGH Kraków

W artykule przedstawiono energetyczne oraz ekologiczne aspekty spalania paliw kopalnych. Opisano genezę powstawania paliw kopalnych ciekłych i gazowych, w tym gazu łupkowego (shale gas). Sprecyzowano różnice, jakimi charakteryzują się konwencjonalne i niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego. Opisano techniki i technologie wykonywania odwiertów kierunkowych. Szczegółowo opisano procedury szczelinowania (fracturing) związane z pozyskiwaniem gazu zalegającego w łupkach. Wyjaśniono, na czym mogą polegać potencjalne zagrożenia związane z udostępnianiem i wydobywaniem gazu łupkowego.

Słowa kluczowe: gaz łupkowy

The article presents energy and ecology aspects of mined fuel combustion. A genesis of forming of mined fluid and gasses fuels, involving the shale gas has been described. The differences characteristic for conventional and unconventional deposits of natural gas have been defined. The engineering and technologies of operating of directed boreholes were also described. The fracturing procedures connected with getting of gas strata deposition have been given in details. Some potential dangerous conditions connected with the exploitation of shale gas were also explained.

Key words: shale gas

Wprowadzenie

Już przed II wojną światową zauważono, że zwiększenie powierzchni kontaktu skał gazonośnych z przestrzenią szybu eksploatacyjnego (otworu) jest czynnikiem powodującym wzrost produkcji gazu. Najciekawsze wyniki w tym zakresie uzyskano zatłaczając do uprzednio wywierconego pionowego otworu wodę. Skutkowało to otwarciem naturalnych spękań, a tym samym zwiększało powierzchnię kontaktu złoża z otworem. Aby powstałe w otoczeniu otworu szczeliny nie zamykały się pod wpływem grawitacyjnego nacisku skał znajdujących się nad złożem, w ostatniej fazie zatłaczania do wody dodawano tzw. podsadzkę, czyli drobnoziarnisty piasek. Z czasem płyn wzbogacano o związki chemiczne (borany, izopropanol, benzyna, olej napędowy), które polepszały jego zdolność do penetracji. Aby jeszcze bardziej zwiększyć stopień penetracji złoża zaczęto wiercić otwory kierunkowe, a nawet poziome.

Nasuwa się pytanie, co takiego wynaleziono za Oceanem Atlantyckim w obszarze eksploatacji gazu ziemnego, skoro operacja szczelinowania nie jest niczym nowym? Po pierwsze doprowadzono do perfekcji technikę wierceń kierunkowych, w których proces wiercenia oparto na najbardziej sprawnym energetycznie wierceniu skrawającym, realizowanym za pośrednictwem sterowanych cyfrowo z powierzchni wglębnych wolnoobrotowych silników hydraulicznych napędzanych płuczką wiertniczą. Po drugie, nie tylko opracowano ale i doprowadzono do perfekcji technologię pozyskiwania gazu ze skał, w których był dotąd zamknięty i niemożliwy do pozyskania tradycyjnymi metodami. Po trzecie (ogromna nadpodaż usług wiertniczych) doprowadzono do kilkukrotnej obniżki

cen wierceń oraz szczelinowania. Dzięki tej obniżce kosztów oraz przede wszystkim standaryzacji omawiane zabiegi stały się normą w wiertnictwie. Dzięki temu „seryjna produkcja” szybów gazowych stała się oczywistością, a cena gazu spadła wielokrotnie, uniezależniając Stany Zjednoczone AP od importu tego surowca.

Oszacowane w wyniku badań ekspertów Państwowego Instytutu Geologicznego łączne, możliwe do wydobywania przy dzisiejszym stanie techniki zasoby gazu ziemnego z formacji łupkowych dla polskiej lądowej i szelfowej części basenu bałtycko-podlasko-lubelskiego wystarczą przy obecnym zapotrzebowaniu polskiego rynku na gaz ziemny przez 35-65 lat [3].

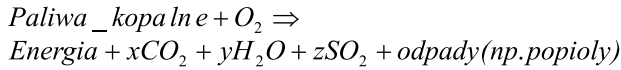
Uruchomienie komercyjnej eksploatacji gazu z łupków wymaga przeprowadzenia dokładnych badań sejsmicznych oraz reinterpretacji dotychczasowych a przede wszystkim odwiercenia określonej liczby otworów pionowych i poziomych. Jak dotąd (wg informacji Ministerstwa Środowiska), do połowy maja 2013 wykonano 44 otwory w poszukiwaniu gazu z łupków, w toku jest pięć kolejnych. Na cały 2013 rok zaplanowanych jest 41 wierceń, w tym 9 opcjonalnych, czyli nie objętych ścisłym zobowiązaniem koncesyjnym. Od stycznia do 17 maja 2013 r. zostało wykonanych siedem wierceń w poszukiwaniu gazu konwencjonalnego oraz trzy za gazem z formacji łupkowych [4].

Aspekty energetyczne i ekologiczne spalania paliw kopalnych

Gaz ziemny z ekologicznego punktu widzenia jest najczystszy źródłem energii wśród całej rzeszy wydobywanych i spalanych paliw kopalnych. Czystość ta przejawia się przede

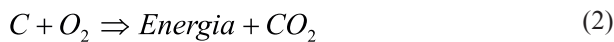
wszystkim w stosunkowo niskiej emisji gazu cieplarnianego jakim jest dwutlenek węgla. Pozyskiwanie energii z tytułu spalania paliw kopalnych przebiega najczęściej wg schematu (1), gdzie liczby x, y oraz z symbolizują współczynniki wynikające z reakcji chemicznych.

(1)



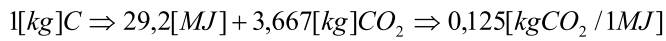
Poniżej, relacje (2)(2a)(3)(3a), zestawiono dla najczęściej wydobywanych kopalni energetycznych reakcje ich spalania oraz na tej podstawie obliczone wg elementarnych wzorów stechiometrycznych oraz danych tablicowych [12] ilości generowanego dwutlenku węgla przypadające na 1 [MJ] wytwarzanej tym sposobem energii.

Spalaniu czystego chemicznie węgla towarzyszy reakcja chemiczna:

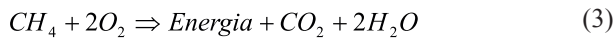


i odpowiadająca jej relacja energetyczna

(2a)

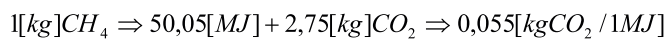


Spalaniu czystego chemicznie metanu towarzyszy reakcja chemiczna:



i odpowiadająca jej relacja energetyczna:

(3a)



Porównanie rezultatów obliczeń (3a) oraz (2a) wyjaśnia, dlaczego tak preferowaną kopalnią użyteczną wykorzystywaną w pozyskiwaniu energii jest gaz ziemny, zawierający w zależności od złoża od 95% do 98% czystego metanu. To właśnie obecność wodoru w metanie (*jest to najprostszy węglowodor*)

