

Maria Ciechanowska, Irena Matyasik, Piotr Such
Instytut Nafty i Gazu, Kraków

Piotr Kasza, Jan Lubaś
Instytut Nafty i Gazu, Oddział Krosno

Uwarunkowania rozwoju wydobywania gazu z polskich formacji łupkowych¹

Wprowadzenie

W planach ujętych w założeniach polityki energetycznej polskiego rządu wydobywanie gazu z formacji łupkowych zostało zakwalifikowane do działań priorytetowych, zwiększających w pierwszej kolejności bezpieczeństwo energetyczne kraju, ale także dających nadzieję na jego szybszy wzrost gospodarczy. Rozgorzała wielka narodowa debata: z jednej strony liczna grupa zwolenników, z drugiej zaś przeciwników pozyskiwania gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych – obie strony nie zwracają uwagi na fakt, że problematyka poszukiwań i eksploatacji formacji łupkowych jest wiedzą w wysokim stopniu specjalistyczną, niepodporządkowującą się żadnym emocjom ani naciskom. Dlatego też pojawiło się tak wiele błędnych ocen, prognoz i wyobrażeń. Trzeba zwrócić uwagę na fakt, że różne kategorie zasobów gazu nie są tożsame: formacje łupkowe stanowią ośrodek skalny o bardzo zróżnicowanych właściwościach geochemicznych, geomechanicznych czy mineralogicznych i – co trzeba podkreślić – nie każdy łupek jest nośnikiem węglowodorów. Nie można także proponować „rewelacyjnych” rozwiązań dotyczących procesu szczelinowania, jeśli nie zostały one wielokrotnie przetestowane w warunkach otworopodobnych, przed ich wdrożeniem do praktyki przemysłowej; nie można także mówić o wielkim zagrożeniu, jakim ów proces miałby być dla środowiska, gdyż nie jest to zgodne z prawdą, szczególnie jeśli przestrzega się procedur i stosuje najlepsze sprawdzone techniki i technologie.

Scenariuszy realizacji programu łupkowego może być wiele, ale zwróćmy uwagę na dwa skrajne:

- 1) negatywny, w którym już po trzech latach będziemy wszyscy sfrustrowani, skłócenii, bez efektów i zysków, za to z gorzką refleksją: „znów nam się nie powiodło”. Przyczyn niepowodzenia nie będziemy szukać w sobie i w braku porozumienia i kompromisu, lecz upatrywać w oponentach politycznych czy w „bojownikach” o środowisko. Tego scenariusza nikt z nas nie akceptuje i nie wolno dopuścić do jego realizacji w imię interesu narodowego;
- 2) pozytywny, w którym już po trzech latach będziemy znali rzeczywisty potencjał węglowodorowy polskich łupków i udokumentowane zasoby gazu w formacjach łupkowych, a także będziemy mogli odpowiedzieć na pytanie, czy pozyskanie tego gazu jest ekonomicznie opłacalne. Być może uda się też rozpocząć wydobywanie gazu na skalę przemysłową.

Aby drugi – pozytywny – scenariusz mógł być zrealizowany, powinniśmy mądrze zjednoczyć ogromny potencjał wiedzy posiadanej przez kadre przemysłową i naukową, którą dysponują nasze górnictwo naftowe i jednostki naukowe. Przy dobrej organizacji i koordynacji działań, przy jasno określonych uprawnieniach, kompetencjach i zakresach odpowiedzialności, jak również bez możliwości wpływu na podejmowane prace różnych ambicji i grup interesów jesteśmy w stanie przekuć „nasze łupki”

¹ Referat wygłoszony na Forum Energetycznym, Sopot 29.XI–1.XII.2012 r.

w sukces. Natomiast tam, gdzie nasza wiedza na obecnym etapie jest skromna lub niekompletna, powinniśmy skorzystać z pomocy i doświadczenia firm zagranicznych, jednocześnie rozwijając i doskonaląc własne technologie.

Duże znaczenie dla powodzenia krajowego programu łupkowego mają też uregulowania prawne, które dadzą zagranicznym posiadaczom koncesji gwarancję bezpieczeństwa zainwestowania wysokich kwot w naszym kraju oraz pewność przyszłych profitów.

Można powiedzieć, że nastał już CZAS, w którym rozpoczyna się realizacja narodowego przedsięwzięcia. Dlatego niniejszy raport zwraca uwagę na zagadnienia, które muszą być jednoznacznie zrozumiane przez wszystkich zaangażowanych w to przedsięwzięcie.

Korzyści wynikające z pozyskania gazu z formacji łupkowych to m.in.:

- wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju,

- wpływy z podatków od wydobywania gazu do budżetu centralnego i budżetów samorządów (rozwój gmin, powiatów),
- rozwój sektora gazowego i energetycznego opartego na gazie,
- rozwój nowych, innowacyjnych technologii związanych z udostępnianiem i eksploatacją złóż gazu w formacjach łupkowych, bez uszczerbku dla środowiska naturalnego,
- ograniczenie emisji CO₂ poprzez szersze wykorzystanie gazu w przemyśle i w gospodarce komunalnej (aspekty środowiskowe i klimatyczne),
- nowe miejsca pracy związane nie tylko z przemysłem naftowym (konieczność szkolenia nowych kadr, rozwój infrastruktury drogowej, mieszkaniowej, budowa ośrodków wydobycia, rozbudowa sieci przesyłowej gazu),
- prawdopodobne obniżenie cen gazu, co wpłynie na rozwój i wzrost konkurencyjności m.in. polskiego przemysłu chemicznego.

Zasoby gazu, definicje i kategorie

Przystępując do rozpatrywania uwarunkowań związanych z problematyką rozwoju wydobycia gazów z polskich formacji łupkowych, należy przede wszystkim poruszyć kwestie i wyjaśnić terminologię związane z zasobami tego gazu. Jest to bardzo istotne, gdyż często nie rozróżniamy podstawowych pojęć i definicji, co może prowadzić do nieporozumień i błędnych wniosków.

W światowej terminologii naftowej [5] operujemy zwykle trzema podstawowymi kategoriami zasobów gazu ziemnego:

- **zasoby udokumentowane** – jest to ilość gazu zawarta w strukturach geologicznych, potwierdzona wcześniej wykonanymi wierceniami, mająca blisko 100% pewności pod względem geologicznym, jak i ekonomicznym. Są to więc zasoby złóż o znanej lokalizacji, głębokości i rozmiarach, z gazem o znanym składzie chemicznym i parametrach złożowych (ciśnienia i temperatury);
- **zasoby prawdopodobne** – ilość gazu zalegająca w złożach, których rozmiary zostały określone metodami geologicznymi, lecz nie potwierdzone metodami wiertniczymi. Ich pewność można określić na poziomie 50%;
- **zasoby możliwe (prognostyczne)**, których wielkość określono wstępnie szacunkowymi metodami geologicznymi; ich stopień pewności nie przekracza 25%.

