

HYDROGEOLOGICZNE UWARUNKOWANIA PROCESU POSZUKIWANIA, ROZPOZNAWANIA I EKSPLOATACJI GAZU ŁUPKOWEGO I GAZU ZAMKNIĘTEGO W POLSCE

HYDROGEOLOGICAL ASPECTS OF PROSPECTION, EXPLORATION AND PRODUCTION OF SHALE GAS AND TIGHT GAS IN POLAND

MAŁGORZATA WOŹNICKA¹, MONIKA KONIECZYŃSKA¹

Abstrakt. Artykuł stanowi próbę podjęcia dyskusji na temat hydrogeologicznych uwarunkowań aktualnie prowadzonego w Polsce procesu poszukiwania i rozpoznawania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów oraz prawdopodobnego w przyszłości procesu eksploatacji gazu łupkowego. W ciągu ostatnich 8 lat, przede wszystkim za sprawą rozwoju technologii, dokonał się na świecie przełom w aspekcie możliwości produkcji gazu ze złóż niekonwencjonalnych, co zaowocowało ogromnym zainteresowaniem możliwością eksploatacji tego surowca także w Polsce. Niezwykle tempo rozwoju technologii w zakresie wydobycia gazu łupkowego (*shale gas*) oraz gazu zamkniętego (*tight gas*) na świecie, a w szczególności w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie, sprawia, że dynamicznie zmieniają się również poglądy na potrzeby wodne oraz zagrożenia środowiskowe procesu produkcji gazu z tych złóż i hydrogeolodzy muszą być przygotowani do udzielania odpowiedzi na wiele nowych pytań. Środowiskowe uwarunkowania procesu, a zwłaszcza potrzeby wodne są bowiem kluczową sprawą, z którą przyjdzie nam się zmierzyć w niedalekiej przyszłości.

Słowa kluczowe: niekonwencjonalne złoża węglowodorów, gaz łupkowy, gaz zamknięty, zasoby wód podziemnych, szczelinowanie hydrauliczne, płyn szczelinujący, płyn zwrotny.

Abstract. This is an attempt to open the discussion on hydrogeological aspects of prospecting, exploration and possible future exploitation of unconventional gas deposits in Poland. Due to development of sophisticated (advanced) technology during the last 8 years, the significant progress in the field of natural gas exploitation from unconventional deposits has been made. There are strong geological premises that such deposits in Poland may be perspective which stirs up enthusiasm about possible gas production from domestic sources. Due to a very fast development of shale and tight gas exploitation technology especially in USA and Canada, people become more and more aware of water supply needs and environmental hazards of the process and hydrogeologists must get ready to give answers to many new questions. Environmental conditionality and environmental awareness of gas production process from unconventional sources, seems to be the key problem we will have to face in near future.

Key words: unconventional hydrocarbon reserves, shale gas, tight gas, groundwater resources, hydraulic fracturing, fracturing fluid, back-flow fluid.

WSTĘP

W okresie ostatniej dekady w światowej gospodarce surowców energetycznych dokonał się przełom w aspekcie możliwości pozyskania gazu ziemnego z niekonwencjonal-

nych złóż, które do tej pory były poza zasięgiem eksploatacji, przede wszystkim ze względów technologicznych i ekonomicznych. Intensywny rozwój technologii, a w szczegól-

¹ Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa; e-mail: małgorzata.woznicka@pgi.gov.pl; e-mail: monika.konieczynska@pgi.gov.pl

ności wprowadzenie wierceń poziomych, zaowocowało na przełomie lat 2002/2003 otwarciem możliwości produkcji gazu łupkowego na skalę przemysłową (Hadro, 2010). Obecnie prawie 20% produkcji gazu ziemnego w USA pochodzi z eksploatacji gazu z łupków. Prognozy przewidują wzrost produkcji gazu łupkowego w USA do 45% w 2035 r. (U.S. Energy Information Administration, 2011). Sukces odniesiony na złożu Barnett w USA zainicjował intensywne prace poszukiwawcze innych złóż tego typu na terytorium USA, Kanady, a w ostatnich dwóch latach również Europy, co skutkuje rozpoznawaniem nowych obszarów perspektywicznych, także na terenie Polski (Poprawa, 2010a). Równolegle z rozwojem wydobywania gazu z kolejnych złóż niekonwencjonalnych na terenie USA i Kanady prowadzona jest niezwykle intensywna działalność badawcza mająca na celu

z jednej strony zwiększenie efektywności produkcji gazu, a z drugiej ocenę skutków środowiskowych procesu eksploatacji tych złóż na skalę przemysłową. Polska jest aktualnie na etapie poszukiwania i rozpoznawania niekonwencjonalnych złóż gazu (na koniec 2010 r. wydanych było 79 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu w łupkach, tzw. *shale gas* oraz gazu zamkniętego, tzw. *tight gas*), co jest odpowiednim momentem na przyjrzenie się środowiskowym aspektom procesu eksploatacji gazu z takich złóż (fig. 1). Szczególnie istotnym zagadnieniem, często podnoszonym w światowej literaturze, jest problem potrzeb wodnych produkcji tego typu gazu oraz system obiegu wody w procesie, z uwzględnieniem sposobu zagospodarowania wody zwrotnej oraz płynów złożowych (Fractured Communities, 2010).