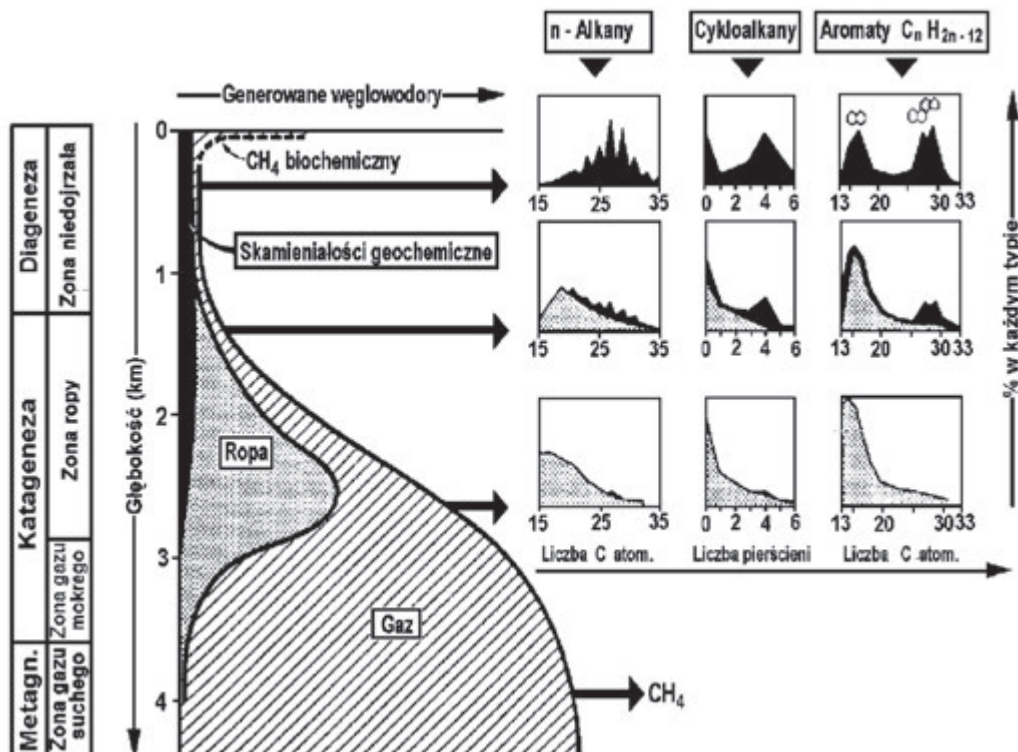
jest czynnikiem generującym tak znaczny wzrost energii spalania w stosunku do energii uzyskiwanej ze spalania czystego węgla. Towarzysząca jednocześnie temu spalaniu niska emisja CO₂ stawia to paliwo w pierwszym rzędzie pożądanych paliw ekologicznych.

Gaz łupkowy – morfologia i zasoby

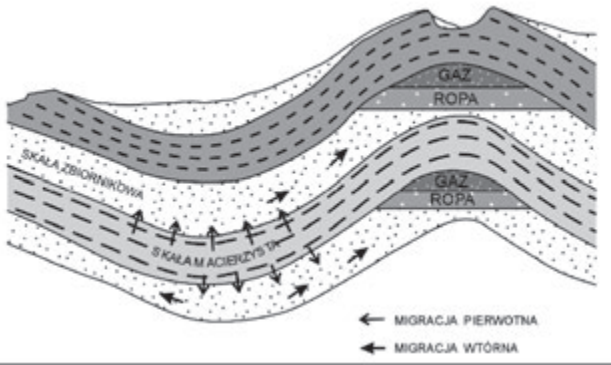
Geneza powstawania paliw kopalnych, w tym ropy naftowej i gazu ziemnego jest niezwykle złożona. W absolutnie wielkim uproszczeniu gaz w łupkach z epoki syluru (443 ÷ 417 mln lat temu) powstawał na drodze przeobrażenia substancji organicznej pochodzenia roślinno-zwierzęcego. Szczałki tych substancji naprzemiennie z drobnymi okruchami mineralnymi gromadziły się na dnie basenów morskich przez setki milionów lat. Przykrywana równocześnie warstwą powstającego mułu i łu materia organiczna w warunkach beztlenowych, pod wpływem wysokiej temperatury i wysokiego ciśnienia ulegała stopniowo rozkładowi i zamieniała się w gaz ziemny lub ropę naftową, natomiast w miarę równoczesnego pograżania grawitacyjnego powstających osadów, ły i muły zamieniały w łupki, stając się tym samym skałą macierzystą dla generowanych jednocześnie węglowodorów (rys.1). Nadmienić należy, że spośród skał osadowych najlepsze cechy skał macierzystych generujących w sprzyjających warunkach węglowodory wykazują: łupki, skały węglanowe, anhydryty i węgle. Powstałe złoża gazu ziemnego można według ogólnego kryterium podzielić na gaz znajdujący się w złożach konwencjonalnych i niekonwencjonalnych.

Gaz w złożach konwencjonalnych

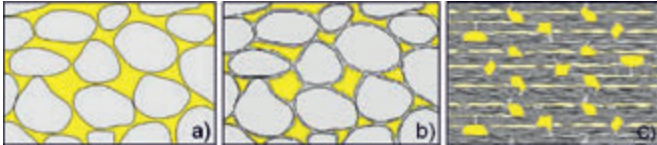
Gaz ziemny złóż konwencjonalnych powstawał na przestrzeni dziesiątków milionów lat, unosząc się ze skały macierzystej do skały przepuszczalnej (migracja pierwotna czyli ekspulsja) a następnie stopniowo skałą przepuszczalną ku powierzchni Ziemi (migracja wtórna) aż do momentu na-



Rys.1. Schemat generowania węglowodorów w funkcji pograżania skał macierzystych [14]



Rys.2. Migracja pierwotna i wtórna węglowodorów [14]

Rys.3. Idealizacja zalegania gazu: a) konwencjonalne zaleganie gazu, b) niekonwencjonalne zaleganie gazu – gaz zamknięty w piaskowcach (*tight gas*), c) niekonwencjonalne zaleganie gazu – gaz zamknięty w łupkach (*shale gas*) [1][9][10]

potkania pułapki, zazwyczaj w postaci porowatych skał (skały zbiornikowe), izolowanych od góry dodatkowo warstwą skał nieprzepuszczalnych pod którymi następowała akumulacja przemieszczających się węglowodorów (rys.2). Pułapki przypominają wielkie zbiorniki, z których przy pomocy wierceń pionowych możliwe jest właśnie wydobycie gazu konwencjonalnego.

Gaz w złożach niekonwencjonalnych

Jeżeli skale macierzystej towarzyszyła obecność skał zbitych i źle przepuszczalnych migracja pierwotna wygenerowanego w skale macierzystej gazu ulegała zatrzymaniu a wręcz była niemożliwa, tworząc tym samym złoża niekonwencjonalne w skale macierzystej. Z punktu widzenia opisu uwarunkowań geologicznych, niekonwencjonalne złoża gazu można podzielić na pięć rodzajów:

- gaz z dużych głębokości (*deep gas*),
- gaz zamknięty/ścieśniony (*tight gas*),
- gaz w łupkach (*shale gas*),
- metan pokładów węgla (*coal bed methane*),
- hydraty gazowe (*gas hydrates*).

Różni je przede wszystkim miejsce zalegania, do których należą skały łupkowe, izolowane pory skalne oraz złoża węgla oraz sposób w jaki w tych skałach macierzystych zalegają (rys.3). Skały zawierające gaz niekonwencjonalny to łupki bitumiczne, prawie zupełnie nieprzepuszczalne, albo piaskowce o bardzo niskiej przepuszczalności [5][6][11]. Zawarty w nich metan izolowany jest w mikroszczelinach, bądź jest fizycznie związany z materią organiczną.