W ostatnich latach podjęto kilka prób określenia (oszacowania) zasobów gazu ziemnego w polskich formacjach łupkowych, uzyskując bardzo szerokie spektrum wyników. Najwyższe wartości na poziomie 5,3 bln m³ podano

w raporcie US Energy Information Agency w roku 2011. Aktualnie najbardziej rzetelny raport przedstawił Państwowy Instytut Geologiczny, który określił wartość maksymalnych zasobów na poziomie 1,92 bln m³, z największym prawdopodobieństwem w przedziale 347-768 mld m³. Zastosowana metodyka polegała na przyjęciu dla perspektywicznego polskiego obszaru średniej wartości Szacunkowego Całkowitego Wydobycia (SCW) gazu ziemnego z pojedynczego otworu w całej historii jego eksploatacji; korzystano przy tym z doświadczeń amerykańskich oraz analogii polskich i amerykańskich basenów łupkowych. Metodyka polegająca na zastosowaniu współczynnika SCW jest powszechnie przyjęta w inżynierii złożowej do określania prognozowanego wydobycia gazu z danego odwiertu – od początku do końca jego eksploatacji, w tym również z formacji łupkowych [3]. Następnie wartości te odniesiono do całkowitej powierzchni badanego polskiego basenu formacji łupkowych i zakładanej siatki oraz liczby odwiertów. Przyjęta metodyka, ze względu na dotychczasowy brak szczegółowych danych geologiczno-złożowych, wydaje się na obecnym etapie poszukiwawczym właściwym i jedynie możliwym rozwiązaniem.

Odnosząc się jednak do otrzymanych w ten sposób wyników, można mieć pewne wątpliwości co do sposobu ich interpretacji, szczególnie w kontekście uwarunkowań eksploatacyjnych. Mianowicie, określone w ten sposób prognostyczne (według nomenklatury PIG – potencjalne) zasoby gazu z formacji łupkowych nie powinno się

porównywać z dotychczas udokumentowanymi zasobami gazu ze złóż konwencjonalnych (na poziomie 145 mld m³), gdyż – jak to wcześniej wyjaśniono – są to dwie zupełnie przeciwstawne kategorie zasobowe. Zatem niewłaściwe jest stwierdzenie przedstawione w omawianym Raporcie PIG, sugerujące, iż zasoby z formacji łupkowych są 2,5÷5,5-krotnie wyższe od zasobów ze złóż konwencjonalnych. Jest to zresztą często powielane stwierdzenie w ośrodkach opiniotwórczych. Wyliczone w Raporcie PIG szacunkowe (potencjalne) zasoby gazu z formacji łupkowych powinny być raczej porównane z prognostycznymi zasobami gazu ze złóż konwencjonalnych; te ostatnie w latach ubiegłych były wyliczone przez różne jednostki badawcze. Znane są wielkości wyliczeń Instytutu Nafty i Gazu, Akademii Górniczo-Hutniczej i Państwowego Instytutu Geologicznego. Według PIG, zasoby prognostyczne gazu wyliczone w roku 2004, a więc gazu ziemnego w for-

macjach konwencjonalnych (bo tylko takie wówczas były rozpatrywane), oceniono na 890÷2670 mld m³, z wartością 1780 mld m³ jako najbardziej prawdopodobną. W oparciu o przytoczone dane, w Raporcie PIG należałoby więc raczej wyjaśnić, iż „tak wyliczone szacunkowe wydobywalne zasoby gazu z formacji łupkowych (376÷768 mld m³), maksymalnie 1,92 bln m³, są mniejsze od wcześniej wyliczonych prognostycznych zasobów gazu ziemnego z formacji konwencjonalnych dla Polski (890÷2670 mld m³)”. Powyższe rozważania wskazują na stopień początkowego etapu określania zasobów gazu z formacji łupkowych, na którym znajdujemy się aktualnie. Budując programy rozwoju polskiej energetyki, należy mieć świadomość stopnia pewności prognostycznych zasobów gazu z formacji łupkowych, który obecnie, opierając się o doświadczeniach światowego przemysłu naftowego, ocenić należy na poziomie 25%.

Rozpoznanie możliwości występowania złóż typu shale

Badania dla systemów naftowych gazu z formacji łupkowych, w tym przede wszystkim badania geochemiczne, powinny być prowadzone równoległe w kilku grupach, o różnym stopniu znaczenia dla przyszłych poszukiwań. Najważniejsze z nich to te, które prowadzą do uzyskania informacji o:

- zasobności w substancję organiczną (TOC), która powinna być zestawiona z potencjałem węglowodorowym (S₂), określonym na podstawie analizy pirolitycznej Rock-Eval (rysunek 1),
- typie występującego kerogenu (typ I, II lub III),
- właściwościach łupków (m.in. ich kruchości, składzie mineralogicznym),
- występowaniu gazu *in situ*,
- stopniu dojrzałości termicznej łupków (VR₀),
- ich miąższości.

Dla oceny ryzyka poszukiwawczego w formacjach łupkowych powinny być także uwzględnione takie informacje, jak:

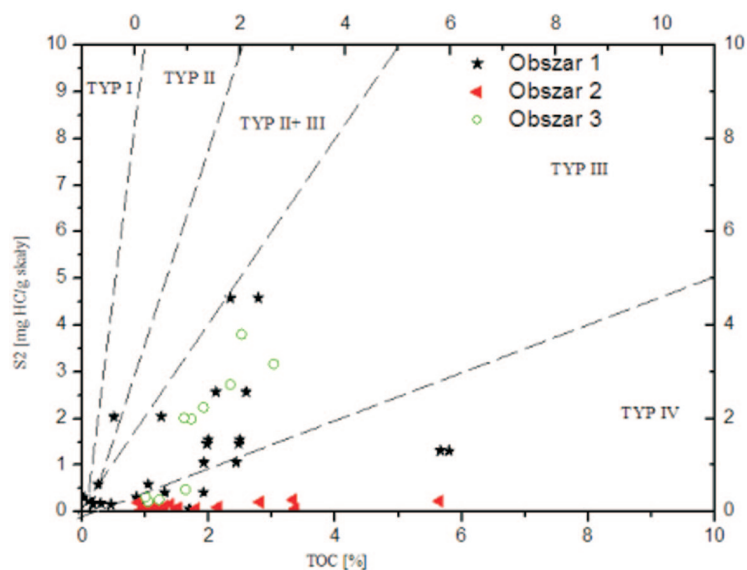
- ilość wolnego gazu,
- ilość gazu zaadsorbowanego,
- głębokość zalegania formacji łupkowej.