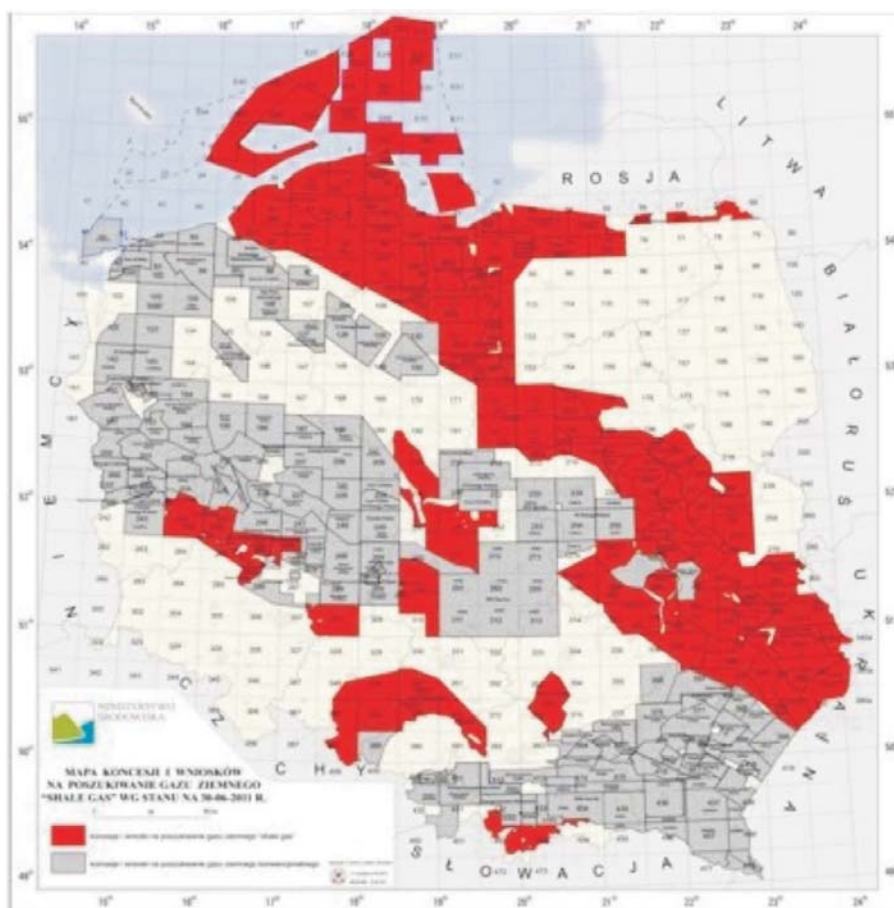


Fig. 1. Mapa koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie gazu ziemnego shale gas (Ministerstwo Środowiska, 2011)

Map of concessions for shale gas exploration (Ministry of Environment, 2011)

ZAŁOŻENIA TECHNOLOGII PRODUKCJI GAZU ŁUPKOWEGO I ZAMKNIĘTEGO

Gaz łupkowy (*shale gas*) stanowi jeden z kilku rodzajów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. Jego specyfika polega na tym, że występuje w utworach ilasto-mułcowych, będących jednocześnie skałą macierzystą, zbiornikową i uszczelniającą. Złóża gazu łupkowego mają na ogół bardzo duże zasoby przy jednoczesnym niskim współczynniku wydobywania gazu ze złoża (fig. 2). Gaz zamknięty (*tight gas*) to gaz, który zdołał uwolnić się ze skały macierzystej i został zatrzymany w mikroskopijnych porach skały zbiornikowej, którą stanowią na ogół zwarte piaskowce. W polskich warunkach należy się spodziewać, że możliwa będzie eksploatacja gazu typu *shale gas* oraz *tight gas* z formacji występujących na głębokości od około 3 do 4 tys. m (Poprawa, 2010a).

Z uwagi na bardzo niską przepuszczalność skał zbiornikowych, w procesie poszukiwania oraz eksploatacji gazu

łupkowego i zamkniętego niezbędne są zabiegi mające na celu zwiększenie dopływu gazu do otworu. Szczelinowanie hydrauliczne w poziomych otworach jest aktualnie podstawowym zabiegiem stymulującym, wykonywanym w otworach zarówno poszukiwawczych, jak i eksploatacyjnych. W zależności od uwarunkowań geologicznych i konstrukcji otworów w pojedynczej lokalizacji wykonuje się od kilku do kilkunastu szczelinowań (Poprawa, 2010b).