Do tej pory branża gazowa pozyskiwała surowce właśnie z konwencjonalnych pułapek złożowych metodami znanymi już od XIX wieku i nie nastęrczącymi dzisiaj specjalnych problemów technologicznych. Gaz zalegający w złożach niekonwencjonalnych jest z ekonomicznego punktu widzenia trudniejszy i mniej opłacalny w pozyskiwaniu. Poziom zaawansowania technologicznego nie pozwalał dotąd na badania skał macierzystych, w których powstały węglowodory, ponieważ ciemne łupki ilaste bogate w materię organiczną są praktycznie nieprzepuszczalne. Na powierzchni (wychodnie złoża) zazwyczaj dzielą się na cienkie płytki, natomiast kilka kilometrów pod

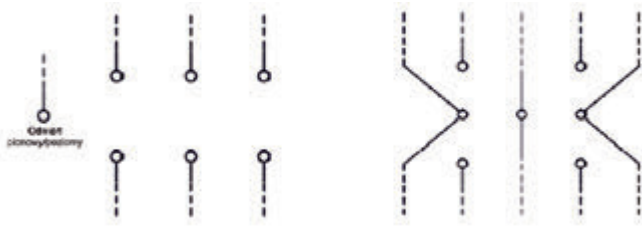
Tabl.1. Szacunkowe zasoby gazu łupkowego (*shale gas*) w świecie. bln [Nm³] [9]

Europa	
Francja	5,10
Niemcy	0,23
Holandia	0,48
Norwegia	2,35
Wielka Brytania	0,57
Dania	0,65
Szwecja	1,16
POLSKA	1,4÷3,0
Turcja	0,42
Ukraina	1,19
Litwa	0,11
Azja	
Chiny	36,10
Indie	1,78
Pakistan	1,44
Ameryka Północna	
USA	24,41
Kanada	10,99
Meksyk	19,28
Ameryka Południowa	
Wenezuela	0,31
Kolumbia	0,54
Argentyna	21,92
Brazylia	6,40
Chile	1,81
Urugwaj	0,59
Paragwaj	1,76
Boliwia	1,36
Afryka	
RPA	13,73
Libia	8,21
Tunezja	0,51
Algieria	6,54
Maroko	0,31

ziemią przypominają swoją strukturą beton. Wydobycie gazu z łupków stało się możliwe dzięki innowacjom w technologiach eksploatacyjnych. Zastosowanie na szeroką skalę absolutnie nowej techniki wykonywania odwiertów poziomych w połączeniu z udoskonaloną technologią szczelinowania hydraulicznego umożliwiły udostępnienie na skalę przemysłową złóż surowca uwiecznionego dotąd w skałach macierzystych.

A, że pozyskanie gazu (*shale gas*) ze złóż niekonwencjonalnych stać się może intratnym przedsięwzięciem, poniżej zestawiono szacunkowe ilości zasobów gazu w wybranych regionach i krajach świata (tab. 1).

O wielkości bazy zasobowej przesądzą w przyszłości wyniki realizacji prac wykonywanych w ramach udzielonych przez Ministerstwo Środowiska koncesji. To, czy gaz w łupkach występuje w Polsce i w jakich ilościach, powinno rozstrzygnąć



Rys. 4. Schemat wiercenia grupowego a) 7 otworów, b) 7 do 9 otworów [11]

się w ciągu najbliższych 4 lat, czyli w okresie na jaki średnio wydano koncesje poszukiwawcze. Przepuszczalny pas łupkowy rozciąga się wzdłuż linii *Teyserre-Tornquist* od wybrzeża między Słupskiem a Gdańskiem poprzez Warszawę aż po Lublin i Zamość. Prognozy mówią, że potencjalne złoża gazu łupkowego w Polsce znajdują się na głębokościach od 2500÷3000 [m] we wschodniej części tego pasa, do 4000÷4500 [m] w jego części zachodniej. Koszt jednego odwiertu pionowego w chwili obecnej przy takiej głębokości zalegania złóż średnio wynosi od 20 do 50 milionów PLN, co już tylko orientacyjnie sygnalizuje skalę przedsięwzięcia.

Technika i technologia wykonywania odwiertów kierunkowych

Różnice w wierceniach za gazem konwencjonalnym i niekonwencjonalnym

Gaz konwencjonalny jest wydobywany ze złóż mających bardzo dobrą przepuszczalność i porowatość, czyli z utworów piaskowcowych lub węglanowych. Poszukiwanie złóż gazu konwencjonalnego realizowane jest zasadniczo otworami pionowymi, jakkolwiek możliwe jest również stosowanie otworów poziomych w zależności od struktury, miąższości i wielkości złoża ale i też od tektoniki jego zalegania.

Gaz łupkowy, określany jako niekonwencjonalny zalega w skale macierzystej, którą są mułowce pospolicie zwane łupkami. Oznacza to, że z natury rzeczy istnieją zasadnicze różnice w technice poszukiwania i udostępniania tego gazu biorąc pod uwagę tylko te dwa ośrodki skalne. Aby uzyskać dobry efekt ekonomiczny pozyskania gazu w tego rodzaju złożach jedynym racjonalnym rozwiązaniem jest udostępnienie złoża otworami poziomymi, jakkolwiek mogą być to tylko otwory pionowe (w

przypadku bardzo dużej miąższości złoża).

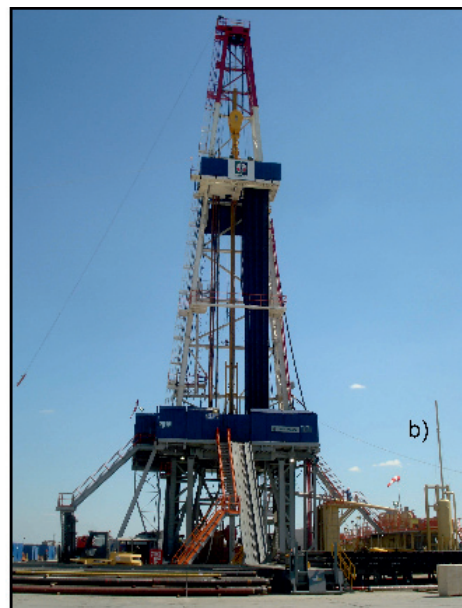
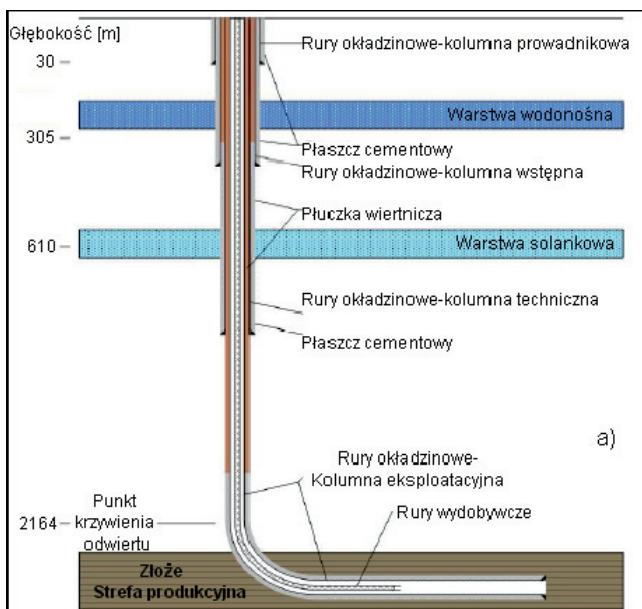
Wiercenia poziome muszą być prowadzone grupowo (rys. 4), co należy rozumieć w ten sposób, że z jednego placu (*pad drilling*) wykonywanych jest kilka a nawet kilkanaście otworów, których układ wyróżnia się tym, że kierunek odcinka poziomego otworu musi być ukierunkowany prostopadłe do potencjalnych szczelin, które powstaną w procesie szczelinowania skały, innymi słowy zgodnie z kierunkiem najmniejszych naprężeń głównych górotworu.