Aby określić część z tych parametrów, do analiz można wykorzystać archiwalne próbki rdzeniowe lub te, które pochodzą z nowo wierconych otworów. Zwykle do analiz wykorzystuje się następujące typy próbek geologicznych:

- okruhowe,
- boczne rdzenie (SWC – *side well core*),

- rdzenie klasyczne,
- i w miarę dostępności – próbki powierzchniowe (charakteryzujące się niską dojrzałością termiczną).

Akumulację i ilość wydobywanego gazu, poza kryteriami geochemicznymi, ograniczają ponadto: zmienność litologiczna utworów w profilach odwiertów, ich zawodnienie, a także zaangażowanie tektoniczne obszaru. Elementy, które należy brać pod uwagę przy ocenie możliwości i opłacalności eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu, można podzielić na cztery główne kategorie według ich ważności – każda z nich odnosi



Rys. 1. Diagram ilustrujący zależność zasobności w substancję organiczną TOC i potencjału węglowodorowego S₂

się do innego zbioru potrzebnych informacji. Bardzo ważna jest interdyscyplinarność działań i zaangażowanie różnorodnych badań laboratoryjnych – część z nich może zostać zaadoptowana z badań, jakie zostały opracowane dla konwencjonalnych złóż gazu ziemnego, a niektóre wymagać będą pewnych modyfikacji, wynikających ze specyfiki łupków gazowych.

Całość badań w konsekwencji powinna dać oszacowanie tzw. ryzyka poszukiwawczego, które – według amerykańskich doświadczeń – można ująć w cztery kategorie: geochemiczne, geologiczne, petrofizyczne oraz zasobowe.

Ważną rolę w poszukiwaniach niekonwencjonalnych złóż gazu pełnią badania geochemii organicznej, a dotyczą one w pierwszym rzędzie badań skał macierzystych w szerokim zakresie. Dla skał macierzystych ważne jest jednocześnie określenie wszystkich poniższych parametrów:

- zasobności w substancję organiczną (TOC),
- poziomu dojrzałości termicznej (VR_o),
- klasyfikacji typu kerogenu (typ I, II lub III),
- oznaczenia wartości potencjału węglowodorowego jako HI (wskaźnik węglowodorowy w mg HC/g TOC),
- rekonstrukcji początkowych wartości zawartości substancji organicznej w odniesieniu do parametru TOC_o i HI_o .

Warunkiem obecności dobrego systemu typu *shale gas/shale oil* jest występowanie dobrej jakości skał macierzystych o wysokim potencjale generacyjnym, możliwość zachodzenia procesów pierwotnego oraz wtórnego krakingu kerogenu i rezydualnej ropy naftowej, wystarczająca adsorpcja ropy naftowej w skale, która ulega krakingowi, wzrost porowatości na skutek destrukcji materii organicznej oraz skład mineralogiczny o właściwościach zapewniających łamliwość (kruchość) skał.

Zatem, z geochemicznego punktu widzenia, dla typowania obszarów do poszukiwań *shale* gazu powinna zostać opracowana mapa rozkładu TOC wraz z dojrzałością oraz należy określić źródłowe skały dla akumulowanych węglowodorów.

Wykorzystanie wszystkich dostępnych danych geochemicznych archiwalnych wraz z ich interpretacją powinno prowadzić do zminimalizowania ryzyka poszukiwawczego w projektowanym otworze. W następnej kolejności dane te powinny być integrowane z informacją geologiczną, petrofizyczną, inżynierii złożowej, a także warunkami logistycznymi. Te kryteria wyznaczania kompleksów litostratygraficznych potencjalnie zawierających złoża gazu ziemnego typu *shale gas* o ekonomicznie opłacalnych zasobach opisywane są w literaturze. Przyjętą formą oceny ryzyka

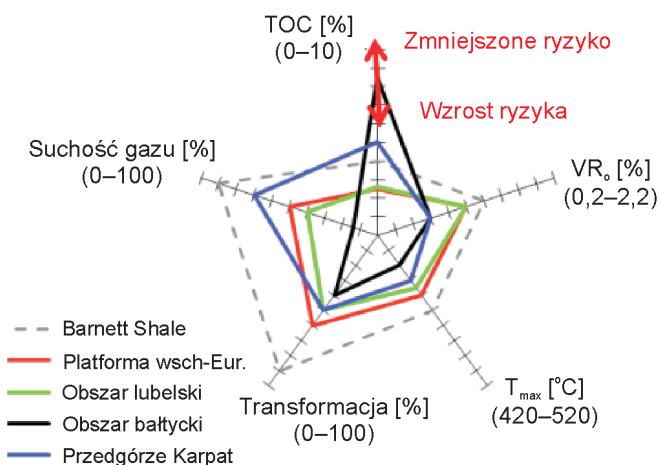
są wykresy radarowe, ujmujące poszczególne kategorie informacji.

W informacjach geologicznych, przy ocenie ryzyka poszukiwawczego, powinno uwzględniać się przede wszystkim miąższość facji macierzystej i głębokość jej pograżenia, a także zapis promieniowania gamma i oporności.

Bardzo istotne dla oceny ekonomicznej przedsięwzięcia poszukiwawczego są kryteria petrofizycznych właściwości skał. Należą do nich zarówno cechy mineralogiczne, które wpływają na zaprojektowanie hydraulicznego szczelinowania oraz własności określane jako zbiornikowe, czyli porowatość, przepuszczalność oraz wielkości przestrzeni porowej zajętej przez poszczególne media.

Największa produkcja z łupków Barnett uzyskiwana jest ze stref o zawartości 45% kwarcu i tylko 27% minerałów ilastych. Kruchość łupków, czyli podatność na szczelinowanie, jest podstawowym parametrem określającym warunki stymulacji przyływu z otworów. Dzięki niej możliwe jest stworzenie odpowiedniej ilości szczelin łączących otwór siecią mikroporów wypełnionych gazem. Z drugiej strony, cementacja węglanowa może ograniczać przepustowość już istniejących szczelin. Obecność dużej ilości węglanów oraz pęczniejących minerałów ilastych wpływa na wzrost ryzyka poszukiwawczego za gazem w formacjach łupkowych.

Kolejne kryterium, które powinno być uwzględnione przy ocenie ryzyka poszukiwawczego w przypadku systemów *shale* gazu, dotyczy obliczeń wielkości zasobów przy uwzględnieniu zdolności adsorpcyjnych danej formacji, wielkości stopnia odzysku gazu w stosunku do znanej zasobności w substancję organiczną. Takie obliczenia poparte eksperymentami desorpcji na rzeczywistych próbkach



Rys. 2. Wykresy uwzględniające najważniejsze parametry geochemiczne dla różnych formacji łupkowych

z łupków Barnett zostały wykonane i w oparciu o uzyskane wyniki skonstruowano diagramy oceny ryzyka [4].