Szczelinowanie hydrauliczne polega na sekwencyjnym zatłaczaniu dużej ilości płynu szczelinującego pod wysokim ciśnieniem do formacji zbiornikowej, w efekcie czego w skałe zbiornikowej tworzą się szczeliny, a zawarty w płynie szczelinującym propanant pozwala na utrzymanie ich otwartości, co z kolei umożliwia wyzwolenie gazu i jego przepływ do otworu. Szczelinowanie nie ma charakteru uniwersalnego, a jego parametry i przebieg zależą od indywidualnych cech formacji

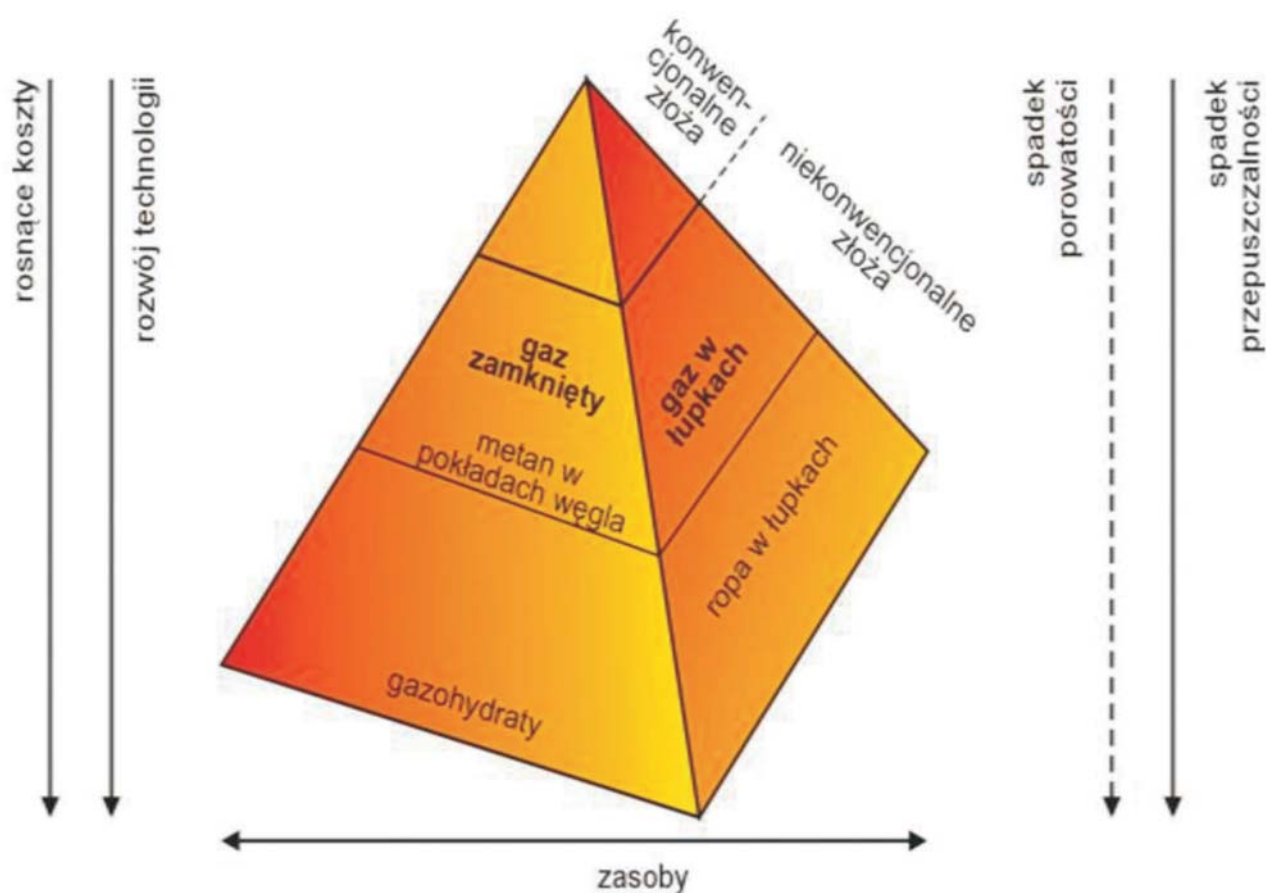


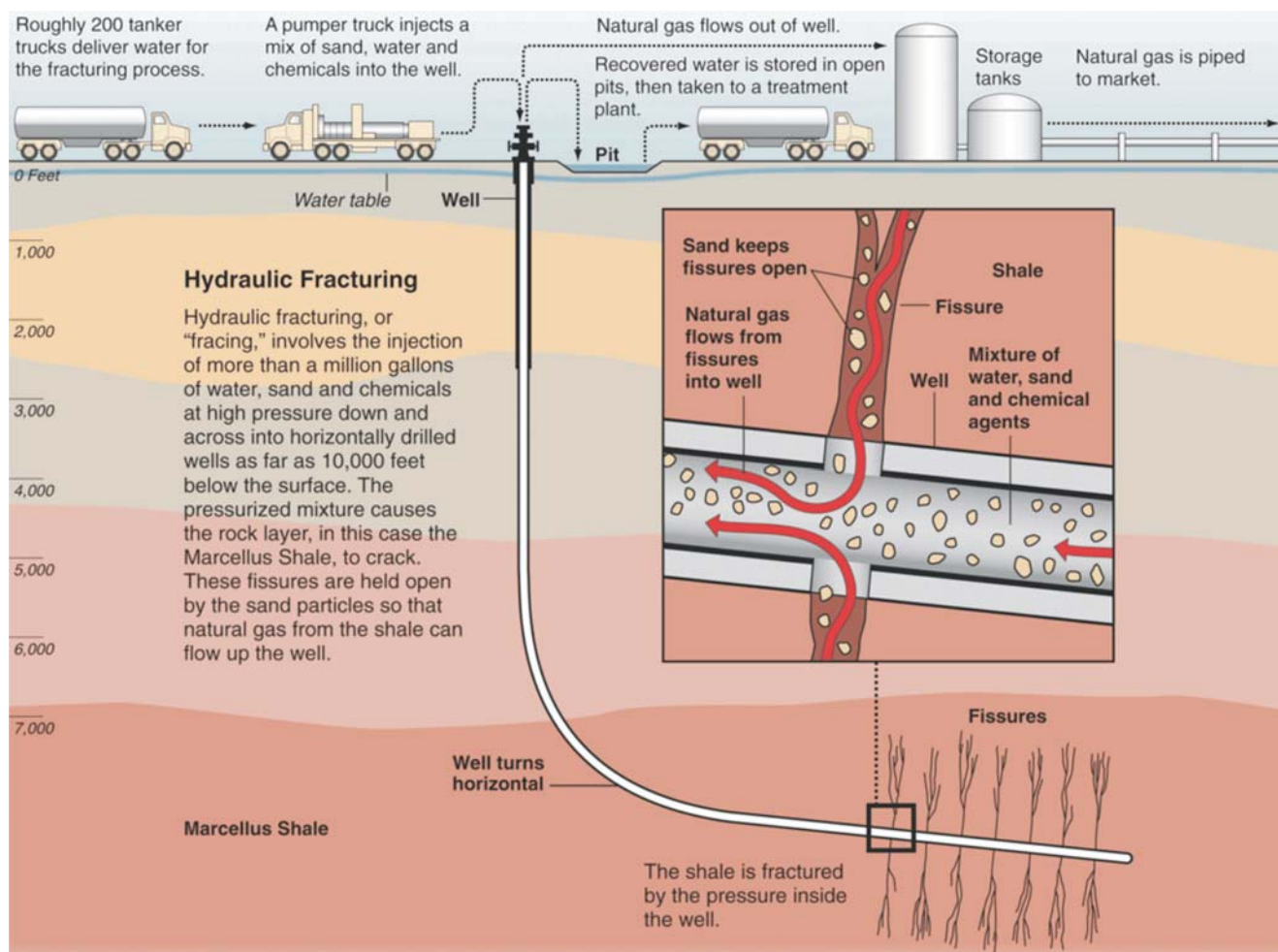
Fig. 2. Schemat relacji globalnych zasobów węglowodorów konwencjonalnych i niekonwencjonalnych (wg Kuuskraa, 1998, zmienione Poprawa, 2010a)

Scheme of global hydrocarbon conventional and unconventional resources (after Kuuskraa, 1998, modified by Poprawa, 2010a)

skalnej, będącej przedmiotem stymulacji (Modern Shale Gas Development ..., 2009).