Druga zasadnicza różnica polega na tym, że odcinek złożowy otworu wierconego w łupkach musi być perforowany i szczelinowany z zastosowaniem specjalnych płynów szczelinujących o zróżnicowanym składzie chemicznym w zależności od składu mineralogicznego łupków, a szczeliny muszą być podsadzane piaskiem (*proppantem*) o wyselekcjonowanej granulacji. Należy nadmienić, że złoża konwencjonalne też podlegają zabiegom szczelinowania, ale idea i technologia wykonania tej operacji są zupełnie odmienne i zupełnie na czym innym polegają.

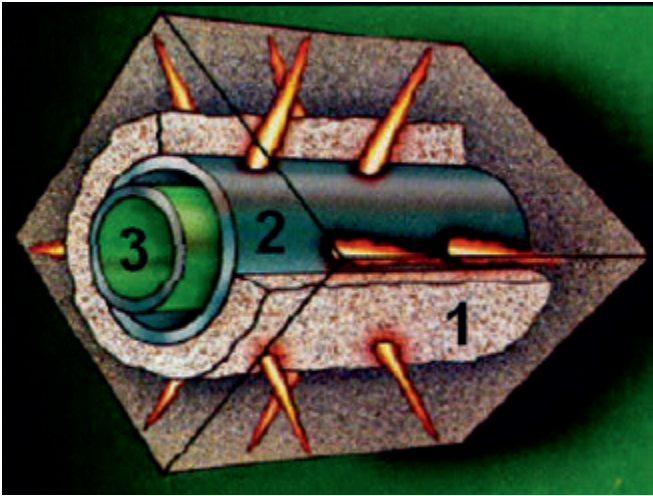
Konstrukcja otworu za gazem łupkowym

Konstrukcje otworów dla udostępnienia gazu łupkowego są porównywalne do otworów konwencjonalnych powszechnie stosowanych w pracach poszukiwawczych za gazem i ropą naftową. Wiercenia poziome jeszcze kilkadziesiąt lat temu były uznawane za niezwykle wyczyn techniczny. W latach 90-tych zaczęto je stosować, celem umożliwienia wydobycia z konwencjonalnych złóż ropy i gazu, co wpłynęło na masowe rozpowszechnienie i udoskonalenie tej technologii.

Technika wiercenia poziomego polega na początkowym odwierceniu pionowego otworu wiertniczego, a następnie po osiągnięciu odpowiedniej głębokości (*Kick of point*), skrzywieniu i stopniowym przejściu do odcinka poziomego celem przewiercenia poziomej warstwy skalnej na odległość od jednego do trzech kilometrów od pionowego szybu, rys.5. Ściany wierconych otworów są zarurowywane, a same rury są cementowane w przestrzeni pomiędzy rurą a przewiercaną skałą celem uzyskania stabilności i odpowiedniej wytrzymałości otworu, a także aby odizolować otwór od kontaktu z warstwami wodonośnymi, czy też warstwami zawierającymi



Rys. 5 a) - schemat zarurowania otworu wiertniczego [8], b) - widok wiertnicy DRILLMEC 2000 z pomocą której wykonywano w 2012 r. odwiert próbny Lubyca Królewska 1



Rys.6. Standardowe wykonanie perforacji w pokładzie gazonośnym: 1 – płaszcz cementacyjny, 2 – rura okładzinowa, 3 – perforator [2]

inne niepożądane kopaliny. Obecna technologia pozwala na technologiczne pionowe wiercenie do głębokości ponad 7 [km] oraz odcinków poziomych przekraczających 3 [km] [1]. Rekord w tej dziedzinie należy do firmy Maersk Oil i wynosi ok. 11 [km][8].

Odwiert poziomy pozwala na bardziej efektywną eksploatację udokumentowanych zasobów aniżeli otwór pionowy. Osiem otworów poziomych rozchodzących się z jednej lokalizacji umożliwia dostęp do złoża, które w klasycznej eksploatacji wymagałoby odwiercenia 16-tu otworów pionowych [11].

Należy jednak zauważyć, że ze względu na bardzo niską przepuszczalność skał ilasto-łupkowych, odwierty poziome muszą być wykonywane z większym zagęszczeniem niż w przypadku eksploatacji złóż gazu konwencjonalnego. Przeciętne rozmieszczenie otworów poziomych na jednostkę powierzchni przyjmuje się jako równe 4÷8 na 1 km².

Parametry techniczne urządzenia wiertniczego

Przyjmując konstrukcje otworów wg schematów jak na rysunkach 4 i 5a, ale dla warunków polskich, podstawowe dane techniczne urządzenia wiertniczego (rys.5b), powinny oscylować w pobliżu wartości [11]:

- typ urządzenia:	kroczące,
- napęd:	źródło energii – własna stacja zasilania spalinowo-elektryczna z możliwością podłączenia do sieci krajowej,
- moc wyciągu:	1000÷1500 [kW]
- max udźwig na haku	3500÷4500 [kN]
- ilość pomp płuczkowych	3
- moc hydrauliczna pompy	1200 [kW] (każda)
- pojemność systemu płuczkowego	250 [m ³] + 150 [m ³] zapas
- napęd przewodu wiertniczego głowica	Top Drive
rodzaj napędu	elektryczny
moment	75 [kNm]
udźwig	5000 [kN]
- klucz do skręcania przewodu	typ Roughneck
moment	108 [kNm]
- prewenter	13 5/8”×70 [Mpa]
- diverter uniwersalny	21 3/4”×14 [Mpa]
- manifold	4 1/8”×70 [Mpa].

Przy wyborze odpowiedniego uzbrojenia odwiertu należy

pamiętać, że odwierty udostępniające złoża niekonwencjonalne muszą uwzględniać konieczność wykonywania zabiegów stymulacyjnych, a co za tym idzie – konieczność tłoczenia cieczy zabiegowych z dużą wydajnością i przy wysokim ciśnieniu. Kolumna rur eksploatacyjnych ma zazwyczaj średnicę 4 1/2” lub 5 1/2” cala. W trakcie zabiegów szczelinowania łupków wydajność tłoczenia dochodzi do 16 [m³/min], przy maksymalnej koncentracji materiału podsadzkiowego na poziomie 360 [kg/m³]. Tak intensywny przepływ cieczy zabiegowej z podsadzką powoduje, znaczące oddziaływanie ściernie na rury, które powinno zostać uwzględnione.