Dla każdego basenu naftowego objętego poszukiwaniami za gazem takie oceny ryzyka poszukiwawczego powinny być rozpatrywane w przedstawionych kategoriach. Wartości graniczne na diagramach połączono jedną linią. Na rysunku 2 przedstawiono diagramy dla polskich basenów formacji łupkowych i porównano je z diagramem dla złoża Barnett Shale.

Charakterystyka złóż typu *shale* w aspekcie ich udostępniania

Złoża typu *shale* wykazują szereg unikalnych cech, sprawiających, że ich udostępnienie jest niezwykle trudne i obciążone wieloma elementami ryzyka:

- nie mają określonych jednoznacznie granic; złożo nie jest równoważne rozpoznaniu kompleksowi łupkowemu. Złożo tworzą jedynie wybrane facje podatne na szczelinowanie i dostatecznie sztywne, by utrzymać niezerową rozwarłość szczelin (przy pomocy propanu),
- nie mają określonego poziomu wody podścielającej. Zawartość wody związanej może zmieniać się w bardzo szerokich granicach,
- mają minimalną przepuszczalność i mogą być eksploatowane jedynie po szczelinowaniu,
- w zależności od wymiarów porów (mikro czy nano) przepływ można opisać bądź równaniem Darcy'ego, bądź równaniem dyfuzji Knudseny,
- w przestrzeni porowej znajduje się rezydualna substancja organiczna, która wyściela ścianki porów; może ona również tworzyć własną przestrzeń porową. Oznacza to, że złoża tego typu są z definicji złożami o mieszanej zwilżalności,
- przestrzeń porowa może być również tworzona przez pory wewnątrzziarnowe,
- w mikro- i nanoprzestrzeni porowej, obok gazu swobodnego, znajduje się również gaz zaadsorbowany. Powierzchnie właściwe tego typu utworów sięgają wartości kilkudziesięciu m² na gram skały,
- złoża tego typu wykazują ogromną zmienność przestrzenną parametrów zbiornikowych i filtracyjnych,
- współczynnik szczypania tych złóż nie przekracza 25%,
- potencjalna produkcja jest mała w stosunku do produkcji z otworów konwencjonalnych (znacznie niższa wartość SCW).

Z technologicznego punktu widzenia oznacza to konieczność wykonywania specjalistycznych analiz mających na celu wydzielenie facji zbiornikowych (tj. nadających się do eksploatacji) z całego kompleksu łupkowego, osza-

cowanie ilości gazu wolnego i zaadsorbowanego oraz oszacowanie potencjalnej wielkości produkcji i tempa jej spadku. Te elementy analizy są niezbędne do przeprowadzenia analizy ekonomicznej.

TOC	2÷3%
VR _o	1,0÷1,20%
VR _o (obliczone z T _{max})	1,0÷1,20%
Transformacja	80÷85%
Suchość gazu	80÷85%

Kompleks pomiarowy obejmuje:

- wyznaczenie facji zbiornikowych, tj. takich, które są porowate i dostatecznie sztywne, by po szczelinowaniu i wypełnieniu szczelin propanem utrzymać kształt szczeliny, a równocześnie są podatne na szczelinowanie. Generalnie są to łupki o znacznej zawartości krzemionki. Aby prawidłowo opisać te skały i ich podatność na szczelinowanie, należy wykonać badania geomechaniczne, badania porowatości, analizy petrograficzne, mineralogiczne oraz chemiczne;
- oszacowanie ilości gazu zawartego w złożu, poprzez badania ilości gazu wolnego oraz zaadsorbowanego. Aby dokonać bilansu ilości węglowodorów, należy oznaczyć również ilość wody znajdującej się w porach;
- analizy przestrzeni porowej oraz badania przepuszczalności, konieczne dla oszacowania możliwej wielkości produkcji. W zależności od wielkości porów będziemy mieć do czynienia ze skałą mikro- lub nanoporową. Oznacza to różne mechanizmy przepływu gazu.

Ze względu na zmienność przestrzenną, profile odwiertów rozpoznawczych muszą być przebadane bardzo dokładnie. Umożliwi to ekstrapolację otrzymanych wyników na siatkę profili sejsmicznych i dalsze udostępnianie złoża na podstawie wskazań badań sejsmicznych.

Powyżej omówiono ogólne zasady postępowania w przypadku złóż typu *shale*, niezależnie od ich położenia geograficznego, pozycji geologicznej, wielkości i głębokości zalegania. Należy zwrócić uwagę na warunki udostępniania złóż typu *shale* w Polsce i odnieść je do warunków amerykańskich, dla których zebrano najwięcej doświadczeń. Polskie skały łupkowe leżą średnio kilometr głębiej niż skały łupkowe w USA (w Stanach Zjednoczonych są to głębokości rzędu 800÷1800 m, natomiast

w Polsce wszystkie potencjalne złoża łupkowe leżą poniżej głębokości 2500 m i sięgają do 4000 m). Dodatkowo, budowa geologiczna skał leżących powyżej łupków w Polsce jest skomplikowana, skały są twardsze od tych, które należy przewiercić przy udostępnianiu złóż w Teksasie czy w Pensylwanii.

W Polsce nie można zaprojektować regularnej sieci odwiertów z powodu gęstej zabudowy, obszarów chronionych itp. Oznacza to, że należy wiercić kilkadziesiąt odwiertów z jednego pada, czyli po dowierceniu się do określonej warstwy trzeba wiercić długie, coraz dłuższe horyzontalne odcinki odwiertów, by objąć eksploatacją dostatecznie duży obszar.

Udostępnianie złóż metodą hydraulicznego szczelinowania

Historia hydraulicznego szczelinowania złóż węglowodorów sięga pierwszej połowy XX wieku. Tego typu pionierski zabieg wykonano w Stanach Zjednoczonych w roku 1947. Niespełna dziesięć lat później pierwsze zabiegi szczelinowania wykonano na polskich podkarpackich złożach: Wańkowa, Bóbrka i Wielopole [1]. Od tego czasu ta metoda stymulacji wydobywania weszła do kanonu standardowych prac wykonywanych w odwiertach ropnych i gazowych. Jej podstawową ideą jest wykonanie w złożu szczeliny łączącej odwiert z dalej zalegającymi partiami złoża. Utworzone szczeliny umożliwiają przepływ węglowodorów poprzez dodatkową powierzchnię, jaką generuje ona w złożu, a także stanowią wysoko wydajną arterię komunikacyjną dla przepływu węglowodorów.

Przez ponad 60 lat w metodzie hydraulicznego szczelinowania dokonało się kilka transformacji technicznych i technologicznych, zmieniających całkowicie obraz tej metody oddziaływania na złoża. Obecnie stosuje się zaawansowane technologicznie urządzenia do wykonania zabiegu, nowoczesne materiały chemiczne do sporządzania cieczy technologicznych oraz wszelkie dostępne metody i techniki dotyczące projektowania, monitoringu i oceny efektywności wykonywanych zabiegów hydraulicznego szczelinowania.