W trakcie szczelinowania zatłaczany jest do górotworu płyn szczelinujący składający się z wody z propanem (czystym jednofrakcyjnym piaskiem kwarcowym, bądź specjalnym granulatem) oraz pewnej ilości dodatków chemicznych, których celem jest zoptymalizowanie procesu szczelinowania, w tym przede wszystkim obniżenie tarcia wewnętrznego płynu oraz przeciwdziałanie, zwłaszcza w przypadku formacji łupkowych, pęcznieniu hydrofilnych minerałów ilastych. Wśród dodawanych środków są również substancje bakteriobójcze, mające na celu wyeliminowanie bakterii, które

m.in. mogą być zatłoczone do otworu podczas wykonywania odwiertu. Ilość płynu szczelinującego, zatłaczana w trakcie szczelinowania jednego odwiertu poziomego, wynosić może do kilkunastu tysięcy m^3 , a takich odwiertów w jednej lokalizacji jest na ogół od kilku do kilkunastu. Płyn pobierany jest najczęściej ze specjalnie do tego celu przygotowanego basenu wykonanego na terenie wiertni, za pomocą szeregu wysokowydajnych pomp hydraulicznych, zamontowanych np. na ciężarówkach (fig. 3). Zatłaczanie płynu w czasie zabiegu w pojedynczym otworze trwa zwykle od kilkunastu do kilkudziesięciu godzin.