Technika wykonywania perforacji w pokładzie łupków gazonośnych

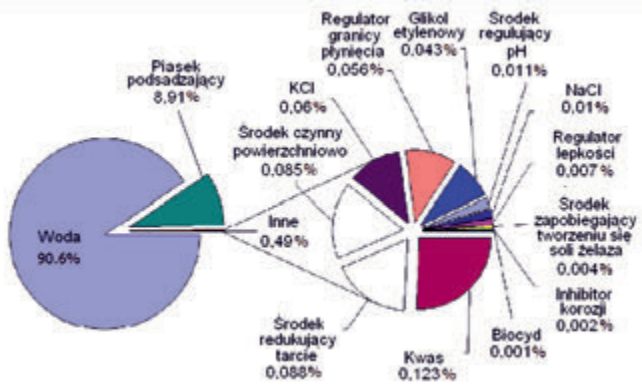
Pozyskiwanie gazu wymaga wykonania zabiegu perforacji, czyli wykonania w sposób sztuczny z pomocą kumulacyjnych ładunków MW w bezpośrednim otoczeniu wywierconego otworu szczelin pierwotnych umożliwiających możliwie dużą migrację gazu ze skały zbiornikowej do otworu eksploatacyjnego. W przypadku konwencjonalnego złoża gazu jest to operacja stosunkowo prosta (rys. 6).

Efekt ekonomiczny i produkcyjny złoża typu łupkowego (*shale*) zależy w znacznej mierze od utworzenia możliwie największej powierzchni kontaktu skały zbiornikowej (zwanej matrycą skalną) z systemem szczelin [5][6]. Idealne udostępnienie złoża łupkowego polega na utworzeniu w nim wielkiej ilości bloków, otoczonych systemem mikroszczelin, połączonych z odwiertem poprzez szczeliny główne. Projektując miejsce inicjacji szczeliny głównej perforacji należy zorganizować w klastrach odległych od siebie o 10÷30 [m], przy jednoczesnym ograniczeniu długości klastra do 4-krotnej średnicy otworu (≈ 560 [mm]). W typowym zabiegu szczelinowania hydraulicznego w łupkach, szczeliny główne wykonuje się w interwale 80÷100 [m]. Zaleca się stosowanie intensywności perforacji w klastrze na poziomie 12÷18 [strzałów/m]. Ponieważ odległość pomiędzy klastrami ustala się na 10÷30 [m], oznacza to, że w interwale perforacji do jednego zabiegu należy wykonać 4÷7 klastrów. Ze zrozumiałych względów interwały perforacji są od siebie odseparowane. Rozmieszczenie klastrów perforacji powinno opierać się na rozpoznaniu naturalnej szczelinowości złoża oraz istniejących w nim naprężeń [6].

Technika i technologia szczelinowania hydraulicznego

Sama technologia wiercenia poziomego nie wystarcza jednak do efektywnej eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu. Aby umożliwić wydobycie surowca na skalę ekonomiczną należy wytworzyć w otoczeniu poziomego otworu wiertniczego sieć sztucznych szczelin, następnie wypełnić je podsadzką w postaci ziaren proppantu o odpowiedniej granulacji. W ten sposób wytworzone zostają nowe drogi migracji gazu ze skały macierzystej (złoża) do odwiertu wydobywczego. Jest to możliwe dzięki zastosowaniu technologii szczelinowania hydraulicznego.

W latach 80-tych XX w. inż. George T. Mitchell eksperymentował z różnymi metodami pozyskiwania gazu ziemnego z łupków. Jako pierwszy postanowił zastosować operację wtłoczenia pod bardzo dużym ciśnieniem płynu nazwanego szczelinującym do ściśle określonych odcinków otworu wiertniczego w celu powiększenia a przede wszystkim utworzenia szczelin



Rys. 7. Objętościowe zestawienie składników płynu szczelinującego [8]

w otaczających wykonany otwór strukturach skał łupkowych [7]. Technologia ta oraz cały szereg jej aspektów technicznych zostały opatentowane przez założoną przez niego firmę Mitchell Energy & Development pod koniec lat 90-tych.

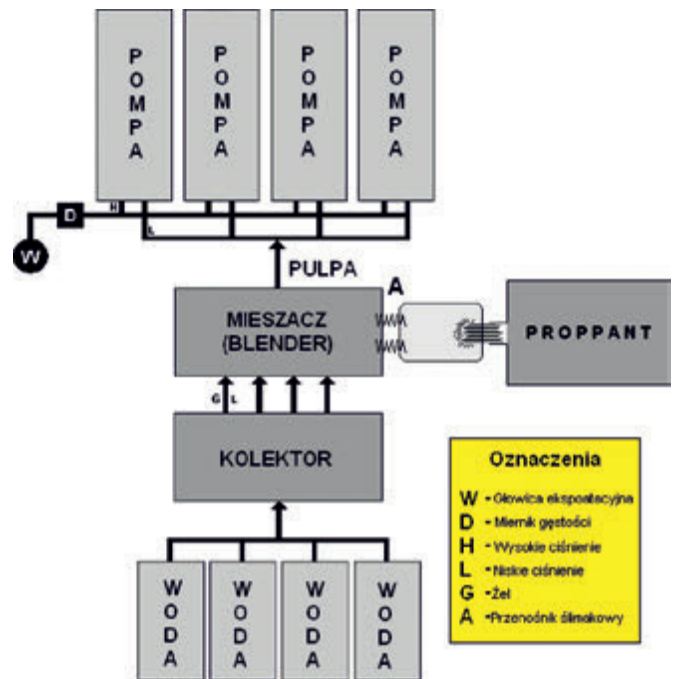
Szczelinowanie hydrauliczne jest procesem technologicznym mającym na celu zwiększenie wydajności odwiertu poprzez wpompowywanie płynu szczelinującego (tzw. cieczy szczelinującej) - mieszaniny wody z dodatkami chemicznymi i piaskiem pod wysokim ciśnieniem w celu wytworzenia, utrzymania lub powiększenia szczelin w skałach. Szczelinowanie hydrauliczne jest jedną z metod stymulacji odwiertu. Tłoczenie cieczy pod ciśnieniem przekraczającym wytrzymałość skały w połączeniu z odpowiednim jej wydatkiem umożliwi rozszerzenie szczelin i ich podsadzenie. Ciśnienia szczelinowania przekraczają 100 [MPa].

Projekt szczelinowania

Zanim przeprowadzi się operację zatłaczania płynu szczelinującego, ma miejsce opracowanie bardzo dokładnego projektu, którego następstwem ma być uzyskanie w wyniku szczelinowania możliwie najlepszego kontaktu hydraulicznego odwiertu ze złożem. Jednym z pierwszych punktów w tym projekcie (jeszcze przed etapem perforacji złoża) jest takie rozmieszczenie klastrów perforacji, aby odległość pomiędzy klastrami uwzględniała minimalne wzajemne oddziaływanie pól naprężeń towarzyszących powstawaniu szczelin sąsiednich klastrów. Projektując szczelinowanie należy określić: sposób wytwarzania szczelin o optymalnej długości, uruchomienie propagacji zapewniającej powstanie przestrzennej sieci szczelin oraz otwarcie naturalnych mikroszczelin.

Ciecze i materiały podsadzkowe do hydraulicznego szczelinowania

Najczęściej stosowaną cieczą technologiczną do szczelinowania formacji łupkowych jest woda z niewielką ilością dodatku polimeru naturalnego (np. guar) zwana w skrócie *slick water*. Ciecz ta charakteryzuje się bardzo niską lepkością (< 10 [cP]), zatem jej możliwości transportowania materiału podsadzkowego do szczeliny są ograniczone. Czasem do zabiegów szczelinowania wykorzystuje się żele polimerowe, żele polimerowe sieciowe i płyny wielofazowe. Innymi słowy Dobór odpowiedniej cieczy do zabiegu sprowadza się więc do zapewnienia właściwych warunków transportu materiału podsadzkowego z odpowiednią koncentracją umożliwiającą w dalszej części wytworzenie przestrzennej struktury szczelin i mikroszczelin. Użycie *slick water* powoduje szybka inicjację szczeliny, otwarcie mikropęknięć i naturalnych szczelin generując tym samym utworzenie znacznej



Rys. 8. Idea funkcjonowania układu do przeprowadzenia operacji szczelinowania [16]

powierzchni kontaktu odwiertu ze złożem; jednak nie pozwala na stosowanie wysokich koncentracji podsadzki, a dodatkowo podsadzka w takiej cieczy szybko opada.