Odkryte niedawno w Polsce złoża gazu ziemnego zlokalizowane w formacjach łupkowych zaliczane są do typu złóż niekonwencjonalnych. W przypadku złóż gazu z formacji łupkowych niekonwencjonalność ich udostępnienia polega na konieczności wykonywania odwiertów poziomych i szeregu zabiegów hydraulicznego szczelinowania. Aktualnie jest to jedyna skuteczna metoda uzyskania komercyjnego przyływu gazu z formacji łupkowej.

Wspólnym mianownikiem wszystkich wymienionych czynników są koszty: im głębiej, im skały twardsze, im dłuższe odcinki poziome odwiertów – tym wyższe nakłady finansowe. I nie chodzi tu o wzrost kosztów o kilka czy kilkanaście procent, lecz nakłady nawet kilkukrotnie wyższe. A to dopiero początek inwestycji. Po odwierceniu otworów należy bowiem wykonać szczelinowanie, zbudować Ośrodek Zbioru Gazu, doprowadzić rurociąg i przeznaczyć odpowiednie koszty na remediację terenów po wierceniach.

Oznacza to jedno: w Polsce zasadniczym problemem dotyczącym udostępnienia złoża i późniejszej jego eksploatacji będą przede wszystkim koszty.

W chwili obecnej w Polsce wykonano już ponad 30 odwiertów udostępniających formacje łupkowe. Wykonano też w nich szereg zabiegów hydraulicznego szczelinowania. Jest sprawą oczywistą, że firmy operujące w obszarze koncesji poszukiwawczych gazu z formacji łupkowych niechętnie ujawniają szczegółowe informacje o wynikach przeprowadzonych prac poszukiwawczych i zabiegów. Jedno jest natomiast pewne: bazując na przykładzie Stanów Zjednoczonych i dostrzegając skalę przedsięwzięcia, z pewnością jesteśmy na początku drogi, która może nas doprowadzić do komercyjnego wydobywania gazu z łupków. Oczywiście uzyskane wyniki dotychczasowych prac rzucają nowe światło na zagadnienie pozyskiwania gazu z łupków, niemniej jednak jeszcze wiele pozostaje do zrobienia.

Rodzaje płynów szczelinujących w złożach niekonwencjonalnych:

- *Slickwater* – najczęściej stosowany. Jest to woda z niewielkimi ilościami środków chemicznych, w tym poliakrylamidu lub naturalnego polimeru liniowego ($0,6\div 1,2\text{ kg/m}^3$),
- sprężony azot,
- ciekły azot,
- gaz płynny (LPG); do żelowanej postaci ciekłego LPG dodawany jest materiał podsadzkowy,
- ciekły dwutlenek węgla (CO_2),
- piany o zawartości np. $60\div 75\%$ azotu; pozostałą część stanowi roztwór polimeru liniowego,
- płyny szczelinujące na bazie środków powierzchniowo czynnych,
- płyny reaktywne SRF, które w wyniku kontaktu z łupkami powodują, że skała zwiększa zdolność do uwalniania zaadsorbowanego gazu.

W obszarze zabiegów hydraulicznego szczelinowania należy zdefiniować uwarunkowania mające największy wpływ na efektywność tego procesu. W pierwszej kolejności trzeba opracować odpowiedni sposób konstrukcji otworu i sposób jego uzbrojenia. Działanie to musi umożliwiać wykonanie zabiegów szczelinowania w różnych wariantach i uwzględniać specyfikę zabiegów w łupkach. Dotyczy to przede wszystkim liczby i wielkości wykonywanych zabiegów. Konstrukcja oraz uzbrojenie odwiertu nie mogą stanowić ograniczenia dla inżynierów projektujących zabiegi, jednak z drugiej strony – muszą one uwzględniać aspekty ekonomiczne. Kolejnym niezwykle ważnym elementem decydującym o efektywności stymulacji jest dokładne rozpoznanie warunków złożowych. Najistotniejsze w aspekcie szczelinowania jest rozpoznanie stanu naprężeń w złożu; one bowiem decydują o kierunku propagacji szczelin podczas zabiegu. Szczeliny propagują zawsze w kierunku prostopadłym do kierunku naprężeń minimalnych. Na głębokościach występowania łupków gazonośnych w Polsce, minimalnymi naprężeniami będą naprężenia poziome. W związku z tym, w trakcie hydraulicznego szczelinowania będą tworzyć się szczeliny pionowe, a kierunek minimalnych naprężeń poziomych będzie krytycznym czynnikiem wpływającym na kierunek ich propagacji.

Niezwykle ważna jest też szczegółowa wiedza o skale złożowej. Badania skał formacji złożowej prowadzone są w wielu aspektach, np. pod kątem zawartości materii organicznej, decydującej o zasobności w zaadsorbowany gaz. Z perspektywy szczelinowania najważniejsze jest odpowiednie określenie składu mineralogicznego oraz poznanie mechanicznej charakterystyki skały złożowej. Czynniki te w znaczny sposób decydują o podatności skały na szczelinowanie, jak również mają ogromny wpływ na technologię efektywnej stymulacji. Łupki o dużej zawartości krzemionki, wysokim module Younga i o niskich wartościach współczynnika Poissona są podatne na szczelinowania, zwłaszcza przy wykorzystaniu klasycznych technologii szczelinowania w łupkach (z zastosowaniem *slickwater*). Przeciwnieństwem są łupki bardziej plastyczne, w których dominuje materiał ilasty. Charakteryzują się one niewysokim modulem Younga i znaczną wartością współczynnika Poissona [6]. Taka skała złożowa wymaga zastosowania bardziej tradycyjnych metod szczelinowania z użyciem cieczy na bazie polimeru linio-

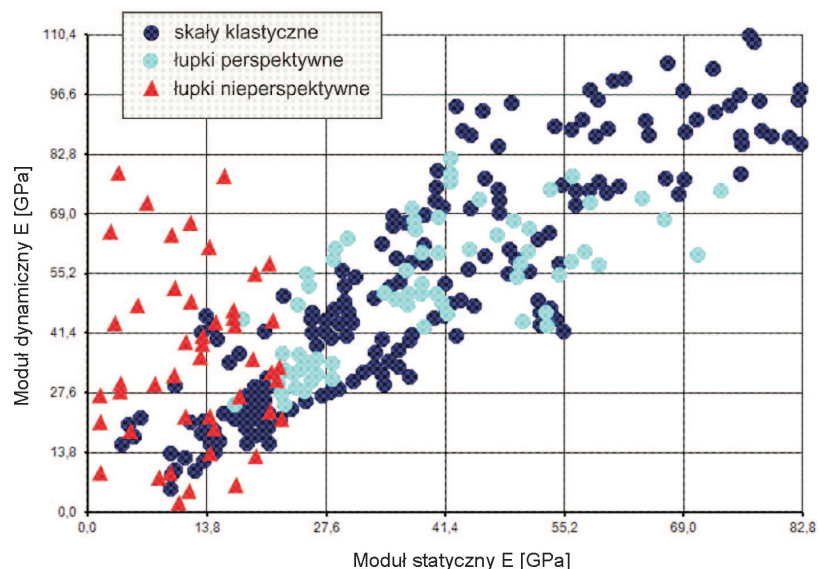
wego, nawet z zastosowaniem technologii sieciowania. Szczegółowa analiza właściwości mechanicznych, szczególnie modułu Younga, umożliwi wstępną kwalifikację łupków ze względu na podatność procesom szczelinowania, a zarazem możliwą efektywność pozyskiwania gazu z łupków. Rysunek 3 przedstawia wpływ modułu Younga na perspektywiczność łupków.