Wykonał: Al Granberg

Fig. 3. Schemat procesu produkcji gazu z łupków z zastosowaniem szczelinowania hydraulicznego (www.propublica.org)

Scheme of shale gas process production with using hydraulic fracturing (www.propublica.org)

IDENTYFIKACJA POTENCJALNYCH ZAGROŻEŃ DLA ŚRODOWISKA

Szczelinowanie hydrauliczne (fig. 4), podobnie jak inne zabiegi stymulujące złożę, jest procesem mogącym stwarzać zagrożenie dla środowiska (Zawisza, 2007). Najbardziej potencjalnie zagrożonymi elementami środowiska są wody zarówno podziemne, jak i powierzchniowe oraz powierzchnia terenu i gleba. Zapotrzebowanie na wodę, wynikające z konieczności stosowania płynu szczelinującego, wynosić może do kilkunastu tysięcy m³ na szczelinowanie jednego odwiertu poziomego, a takich odwiertów w jednej lokalizacji może być kilka lub kilkanaście. Konieczność dostarczenia tak dużych ilości wody może wpływać ujemnie na stan zasobów wód podziemnych i powierzchniowych w rejonie prowadzonych prac. Kolejnym niebezpieczeństwem jest możliwość zanieczyszczenia wód podziemnych w przewiercanych formacjach wodonośnych, a także powierzchni terenu i wód powierzchniowych substancjami wchodzącymi w skład płynów szczelinujących i trudnymi do wcześniejszego zdefiniowania substancjami wymywanymi ze skał zbiornikowych. Zanieczyszczenia te mogą być spowodowane przez

szereg mechanizmów w trakcie procesu poszukiwania i produkcji gazu, wynikających zarówno z nieprzewidywalności reakcji środowiska geologicznego na tak dużą presję, jak i zdarzeń losowych oraz ryzyka związanego z tzw. czynnikiem ludzkim. Nie do pominięcia jest ryzyko związane z nieprzewidzianą propagacją szczelin, która może doprowadzić do niekontrolowanej migracji gazu lub płynów technologicznych. Dodatkowo nie można też zapominać o zmianach w krajobrazie, degradacji gleb na terenie lokalizacji prac, wzmożonym ruchu ciężkich samochodów i hałasie, negatywnie wpływających na komfort życia ludzi i zwierząt (Hancock & the Marcellus shale, 2009).

Aby określić rodzaj i siłę oddziaływania na środowisko oraz oszacować potencjalne ryzyko związane z poszukiwaniem i eksploatacją niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w Polsce należy wykonać szczegółową analizę presji prac wykonywanych w związku z taką działalnością na poszczególne elementy środowiska (Macuda, 2010).



Fig. 4. Przykładowy teren prac w trakcie szczelinowania hydraulicznego (Markowola, powiat zwoleński), źródło: Archiwum PGNiG SA

An example of the area under hydraulic fracturing operation (Markowola), source: PGNIG S.A.

POTRZEBY WODNE PROCESU PRODUKCJI GAZU ŁUPKOWEGO

Jednym z najistotniejszych zagadnień związanych z procesem poszukiwania i eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu jest kwestia ilości wody potrzebnej do szczelinowania hydraulicznego. Według doświadczeń amerykańskich, na szczelinowanie w pojedynczym otworze poziomym zużywa się od 7 do 15 tys. m³ wody (Modern Shale Gas Development ..., 2009). Mając na uwadze tak duży przedział podawanych wartości, należy mieć świadomość, że faktyczne zużycie wody jest zróżnicowane w zależności od uwarunkowań geologicznych, konstrukcji otworu oraz zastosowanej technologii szczelinowania.

Drugim ważnym aspektem procesu produkcji gazu ze złóż niekonwencjonalnych jest zwrot zatłoczonego do otworu płynu szczelinującego (tzw. płyn zwrotny). Według dostępnych danych, na podstawie doświadczeń z obszaru USA, szacuje się, że ok. 20% zatłoczonego płynu szczelinującego wraca na powierzchnię na skutek wypychania przez uwolniony gaz. Uwzględniając duże ilości płynów zatłaczanych, płyn zwrotny stanowi również znaczną objętość, którą należy zagospodarować. Dodatkowo z doświadczeń amerykańskich

wynika, że ze skał zbiornikowych oprócz gazu wydobywają się wysoko zmineralizowane płyny złożowe. Omówienie możliwości sposobów zagospodarowania płynu zwrotnego i płynów złożowych zawarto w dalszej części artykułu.