Typowa ciecz do hydraulicznego szczelinowania zawiera w swoim składzie:

- 99,5 % wody i piasku podsadzającego,
- 0,01÷0,1 % polimerów zmniejszających opory przepływu,
- 0,001÷0,005 % biocydu do ochrony bakteriologicznej,
- 0,012 kwasu do oczyszczenia strefy przyodwiertowej z osadu płuczki wiertniczej,
- 0,01 % środki powierzchniowo czynne, rozpuszczalniki i alkohole,
- inne, jak reduktor tlenu, środki zabezpieczające przed tworzeniem osadów.

Na rysunku 7 przedstawiono procentowe udziały substancji użytych jako składniki płynu szczelinującego. Dobierając ciecz zabiegową do hydraulicznego szczelinowania łupków należy kierować się przede wszystkim właściwościami skały złożowej.

Wybór pomiędzy cieczą, a żelom jest podyktowany koniecznością kontroli filtracji i niezbędną drożnością powstałej szczeliny/szczelin. Obecność minerałów ilastych w matrycy skalnej może wymuszać konieczność stosowania innych inhibitorów. W przypadku łupków kruchych, o niewielkiej zawartości minerałów ilastych, zastosowanie cieczy o podobnym składzie jak na rysunku 7 jest naturalnym wyborem. Ciecze na bazie żeli są stosowane w przypadku skał bardziej plastycznych i o większej i o większej przepuszczalności, bowiem w tych formacjach niezbędne jest utworzenie szczelin o większej przewodności czyli lepiej wypełnionych materiałem podsadzkowym

Kilka słów należy poświęcić stosowanym materiałom podsadzkowym (*proppant*), które służą do wypełniania szczelin w trakcie procesu szczelinowania. Szczeliny wytwarzane podczas szczelinowania łupków charakteryzują się niewielką rozwarością, w związku z czym materiał podsadzkowy używany do ich wypełnienia musi mieć bardzo małą średnicę ziaren. Najczęściej stosowaną podsadzką w szczelinowaniu łupków jest piasek kwarcowy o granulacji 100 [mesh], 40/70 [mesh],



Rys.9. Otoczenie głowicy wydobywczej podczas zabiegu szczelinowania [15]

30/50 [mesh] oraz bardzo rzadko 20/40 [mesh] [6].

Przeprowadzanie zabiegu szczelinowania

Współczesne szczelinowanie hydrauliczne jest w pełni kontrolowanym procesem. Jest to stosunkowo kosztowny zabieg – może stanowić nawet do 25% kosztów wykonania odwiertu. W podstawowej wersji do otworu tłoczy się płyn szczelinujący (*pad*) pod ciśnieniem często powyżej 600 [bar]. Gdy w strefie poddanej obróbce wytworzy się odpowiednia ilość szczelin, tłoczony jest piasek o odpowiedniej granulacji, który wciska się w wytworzone szczeliny i uniemożliwia ich zamknięcie. Typowa koncentracja podsadzki w pierwszym etapie tłoczenia (po zatłoczeniu *padu*) wynosi 20÷40 [kgm⁻³]. W kolejnych etapach pompowania, po ustabilizowaniu się ciśnienia, jej koncentrację zwiększa się w krokach o 40 [kgm⁻³]. Maksymalna koncentracja podsadzki w cieczy jest zależna od jej granulacji. Dla najmniejszej stosowanej granulacji 100 [mesh] limitem jest koncentracja 300 [kgm⁻³], a dla podsadzki 40/70 [mesh] limit ten wynosi 240 [kgm⁻³] [6]. Podczas zabiegu szczelinowania materiał podsadzkowy dodaje się do cieczy szczelinującej etapami.

Podczas operacji szczelinowania bardzo dużą uwagę przywiązuje się do analizy danych z zabiegu, celem uzyskania w dalszym postępowaniu możliwie maksymalnych efektów. Nowym narzędziem w tej diagnostyce jest tworzenie map mikrosejsmicznych pozwalających wykorzystać analizę zdarzeń mikrosejsmicznych (powstawanie pojedynczych szczelin) rejestrowanych w czasie i przestrzeni trójwymiarowej.

Zabieg szczelinowania jest potężnym wyzwaniem logistycznym. Jakkolwiek sama idea wykonania tej operacji wydaje się być prostą (rys. 8), o tyle w rzeczywistości wymaga spełnienia całego szeregu warunków i wymaga zastosowania potężnych urządzeń.

Przeciętny zabieg szczelinowania w odwiercie poziomym udostępniającym złożę gazu zlokalizowane w łupkach wymaga użycia ok. 7500÷11300 [m³] cieczy szczelinującej oraz 450÷680 [Mg] materiału podsadzkowego [6]. Są to wartości nieco zaniżone, bowiem dane z zabiegów na złożu Marcellus (USA) uzyskane w 2009 r. były nieco wyższe i wynosiły odpowiednio [1]: 13000 [m³] oraz 1800 [Mg] materiału podsadzkowego. Połączenie tych liczb z niezbędną wydajnością tłoczenia 10÷15 [m³/min], ciśnieniem tłoczenia do 1000 [bar] oraz uzbrojeniem otoczenia odwiertu obrazuje skalę przedsięwzięcia (rys. 9).

Ostatnią partię tłoczonej cieczy zabiegowej stanowi tzw. przybitka. Jest to również ciecz *slick water* ale bez materiału podsadzkowego. Jej zadaniem jest wtłoczenie całości podsadzki

z rur do szczelin. Zazwyczaj objętość przybitki jest równa 2÷3 pojemności rur biorących udział w zabiegu.

Oczyszczanie szczelin i złoża po zabiegu

Po zakończeniu zabiegu procesu szczelinowania przystępuje się do usuwania cieczy pozabiegowej ze szczelin i z matrycy. Gdy podczas zabiegu powstają duże szczeliny, o wysokiej przewodności, wówczas proces odbioru tej cieczy przebiega stosunkowo szybko. W złożach gazu ziemnego zawartego w łupkach podczas procesu szczelinowania powstaje jednak skomplikowany system szczelin i mikroszczelin i usunięcie z niego cieczy pozabiegowej jest stosunkowo wolne, a niektórych przypadkach trwa nawet wiele tygodni.

Ilość cieczy odbieranej jest niższa aniżeli w przypadku konwencjonalnych złóż. Szacuje się, że ilość odebranej cieczy stanowi 10÷15% całkowitej ilości cieczy zatłoczonej. Podczas oczyszczania odwiertu po szczelinowaniu kontrolowane jest przeciwcisnienie aby usunąć cieczy pozabiegowej zbyt gwałtownie aby nie zaburzyć pierwotnej równowagi złożowej.

Główną przyczyną powolnego oczyszczania odwiertu jest obecność dużej ilości mikroszczelin. Podczas usuwania z nich cieczy pozabiegowej ważną rolę zjawiska przepuszczalności i zwilżania, zwłaszcza że drogi filtracji cieczy są kręte i skomplikowane.