Fot. 1. Ciecz szczelinująca *slickwater*



Fot. 2. Ciecz szczelinująca sieciowana



Rys. 3. Wpływ modułu Younga na perspektywiczność łupków

Klasyczna technologia szczelinowania łupków za pomocą *slickwater* powoduje powstawanie w złożu trójwymiarowego, skomplikowanego systemu szczelin. Obejmuje on dużą objętość złoża i opisywany jest parametrem SRV (*Stimulated Reservoir Volume*). Jest to najbardziej efektywna metoda intensyfikacji wydobywania gazu z łupków [2].

Przeciwnieństwo stanowią łupki plastyczne, które są znacznie mniej podatne na szczelinowanie. Wymagają one użycia klasycznych cieczy zabiegowych opartych na sieciowanych polimerach, a generowane szczeliny mają charakter konwencjonalnych, prostych trójwymiarowych szczelin dwuskrzydłowych. Jest to technika najmniej efektywna w przypadku szczelinowania łupków. Oczywiście, przypadki skrajne występują najrzadziej, w związku z tym efektywna technologia stymulacji jest często kombinacją przedstawionych technologii. Takim przykładem może być technologia hybrydowa, gdzie szczelinowanie wykonuje się stosując przemiennie dwie lub nawet trzy ciecze technologiczne: *slickwater*, polimer liniowy i polimer liniowy sieciowany.

Stosowane materiały podsadzkowe:

- piasek,
- piasek, którego ziarna pokrywa żywica,
- materiały ceramiczne,
- boksyty.

Cechy materiałów podsadzkowych:

- duża wytrzymałość na zgniatanie,
- odpowiednia wielkość ziaren i ich jednorodność,
- kulistość i gładkość ziaren,
- odpowiedni ciężar właściwy.

Płyn szczelinujący

wykorzystuje m.in.:

- niskie opory przepływu podczas tłoczenia,
 - odpowiednią stabilną lepkość,
 - zdolność do upłynniania i usunięcia go ze szczeliny po zakończeniu zabiegu,
 - dobre właściwości transportowe podsadzki,
- zapewnia m.in.:
- otwarcie szczeliny i transport podsadzki,
 - zabezpieczenie przed pęcznieniem minerałów ilastych,
 - zatrzymanie degradacji polimerów przez bakterie,
 - zabezpieczenie przed wtłoczeniem do złoża bakterii redukujących jony siarczanowe do siarkowodoru.

Równie ważne jak właściwości mechaniczne jest określenie wrażliwości skały złożowej na ciecze technolo-

giczne. Skała łupkowa ze swej natury jest wrażliwa na wodę. Duża ilość cieczy technologicznej na bazie wody używanej do szczelinowania może prowadzić do poważnych komplikacji. Dlatego konieczne jest odpowiednie zaprojektowanie cieczy technologicznej do szczelinowania, która zabezpieczy stabilność skały podczas i po szczelinowaniu. Ważne jest też rozwiązanie problemu wysokich ciśnień kapilarnych występujących w łupkach. Nowoczesne dodatki chemiczne do cieczy zabiegowych są w stanie rozwiązać wiele problemów natury technologicznej, jednak ich odpowiednie użycie musi być poprzedzone wnikliwymi badaniami i dopasowaniem do potrzeb konkretnego złoża.

Ostatnim etapem prac koncepcyjnych jest opracowanie projektu wykonania zabiegów hydraulicznego szczelinowania formacji łupkowej – to jeden z najważniejszych etapów całego procesu udostępniania złoża gazu z łupków. W tym działaniu następuje połączenie zdobytej wiedzy i informacji o złożu z doświadczeniem projektanta. Oczywiście proces projektowania wspomagany jest nowoczesnymi narzędziami do projektowania – jednak to na inżynierze projektującym cały proces spoczywa zadanie prawidłowego połączenia i kojarzenia faktów oraz wyciągnięcia odpowiednich wniosków – na podstawie zdobytej wiedzy i doświadczenia. On bowiem z nieskończenie wielu możliwych wariantów wykonania zabiegu wybiera ten, który następnie jest realizowany. Powinien być on spójny i efektywny technologicznie oraz prowadzić do wyznaczonego celu, jakim jest uzyskanie jak najlepszego efektu technicznego i ekonomicznego.

Opracowanie projektu technologicznego kończy etap przygotowania udostępniania złoża gazu w łupkach. Kolejnym etapem jest jego poprawne wykonanie. Zazwyczaj serię zabiegów szczelinowania poprzedzają zabiegi miniszczelinowania. Są one ostatecznym testem złoża przed wykonaniem głównych zabiegów. Celem tych badań jest potwierdzenie słuszności założeń przyjętych do opracowania projektu. Po ich uzyskaniu rozpoczyna się wykonanie zabiegu, natomiast gdy założenia nie potwierdzają się – należy przystąpić do przeprojektowania zabiegu. Po tym pozostaje już tylko wykonać zabiegi szczelinowania zgodnie z zatwierdzonym projektem technologicznym.