Woda używana do przygotowania płynu szczelinującego nie musi spełniać wygórowanych wymagań jakościowych. W USA najczęściej wykorzystuje się wody powierzchniowe, prowadząc pobór z rzek i jezior, ale źródłem zaopatrzenia są również wody podziemne oraz wody poprodukcyjne. W zależności od warunków panujących w danej lokalizacji, wodę pobiera się z istniejących ujęć publicznych, odwierconych na ten cel studni lub dowozi się cysternami i gromadzi na terenie eksploatacji w specjalnie do tego celu przygotowanych zbiornikach.

Nowym kierunkiem działań, intensywnie rozwijanym szczególnie w Zachodniej Wirginii i Pensylwanii, jest powtórne wykorzystanie wody zwrotnej. System zwracania wody, wykorzystywanej do szczelinowania i jej powtórnego wykorzystania, pozwala na minimalizację potrzeb wodnych produkcji gazu łupkowego, a także zmniejsza problem

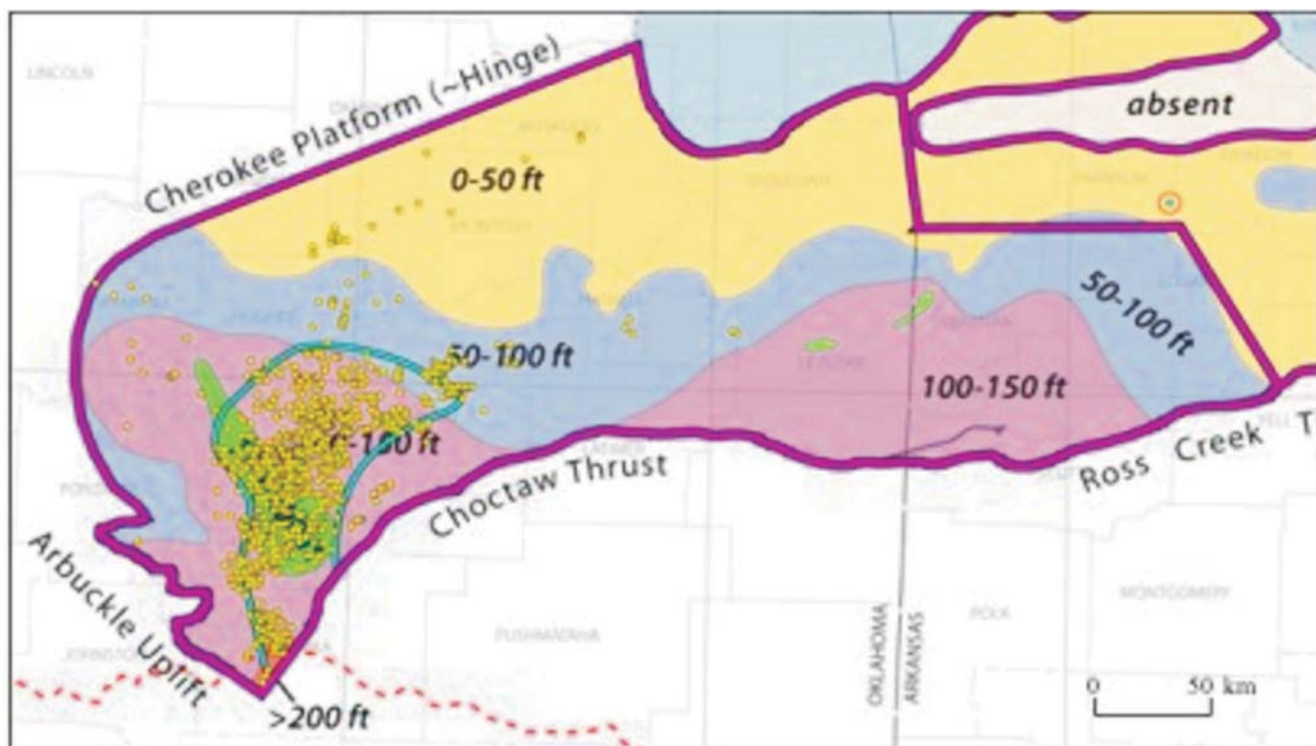


Fig. 5. Przykład zagęszczenia lokalizacji miejsc eksploatacji gazu łupkowego, złóż Woodford, USA (Gautier, 2010)

Żółte punkty – miejsca lokalizacji wierceń

High density of gas production boreholes on Woodford Gas Field, USA (Gautier, 2010)

Yellow dots – boreholes localization

związany z zagospodarowaniem płynu zwrotnego. Aktualnie nie jest to jednak powszechnie stosowany system, przede wszystkim ze względów ekonomicznych.