Po zabiegu szczelinowania w złożu istnieje system szczelin i matryca (skała zbiornikowa dla gazu łupkowego). Przepuszczalność systemu szczelin i mikroszczelin jest zawsze większa od przepuszczalności samej matrycy. Oczyszczenie szczelin i mikroszczelin może nastąpić stosunkowo szybko, natomiast usunięcie cieczy zabiegowej z matrycy jest bardzo trudne. Przyczyną tego jest przede wszystkim bardzo wysokie ciśnienie kapilarne, niezwykle pożądane w czasie zabiegu szczelinowania. Przykładowo w złożu Barnett ciśnienie kapilarne wynosi ok. 200 [bar]. Najnowsze rozwiązania techniczne (chemiczne) pozwalają obniżyć napięcie powierzchniowe do wartości 20 [bar].

Zagrożenia

W Polsce obszar możliwego wydobycia gazu łupkowego znajduje się w strefach o małej gęstości zaludnienia i są to w większości tereny rolnicze o niskiej rentowności. Oznacza to, że czasowe wykorzystanie wybranych lokalizacji w takim terenie do celów wiertniczo-eksploatacyjnych nie będzie w konflikcie z interesem lokalnych społeczności, a wręcz przeciwnie, może być dla nich istotnym impulsem ekonomicznym. Jak dotąd, trwające prace poszukiwawcze nie spowodowały konfliktów z miejscowymi społecznościami (wyjątkiem – Niestków, gdzie nie przeprowadzono właściwej kampanii informacyjnej).

Obszar poszukiwań i ewentualnego wydobycia gazu łupkowego w przeważającej większości znajduje się poza obszarami objętymi ochroną przyrody.

Szczelinowanie nie zanieczyszcza wód podziemnych tym bardziej, że w warunkach jego realizacji w naszym kraju będzie wykonywane na głębokościach rzędu 3000÷4000 [m], a tymczasem użytkowe wody podziemne znajdują się głębokości 100÷200 [m]. Oznacza to, że zanieczyszczenie tych wód nie jest możliwe za wyjątkiem rażącego błędu technicznego. W przypadku Polski dotychczas wykonano ponad 7000 głębokich

otworów wiertniczych i nie zanotowano dotychczas żadnego przypadku w którym by podejrzewano możliwość wpływu wiercenia na jakość wód pitnych.

Hałas jest jedną z istotnych uciążliwości związanych z procesem poszukiwania i udostępnianiem wydobywania gazu ziemnego (nie tylko na złożach niekonwencjonalnych, ale i konwencjonalnych) i jest wywołany m.in. wzmożonym ruchem samochodowym na etapie wykonywania zabiegu szczelinowania, tj. przewozem sprzętu, piasku wody itp.. Transport ten jest jednak ograniczony do krótkiego czasu (2-4 tygodnie). Problem rozwiązywany jest poprzez stosowanie ekranów akustycznych w pobliżu domów mieszkalnych w okolicach których znajdują się wiertnie (jest to praktykowane na całym świecie). W polskich warunkach minimalna odległość wiertni od zabudowań mieszkalnych oraz normy hałasu są ściśle regulowane przepisami.

W dziedzinie przyszłej eksploatacji gazu łupkowego wiertnicy nie stawiają pierwszych kroków. Zdecydowana większość technologii jest znana i od lat stosowana. Nowym jest szczelinowanie na tak masową skalę. Reszta jest po prostu zwykłym górnictwem gazu ziemnego, którego kopalń jest w Polsce całkiem sporo: na Podkarpaciu, w zachodniej Polsce, na Pomorzu Zachodnim i na Bałtyku. Tam, gdzie operuje się wybuchowym gazem, podstawą jest ściśle przestrzeganie przepisów i zasad dobrej praktyki. Nad ich przestrzeganiem czuwa sporo instytucji, ale człowiek jest jednak ułomny. Pokusa do chodzenia na skróty jest powszechna nawet w krajach o wysokiej kulturze technicznej. Dlatego Joshu Foxie twórcy filmu „Gasland” należy się dobre słowo za to, że uczulił tak koncerny naftowe jak i ekologów oraz służby nadzoru górniczego i ochrony środowiska na przestrzeganie standardów i baczne patrzenie na ręce eksploatatorów, jakkolwiek sposób w jaki to uczynił, był przyczyną niepotrzebnego zamieszania i strachu, będących główną przyczyną negatywnego podejścia do gazu łupkowego w wielu krajach.

Podsumowanie

Skala przedsięwzięcia dotycząca udostępnienia gazu zalegającego w łupkach będzie niewyobrażalnie wielka. Jej koszty sięgają bowiem kwot znacznie przekraczających 50 mld PLN, które można przyrównać do nakładów poniesionych przy budowie Zagłębia Miedziowego, czy też Węglowego Zagłębia Lubelskiego.

Z przeprowadzonych odwiertów oraz prób udostępniania złóż wiadomo, że gaz w Polsce jest. Problemem jest skala prac

związanych ze szczelinowaniem, bo jeśli w USA wystarcza ciśnienie rzędu 300÷500 [bar] by skutecznie wytworzyć i poszerzyć szczeliny a tym samym udostępnić ekonomiczny przyływ gazu do szybu wiertniczego, o tyle w Polsce w próbnych zabiegach szczelinowania ciśnienia, przy których pracowały pompy, dochodziły do 900÷1000 [bar]. Oznacza to, że opracowanie i dopracowanie technologii wydobywania gazu będzie kluczem do przyszłego sukcesu gazowego.

Jednak największa różnica pomiędzy amerykańskimi i polskimi realiami, o której już wspomniano, dotyczy procedur prawno-administracyjnych. O sukcesie albo porażce łupkowego przedsięwzięcia zadecyduje to, czy uda się usprawnić procedury związane z wierceniami i czy uda się doprowadzić do porozumienia między firmami działającymi na polskim rynku odnośnie ustalenia wspólnych standardów technicznych. Gdy wszyscy korzystają z podobnych urządzeń, są one tanie a pracownicy, niezależnie od firmy, wiedzą jak je obsługiwać. Wszystkie przepisy o których mowa dotyczą przede wszystkim serwisów, które uczestniczą lub mogłyby uczestniczyć w procesie udostępniania złoża z gazem łupkowym tj.:

- serwisu wiertniczego,
- serwisu cementacyjnego,
- geofizyki,
- serwisu kierunkowego,
- serwisu perforacyjnego,
- serwisu logistycznego.