Po wykonaniu zabiegu szczelinowania następuje kolejna faza prac koncepcyjnych, mających na celu ciągły rozwój i poprawę efektywności wykonywanych działań [8]. W ich trakcie musi nastąpić szczegółowa analiza zabiegów w aspekcie poprawności wykonanych prac i ich efektów technicznych i ekonomicznych. Podczas tej analizy należy znaleźć odpowiedź na szereg pytań, takich jak: Czy zaproponowany sposób uzbrojenia odwiertu spełnił wymagania

związane z wykonaniem zabiegów? Czy wybrany sposób i technologia udostępnienia złoża okazała się skuteczna i efektywna i czy może wnieść wkład w proces ustalania zasobów gazu? Czy wykorzystane metody przygotowania odwiertu i wykonania perforacji okazały się skuteczne i ułatwiły proces szczelinowania? Czy przyjęta i zaprojektowana strategia szczelinowania (liczba zabiegów i etapów w poszczególnych zabiegach) była prawidłowa? Czy zabiegi zostały wykonane zgodnie z wytycznymi zapisanymi w projekcie? Czy zastosowane ciecze technologiczne umożliwiły efektywne przeprowadzenie procesu i zminimalizowały niepożądane oddziaływanie na złoża? Czy użyty materiał podsadzkowy był odpowiedni? Czy we właściwy sposób przeprowadzono proces oczyszczania złoża po zabiegach hydraulicznego szczelinowania? Czy ciecz pozabiegowa została w prawidłowy sposób zagospodarowana? Czy uzyskane efekty przeprowadzonych prac są zadowalające oraz czy któryś z etapów lub działań można było wykonać lepiej?

Takie analizy muszą być wykonane po każdym zabiegu szczelinowania przez zespół specjalistów zajmujących się intensyfikacją. Podobne działania i analizy powinny zostać wykonane w innych obszarach poszukiwania i udostępniania gazu ziemnego z formacji łupkowych, takich jak: wiercenie, opróbowanie i eksploatacja złóż. Ostatnim etapem oceny skuteczności wykonanych prac w otworze wiertniczym powinna być kompleksowa analiza wykonana przez zespół interdyscyplinarny. Powinna to być najbardziej dogłębna analiza wszystkich aspektów poszukiwania i udostępniania gazu z łupków. Wyciągnięte z niej wnioski pozwolą wypracować zasady dobrych praktyk i określić najbardziej skuteczne technologie. Wykonywanie takich analiz dla każdego ukończonego otworu wiertniczego pozwoli na systematyczny postęp i doskonalenie metod udostępniania. Oczywiście każde ze złóż musi być oceniane indywidualnie, gdyż stosowane rozwiązania technologiczne mogą mieć różną skuteczność w różnych rejonach. Takie

działania umożliwią wypracowanie najbardziej efektywnych metod poszukiwania, udostępniania i wydobywania gazu z formacji łupkowych w różnych rejonach Polski.

Proste skopiowanie do warunków polskich technologii stymulacji efektywnych w USA nie jest najlepszym rozwiązaniem, co potwierdzają przykłady podawane przez niektóre firmy operujące na polskich koncesjach. W prasowych wypowiedziach pojawiają się informacje, że polskie łupki szczelinują się niezbyt dobrze i należy przeprowadzić szeroko zakrojone badania laboratoryjne, aby zjawisko to zrozumieć i opracować skuteczne technologie zabiegowe. Zauważono także, że niedostateczna efektywność szczelinowania bezpośrednio przekłada się na bardzo słabą ekstrakcję gazu z łupków i niską efektywność ekonomiczną. W związku z tym, podjęcie szeroko zakrojonych badań łupków i prac nad efektywnymi technologiami szczelinowania wydaje się być oczywistą koniecznością. Naprzeciw temu z pewnością wychodzi ogłoszony duży projekt badawczy pod nazwą „Blue Gas”. Konsorcja przedsiębiorstw branży energetycznej, uczelni i instytutów badawczych będą wspólnie aplikować o projekty, których celem będzie opracowanie autorskich rozwiązań technologicznych skutecznych w polskich warunkach złóż w formacjach łupkowych.

Program pn. *Blue Gas* – *Polski Gaz Łupkowy*

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR) ogłosiło nabór wniosków do konkursu w programie *Blue Gas – Polski Gaz Łupkowy*, zainicjowanym przez Ministerstwo Skarbu Państwa oraz Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego.

Realizacja zawierającego 12 obszarów tematycznych programu rozpoczyna się od II kw. 2013 r. Program ma na celu opracowanie autorskich, innowacyjnych i efektywnych rozwiązań dotyczących m.in. technologii szczelinowania formacji łupkowych.

Budżet I edycji programu wynosi 500 mln zł.

Koszty dowiercania i eksploatacji

Dotychczasowe ilościowe doświadczenia płynące z poszukiwania gazu ziemnego z amerykańskich basenów łupkowych przemawiają za przyjęciem średniej wartości szacowanego całkowitego wydobycia z pojedynczego odwiertu w warunkach polskich basenów łupkowych na poziomie kilkunastu mln m³ gazu w okresie jego całkowitego życia (w omawianym raporcie PIG dla potrzeb wyliczenia zasobów gazu przyjęto wartość 11,3 mln m³ gazu wydobytego z jednego odwiertu). Jest to wartość

ponad dziesięciokrotnie niższa od całkowitego wydobycia z pojedynczego odwiertu ze złóż konwencjonalnych w warunkach polskich złóż.

Dla porównania: całkowite wydobycie z otworu dla złóż konwencjonalnych w Polsce zwykle osiąga wartość 100÷150 mln m³ gazu.

Przyjęcie najbardziej prawdopodobnej wartości SCW (szacowane całkowite wydobycie z otworu) na poziomie 11,3 mln m³ oznacza, że z odwiertu, którego koszt szacuje

się obecnie na poziomie 30÷50 mln zł będzie można wydobyc 11,3 mln m³ gazu. Koszt jednostkowy wydobytego gazu przekroczyłby zatem wartość 2,6÷4,4 zł/m³, bez uwzględniania kosztów infrastruktury napowierzchniowej i przesyłowej. Dlatego warunkiem koniecznym dla zapewnienia konkurencyjności wydobywanego gazu z formacji łupkowych w odniesieniu do importu będzie radykalne obniżenie kosztów wierceń. Jest to zagadnienie trudne ze względu na znaczną głębokość zalegania łupków, w warunkach polskich na poziomie 2÷3,5 km, niemniej technicznie możliwe. Szczególną uwagę przy optymalizacji kosztów wierceń należy zwrócić na: możliwości wykonywania wielu odwiertów z jednej platformy z wykorzystaniem jednego urządzenia wiertniczego i tworzenie klastrów, uproszczenie w zależności od panujących warunków geologicznych konstrukcji odwiertów z ewentualną możliwością ograniczenia interwałów cementowania, optymalizacją kosztów udostępniania przy zastosowaniu odpowiednio dobranych cieczy zabiegowych. Należy również wykorzystać doświadczenia amerykańskie w zakresie zagospodarowania powierzchniowego z wykorzystaniem modułów technologicznych, łatwych do ponownego wykorzystania w innych lokalizacjach.