Rozpatrując hydrogeologiczne uwarunkowania procesu poszukiwania i rozpoznawania, a także prawdopodobnie możliwego w przyszłości procesu eksploatacji gazu łupkowego w Polsce, należy uwzględnić nie tylko potrzeby wodne wynikające z aktualnie stosowanej technologii, ale również tempo zużycia wody. Jak wspomniano wyżej, zatłaczanie wody do pojedynczego otworu trwa od kilkunastu do kilkudziesięciu godzin, a biorąc pod uwagę możliwość zlokalizowania kilkunastu, a nawet kilkudziesięciu otworów w jednej lokalizacji, uzyskujemy zapotrzebowanie na bardzo duże ilości wody (pow. 200 tys. m³) w krótkim czasie (4–6 tygodni). Niezmiernie istotna jest także sprawa ilości miejsc eksploatacji na danym obszarze. Doświadczenia amerykańskie wskazują, że w obszarach o szczególnie korzystnych parametrach złoża, zagęszczenie miejsc eksploatacji może być bardzo duże, co obrazuje [figura 5](#). Jest to istotna kwestia, którą należy uwzględnić przy bilansowaniu zasobów wodnych. Rozwiązanie tego problemu wymaga przeprowadzenia dalszych szczegółowych prac rozpoznawczych oraz wykonania analiz wielowariantowych, które pozwolą na precyzyjne określenie możliwego w czasie rozkładu poboru wód, który nie doprowadzi do nadmiernego ich szcerpania i zaburzenia reżimu hydrogeologicznego i hydrologicznego.

Obecnie trudno jest oszacować liczbę otworów, które mogą być wykonane na obszarach przyszłej eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu w Polsce. Ogółem w Polsce wykonanych jest ponad 7 tys. różnego rodzaju otworów o głębokości powyżej 1 tys. m. Dla porównania, na najlepiej rozpoznanym złożu Barnett w USA odwierconych zostało ponad 14 tys. otworów eksploatujących gaz łupkowy.

Doświadczenia amerykańskie w zakresie zużycia wody na potrzeby produkcji gazu łupkowego pokazują, że w basenie Fort Worth (złoże Barnett w południowej części USA) pobór wody do szczelinowania hydraulicznego stanowi zaledwie 1% łącznej konsumpcji wody na potrzeby komunalne i przemysłowe regionu. Dla porównania Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w m.st. Warszawie dostarcza do sieci miejskiej ok. 400 tys. m³ wody na dobę, a więc objętość 15 000 m³ stanowi zaledwie 3,75% dziennego zapotrzebowania miasta na wodę. Regularne obliczenia zasobów dyspozycyjnych w skali kraju z podziałem na rejonowy wodno-gospodarcze, prowadzone przez państwową służbę hydrogeologiczną, wskazują, iż generalnie rezerwy zasobów wód podziemnych w Polsce są znaczne (na poziomie 70–80%), lecz lokalnie mogą wystąpić deficyty warunkowane zarówno ilością zasobów wód podziemnych dostępnych do zagospodarowania, jak i zagęszczeniem punktów poboru (Herbich in., 2010).

SYSTEM OBIEGU WODY W PROCESIE EKSPLOATACJI GAZU ŁUPKOWEGO

System obiegu wody oraz zarządzanie zasobami wodnymi w procesie poszukiwania i eksploatacji gazu ze złóż niekonwencjonalnych obejmuje: dostarczenie odpowiednich ilości wody spełniającej określone wymagania technologiczne, jej składowanie, przygotowanie na bazie dostarczonej wody płynu szczelinującego, zatłaczanie płynu, a także ujęcie płynu powracającego wraz z płynami złożowymi oraz ich składowanie i utylizację. Cały ten proces wydaje się niezwykle skomplikowany logistycznie i technicznie oraz wymaga odmiennego podejścia w zależności od warunków panujących w rejonie poszczególnych otworów. Wydaje się jednak zasadne sformułowanie pewnych zasad zarządzania zasobami wodnymi, które pozwolą z jednej strony na optymalizację procesu poszukiwania i eksploatacji gazu ze złóż niekonwencjonalnych, a z drugiej strony ograniczą degradację zasobów wodnych w rejonie prowadzonych prac i zapewnią zrównoważone wykorzystanie środowiska naturalnego.

W zależności od uwarunkowań panujących w konkretnej lokalizacji, firmy wydobywcze stosują najbardziej optymalny system obiegu wody w procesie pozyskania gazu. Należy pamiętać, że w USA w poszczególnych stanach obowiązują odmienne uregulowania prawne, dlatego też firmy wydobywcze stosują różne rozwiązania w zależności od lokalizacji.

Rozpatrując polskie uregulowania prawne oraz stosowane procedury, najbardziej newralgicznym punktem procesu wydaje się być kwestia zagospodarowania płynu zwrotnego.