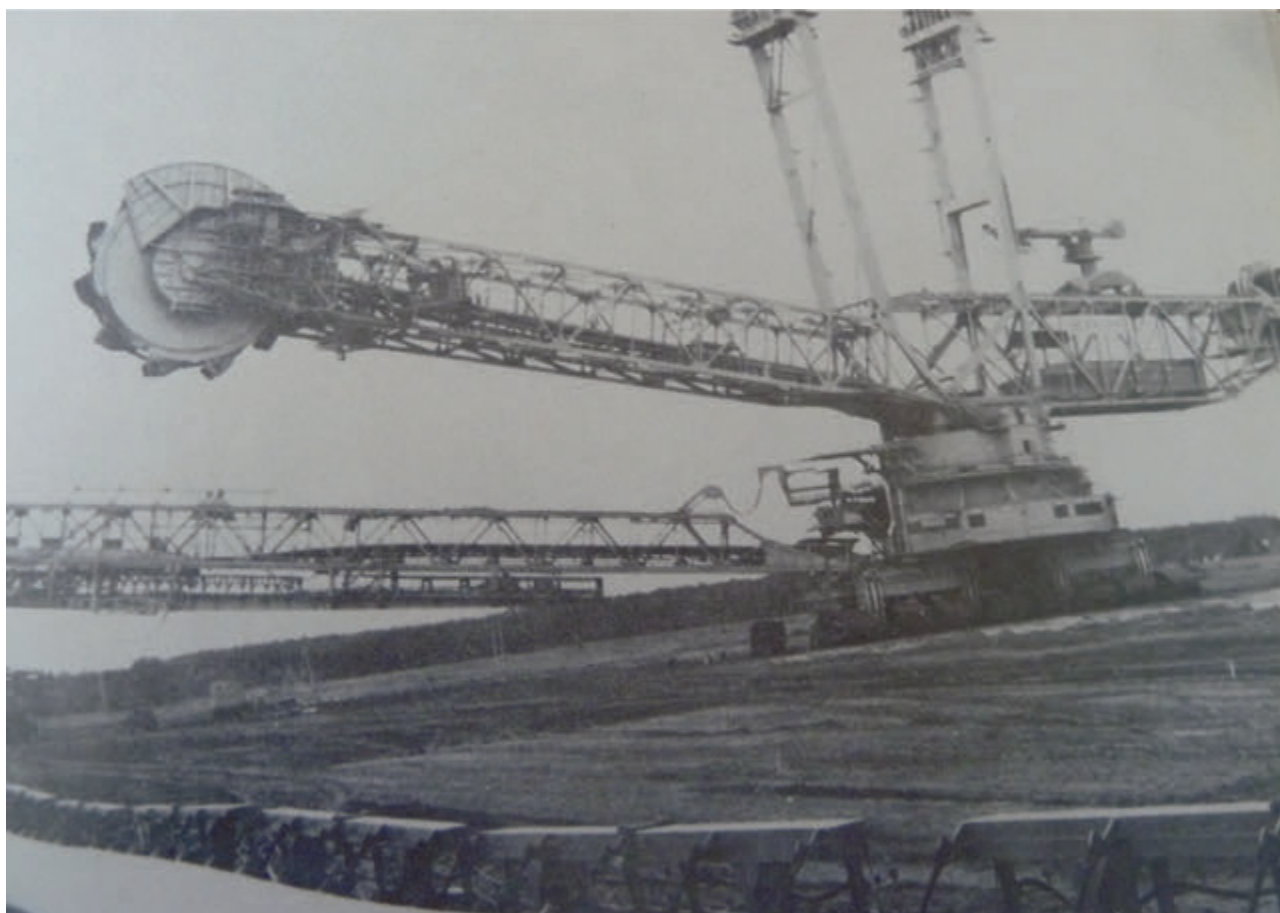
To, czy w Polsce będzie w przyszłości miała miejsce rewolucja gazowa, zależy w głównej mierze od warunków geologicznych. Na chwilę obecną trudno jest ocenić jakie są rzeczywiste zasoby gazu łupkowego i czy wydobywanie będzie ekonomicznie opłacalne. Jak już wcześniej wspomniano, pierwsze wyniki będą znane w ciągu najbliższych 5-ciu lat, gdy firmy wiertnicze zrealizują prace związane z koncesjami poszukiwawczo-rozpoznawczymi wydanymi przez Ministerstwo Ochrony Środowiska. Napewno gaz z łupków nie zmieni energetycznego oblicza Polski i regionu od razu. Tak jak w przypadku wszystkich rewolucji surowcowych i energetycznych zmiany zachodzą powoli, tym niemniej gaz pozyskiwany z łupków ma olbrzymie możliwości na wprowadzenie trwałych zmian tak w polskim jak i w europejskim sektorze energetycznym. Nasz kraj ma szansę stać się w pełni niezależny od importu gazu ziemnego z zewnątrz, a polskie spółki na polepszenie pozycji na arenie międzynarodowej.

Literatura

- [1] *Gaz Łupkowy. Podstawowe informacje*. ORLEN, Warszawa lipiec 2010. Znaleźć można na stronie <http://konferencje.ornlen.pl/pl/publikacje-2010> otwartej 10.04.2013
- [2] *GeoVann*. World Oil, May 1984, s.144 [materiały reklamowe].
- [3] Grzesiak A.: *Na tropie słodkiego punktu*. Polityka, 2013 nr 13(2852), s.35-37
- [4] Informacje można znaleźć na stronie <http://gazlupkowy.pl/tag/odwierty/> otwartej 20.05.1013
- [5] Jakiel M., Potera J.: *Poszukiwanie i wydobywanie gazu z łupków*. Materiały PGNiG, PGNiG S.A. w Warszawie, Oddział w Sanoku. Znaleźć można pod adresem www.caewce.pl/187/spoleczenstwo-debata-publiczna-polska-rodzaje-zrodel-prezentacje otwartym 10.01.2013

- [6] Kasza P.: *Zabiegi hydraulicznego szczelinowania w formacjach łupkowych*. Nafta-Gaz, 2011 nr 12, s.874-883
- [7] Lavelle M.: *Metan*. National Geographic POLSKA, 2012 grudzień, s.66-83
- [8] *Modern Shale Gas. Development in The United States*. U.S.Department of Energy and National Energy Technology Laboratory. Ground Water Protection Council. All Consulting Tulsa. April 2009
- [9] Mokrzycki E.: *Perspektywy Gazu łupkowego w Polsce*. Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN. Posiedzenie Plenarne Problemów Energetyki. Warszawa 14 grudnia 2011 [prezentacja]. Znaleźć można pod adresem otwartym 10.04.2012 www.kproblem.pan.pl/images/stories/pliki/pdf/gazlupkowy/e.mokrzycki/pdf
- [10] Nowakowski M.: *Nowy gaz z perspektywy polskiego operatora. Ocena stanu i możliwości rozwoju poszukiwań i wydobycia*. PGNiG. Departament Poszukiwania złóż. Centrala Spółki PGNiG, Gdańsk 18 października 2011 [prezentacja]. Znaleźć można pod adresem www.caewce.pl/187/spoleczenstwo-debata-publiczna-polska-rodzaje-zrodel-prezentacje otwartym 10.01.2013
- [11] Witek W., Budak P.: *Gaz łupkowy (Shale Gas) – strategia dla Polski do 2025 r.* Wiadomości, 2011 nr 7(159), s.4-11
- [12] Zagórski J.: *Termodynamika techniczna, t.II*. PWN, Warszawa 1953
- [13] Zarębska K., Baran.: *Gaz łupkowy – niekonwencjonalne źródło energii*. V Krakowska Konferencja Młodych Uczonych, Kraków 2010, s.175-180
- [14] Zawisza L.: *Geologia Naftowa*. Kraków, styczeń 2009
- [15] Znaleźć można na stronie http://i54.photobucket.com/albums/g108jefft82392/fig_20520-20Halliburton20-20onshore-20Frac20spread.jpg otwartej 17.02.2013
- [16] Znaleźć można pod adresem www.webutation.net/go/review/dc490.4shared.com otwartym 12.05.1012

Z cyklu: Sentymentalne wędrówki po meandrach polskiej myśli techniki górniczej



Reprint Renata S-K

Koparka SchRs 4600.50 „ustawia się” przed urabianiem pierwszej skiby nadkładu (czerwiec, 1977 r.)