Odnosząc się do następnych założeń, dla wydobycia określonych w raporcie PIG zasobów 767 mld m³ gazu, przy założeniu 11,3 mln m³ z jednego odwiertu, należałoby wykonać blisko 68 tys. odwiertów, a ich gęstość dla rozpatrywanego przez PIG obszaru 41 135 km² wynosiłaby średnio 1 odwiert na powierzchni 0,6 km², wliczając w to obszary zabudowane. Przyjmując odwiercenie od 6 do 7 odwiertów eksploatacyjnych z jednej platformy, liczba takich miejsc koncentracji otworów (klastrów) wynosiłaby na rozpatrywanym obszarze ok. 10 tys. ze średnią gęstością 1 na powierzchni 4 km². Wartości te mogą okazać się korzystniejszymi pod warunkiem odkrycia tzw. *sweet spot*’s, a więc miejsc o znacznie większym nasyceniu łupków gazem w odniesieniu do wartości średnich. Odkrycie

możliwie dużej liczby takich zwiększonych koncentracji gazu będzie jednym z głównych czynników decydujących o sukcesie polskiego programu poszukiwania tego surowca w formacjach łupkowych.

Wybrana technologia i zrozumienie, czym jest złożo łupkowe, stanowi klucz do opłacalnej eksploatacji. Oznacza to prowadzenie kompleksowych badań złoża, a także planowanie i optymalizację rozwiązań technologicznych przy udostępnianiu i eksploatacji – przy czym technologie powinny być tanie i skuteczne, a nie „supernowoczesne” i drogie, o wątpliwym efekcie działania.

Efektom wszystkich badań, zarówno odwiertowych, jak i laboratoryjnych, powinno być opracowanie modelu złoża, na podstawie którego należy:

- zoptymalizować liczbę koniecznych do odwiercenia otworów; ustalić, na jakich poziomach i w jakich kierunkach prowadzone będą otwory horyzontalne; wyznaczyć interwały do szczelinowania,
- ograniczyć liczbę badań koniecznych do przeprowadzenia na otworach eksploatacyjnych,
- oszacować koszty operacji, potencjalną produkcję, przeprowadzić rachunek ekonomiczny.

Należy tutaj wspomnieć także o ochronie środowiska naturalnego i jego remediacji po wierceniach [7]. Ta ochrona jest dlatego krytycznym elementem wierceń, gdyż liczba odwiertów potrzebnych do osiągnięcia odpowiedniej wielkości produkcji jest wielokrotnie większa od tej, która jest potrzebna dla złóż konwencjonalnych i każde „pominięcie” niektórych elementów związanych z ochroną środowiska (np. zła jakość cementowania czy zrzut cieczy roboczych), przynosi inwestorowi duże oszczędności. Wystąpienie takiego stanu rzeczy na gruncie polskim jest absolutnie niedopuszczalne. Jedyną metodą ograniczania kosztów jest zasada: lepiej zapobiegać niż leczyć. Przestrzeganie zasad dobrej praktyki wiertniczej daje w efekcie bezpieczne i nieagresywne dla środowiska wiercenia oraz ogranicza koszt późniejszej remediacji.

Podsumowanie

W raporcie przedstawiono uwarunkowania rozwoju pozyskania gazu z formacji łupkowych. Zwrócono uwagę na:

- definicję zasobów gazu, gdyż wzajemne porównywanie różnych ich kategorii prowadzi do błędnych wniosków i nieporozumień,
- znaczenie badań geochemicznych i petrofizycznych, w tym m.in.: zasobności skały w substancję organiczną, stopnia dojrzałości termicznej łupków, typu występującego kerogenu oraz podatności skały na szczelinowanie,

- unikalne cechy złóż typu *shale* sprawiające, że ich udostępnianie jest trudne i obarczone dużym ryzykiem,
- strategię projektowania i wykonywania zabiegów szczelinowania spełniających kluczową rolę w pozyskaniu gazu,
- konieczność obniżenia kosztów na każdym etapie udostępniania i eksploatacji złóż, m.in. poprzez zmundny proces optymalizacji posiadanych technologii, bo od tego zależy przyszłość wydobycia gazu. Jedyną dziedziną, w której kompromisy nie są możliwe, jest ochrona

środowiska. Optymalizacja kosztów w tym przypadku będzie polegała na zapobieganiu możliwym skażeniom. Od zaangażowania, kreatywności i inwencji zarówno przedstawicieli przemysłu naftowego, jak i pracowników

nauki, od przedstawicieli Rządu, polityków i dziennikarzy zależy, czy potrafimy wykorzystać szansę, jaką daje nam natura. To zależy od NAS, bo warunki zostały już stworzone.

Literatura

- [1] Biały E., Kasza P.: *O rozwoju stymulacji wydobycia w polskim górnictwie naftowym*. „Wiek Nafty” 2011, nr 3.
- [2] Ciopolla C. L. et al.: *The relationship between fracture complexity, reservoir treatment and fracture treatment design*. SPE 2008, 115769.
- [3] Cook T.: *Calculation of estimated ultimate recovery (EUR) for wells in continuous-type oil and gas accumulation*. U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-D.
- [4] Hill R. J. et al.: *Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth Basin*. „AAPG Bulletin” 2007, vol. 91, No. 4, pp. 445-473.
- [5] Hyne N. J.: *Dictionary of Petroleum Exploration*. Drilling & Production. Pennwell Publishing Company Tulsa. Oklahoma 1991.
- [6] King G. E.: *Thirty years of gas shale fracturing: what we have learned*. SPE 2010, 133456.
- [7] Steliga T., Uliasz M.: *Wybrane zagadnienia środowiskowe podczas poszukiwania, udostępniania i eksploatacji gazu ziemnego z formacji łupkowych*. „Nafta-Gaz” 2012, nr 5, s. 273-283.
- [8] Szpunar T., Budak P.: *Ocena efektywności zabiegów stymulacyjnych w warstwach łupków*. „Nafta-Gaz” 2010, nr 10, s. 377-385.



Dr hab. inż. Irena MATYASIK – adiunkt, kierownik Laboratorium Nafty i Gazu w Zakładzie Geologii i Geochemii INiG. Ukończyła Wydział Chemiczny Politechniki Krakowskiej. Specjalizuje się w badaniach geochemii organicznej skał macierzystych i mediów złożowych oraz korelacją rop naftowych i skał macierzystych w oparciu o wyniki analiz biomarkerów.



Dr hab. Piotr SUCH, prof. INiG – Zastępca Dyrektora ds. Poszukiwania Złóż Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie. Specjalizacja: badania fizyczne właściwości skał i płynów złożowych.



Dr hab. inż. Jan LUBAŚ prof. INiG – Zastępca Dyrektora ds. Złóż Węglowodorów Instytutu Nafty i Gazu, kierownik Oddziału INiG w Krośnie. Specjalizacja zawodowa: zagadnienia technologii eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.



Dr inż. Piotr KASZA – adiunkt w Instytucie Nafty i Gazu, kierownik Zakładu Stymulacji Wydobycia Węglowodorów. Absolwent i doktorant Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Specjalizuje się w zagadnieniach związanych ze stymulacją złóż węglowodorów.