Aktualnie najczęściej stosowanym sposobem zagospodarowania płynu zwrotnego w USA, a zwłaszcza w Texasie, jest jego zatłaczanie do górotworu. Wykorzystuje się do tego istniejące otwory po eksploatacji złóż konwencjonalnych, bądź odwiera nowe specjalnie do tego celu. W świetle obowiązujących przepisów oraz stosowanych praktyk nie wydaje się jednak możliwe obecnie stosowanie takiego rozwiązania w Polsce. Innym sposobem utylizacji płynu zwrotnego jest jego ponowne wykorzystanie w kolejnym cyklu szczelinowania. Opracowanie technologii reutilizacji wymaga szczegółowych badań, uwzględniających przede wszystkim ocenę wielkości ługowania skał zbiornikowych, ale obecnie uważa się, że przy zwrocie płynu szczelinującego na poziomie 20% jest to możliwe i może być efektywnie stosowane. Kolejnym sposobem zagospodarowania płynu zwrotnego jest jego oczyszczanie, ale według dostępnych danych jest to proces niezwykle kosztowny i stosunkowo rzadko stosowany.

PODSUMOWANIE

Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego stanowią dużą szansę rozwoju dla sektora surowców energetycznych i stwarzają możliwość budowy niezależności energetycznej Polski. Jednakże technologia pozyskiwania gazu typu *shale gas* oraz *tight gas*, w tym przede wszystkim szczelinowanie hydrauliczne, wymaga wnikliwej analizy pod kątem oddziaływania inwestycji na środowisko z uwzględnieniem skali zjawiska. Hydrogeologiczne aspekty procesu produkcji gazu łupkowego i zamkniętego stanowią jedną z kluczowych kwestii, która w najbliższym czasie powinna zostać rozwiązana. Niezbędne jest prowadzenie badań zmierzających do określenia szczegółowych uwarunkowań hydrogeologicznych procesu oraz dalszy rozwój technologii pozwalający na optymalizację wydobywania przy jednoczesnej minimalizacji potrzeb wodnych. Analiza tego, co dotychczas wiemy o procesie poszukiwania i eksploatacji gazu ze złóż niekonwencjonalnych wskazuje, że w warunkach polskich czeka nas jeszcze wiele pracy na polu

naukowo-badawczym, legislacyjnym i społecznym zanim będziemy mogli przystąpić do zapewniania krajowi bezpieczeństwa energetycznego, bez narażania go na utratę innych cennych wartości, takich jak: odpowiedniej jakości zasoby wód podziemnych i powierzchniowych, piękno naturalnego krajobrazu, nieskażona przyroda, spokój społeczny itp. Dotychczasowe doświadczenia, zwłaszcza amerykańskie, nie mogą być wprost przeniesione na grunt polski, ze względu na zasadnicze różnice związane z zagospodarowaniem terenu, gęstością zaludnienia, przepisami prawnymi, ale też z warunkami geologicznymi i hydrogeologicznymi oraz potencjalnymi konfliktami ewentualnej eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu z innymi aspektami przyrodniczymi i społecznymi. Tylko współpraca pomiędzy specjalistami z różnych dziedzin może zapewnić stworzenie właściwych warunków poszukiwania i eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu w Polsce

LITERATURA

- FRACTURED COMMUNITIES; Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling; Riverkeeper, September 2010.
- HADRO J., 2010 — Strategia poszukiwań złóż gazu w łupkach. *Prz. Geol.*, **58**, 3: 250–258.
- HANCOCK & THE MARCELLUS SHALE. Visioning the Impact of Natural Gas Extraction Along the Upper Delaware. 2009.
- HERBICH P., PRZYTUŁA E., MORDZONEK G., 2010 — Informacja o stanie zasobów wód podziemnych. Realizacja procedury standardowej państwowej służby hydrogeologicznej (niepublikowane).
- KUUSKRAA V.A., 1998 — Diverse Gas Plays Lurk In Gas Resources Pyramid. *Oil and Gas Journ.*, **96**, 23:123–130.
- MACUDA J., 2010 — Środowiskowe aspekty produkcji gazu ziemnego z niekonwencjonalnych złóż. *Prz. Geol.*, **58**, 3: 266–270.
- MODERN SHALE GAS DEVELOPMENT in the United States: A Primer, U.S. Department of Energy, April 2009
- POPRAWA P., 2010a — System węglowodorowy z gazem ziemnym w łupkach – północnoamerykańskie doświadczenia i europejskie perspektywy. *Prz. Geol.*, **58**, 3: 216–225.
- POPRAWA P., 2010b — Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim. *Prz. Geol.*, **58**, 3: 226–249.
- U.S. Energy Information Administration, 2011 — Annual Energy Outlook 2011 Early Release Overview, U.S. Department of Energy (www.eia.gov/oiaf/aeo/index.html)
- ZAWISZA L., 2007 — Ocena zagrożeń dla środowiska naturalnego występujących przy poszukiwaniu i rozpoznawaniu oraz podczas eksploatacji złóż węglowodorów. Praca studialno-badawcza (niepublikowane). Centr. Arch. Geol. PIB-PIB, Warszawa.