

Bogdan Filar, Mariusz Miziołek

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Analiza wpływu zastosowania otworów typu *slim hole* na opłacalność eksploatacji niekonwencjonalnych złóż mioceńskich

W Polsce eksploatacja niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego zlokalizowanych w mioceńskich formacjach łupkowo-mułowcowych wymaga zastosowania nowych rozwiązań technologicznych, gdyż wydajności absolutne otworów udostępniających tego typu złoża są stosunkowo niskie, rzędu kilkunastu do około 30÷50 m³/min. W związku z tym średnica rur wydobywczych może być mniejsza niż rur zainstalowanych do eksploatacji złóż konwencjonalnych, których pierwotne wydajności absolutne potrafiły osiągać wielkość kilku tysięcy m³/min (np. Tuligłowy hor. VII). W artykule przeanalizowano wpływ zastosowania odwiertów typu *slim hole*, o różnej średnicy udostępnienia złoża, na ekonomiczną opłacalność inwestycji. Prognozowaną wielkość wydobycia gazu ze złoża uzyskano, wykorzystując cyfrowy model symulacyjny wykonany dla przykładowego złoża. Wyniki symulacji były podstawą do przeprowadzenia obliczeń ekonomicznych, które pozwoliły na szacunkowe określenie prognozowanej wielkości NPV dla analizowanych rozwiązań typu *slim hole*.

Słowa kluczowe: *slim hole*, miocen, niekonwencjonalne wydobycie gazu.

Analysis of the impact of applying slim hole technology on the profitability of production of unconventional Miocene gas reserves

In Poland, the exploitation of unconventional natural gas located in the Miocene formations requires new technological solutions, as the absolute performance of the holes that provide this type of deposits are relatively low in the order of several to about 30÷50 m³/min. Accordingly, the diameter of the production tubing may be less than the tubes fitted for the exploitation of conventional deposits, where the initial absolute performance was able to reach the magnitude of a few thousand m³/min (eg. Tuligłowy hor. VII). The article analyzes the impact of the application of drilling a production well using slim hole technology of varying diameters, on the economic profitability of the investment. The gas production forecast from unconventional deposit was obtained by using a reservoir simulation model. The simulation results were the basis for the calculation of the economic profitability (NPV) of the well drilled in slim hole technology.

Key words: slim hole, miocene, unconventional gas production.

Szybki rozwój technologii wiertniczych i eksploatacyjnych został zapoczątkowany w latach 90. XX wieku. Głównym jego celem było obniżenie kosztów wiercenia otworów poszukiwawczych, rozpoznawczych i eksploatacyjnych. Prace nad rozwojem nowych technologii związane były z faktem włączania do eksploatacji złóż o coraz gorszych parametrach, a co za tym idzie o niższych wydajnościach [5]. Małe wydajności odwiertów w znaczący sposób wpływały

na niską rentowność inwestycji w sektorze eksploatacji złóż gazu ziemnego. Poszukiwania możliwości obniżania kosztów wierceń doprowadziły do opracowania technologii typu *slim hole* [6]. Głównym jej założeniem było zmniejszenie średnicy (*slim*) wiercenia odwiertów, a co za tym idzie – wyposażenia w głębszego odwiertów eksploatacyjnych. Dzięki wprowadzeniu technologii *slim hole* uzyskano spadek kosztów wiercenia otworu od 30 do 60%, w stosunku do otworów „tradycyjnych”.

cyjnych”. Redukcja kosztów wiercenia znacząco poprawiła opłacalność ekonomiczną inwestycji. Podstawowym celem artykułu było wykazanie jak zmiana konstrukcji otworu pionowego, związanej z zastosowaniem technologii typu *slim hole*, wpływa na ekonomiczną opłacalność eksploatacji mioceńskich złóż łupkowo-mułowcowych.

W Polsce eksploatacja niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego zlokalizowanych w mioceńskich formacjach łupkowo-mułowcowych wymaga zastosowania nowych rozwiązań technologicznych, gdyż wydajności absolutne otworów udostępniających tego typu złoża są stosunkowo niskie, rzędu kilkunastu do około 30÷50 m³/min. W związku z tym śred-

nica rur wydobywczych może być mniejsza niż rur zainstalowanych do eksploatacji złóż konwencjonalnych, których pierwotne wydajności absolutne potrafiły osiągać wielkość kilku tysięcy m³/min (np. Tuligłowy hor. VII).

W celu pokazania wpływu podstawowych parametrów odwiertów typu *slim hole* na wielkość wydobywania gazu ze złoża, autorzy zdecydowali się na wykonanie analizy porównawczej w oparciu o cyfrowy model symulacyjny przykładowego złoża. Należy podkreślić, że głównym celem modelu symulacyjnego było wykazanie wpływu konstrukcji odwiertu na jego zdolności wydobywcze, a nie symulowanie eksploatacji konkretnego złoża.

Budowa cyfrowego modelu symulacyjnego

Analiza została wykonana w oparciu o symulacje przeprowadzone z wykorzystaniem oprogramowania firmy Computer Modelling Group (IMEX, Builder, Results). Szczegółowe badania symulacyjne eksploatacji złoża przeprowadzono w celu wykonania prognoz eksploatacji odwiertów o różnej konstrukcji. Powierzchnia przykładowego mioceńskiego złoża łupkowo-mułowcowego została podzielona na siatkę, która posiada 50 bloków szerokości i 100 bloków długości. Każdy blok ma rozmiar 100 × 100 m. Model symulacyjny posiadał również 10 warstw, każda o miąższości 20 m. Ogółem składał się on z 50 000 bloków. W celu uproszczenia modelu postanowiono przyjąć założenie, że każda warstwa symulacyjna będzie posiadać takie same wielkości parametrów petrofizycznych na całej powierzchni. Podstawowe parametry petrofizyczne zostały określone w następujący sposób:

- miąższość złoża 200 m każdego bloku: 20 m,
- porowatość każdego bloku: 4%,
- przepuszczalność pozioma każdego bloku: 0,1 mD,
- przepuszczalność pionowa każdego bloku: 0,01 mD,
- zapieszczenie: 25%.

Pozostałe parametry modelu zostały przyjęte w następujący sposób:

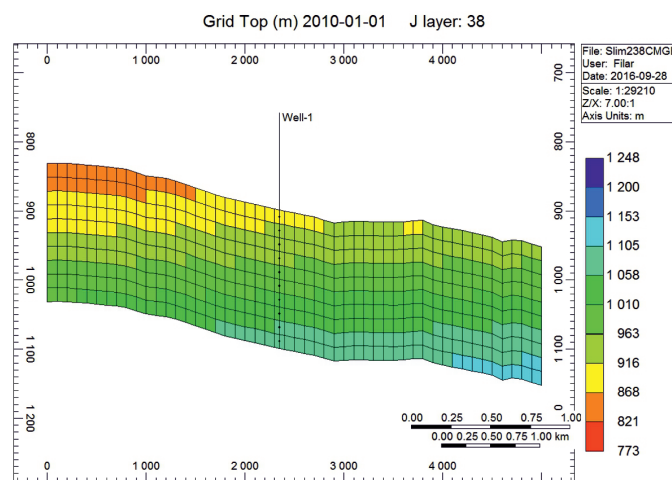
- pierwotne ciśnienie złożowe: 12 MPa,
- pierwotne nasycenie gazem: 70%,
- gęstość względna gazu, $S_g = 0,56$,
- ciśnienie odbioru gazu stałe, $P_{odb} = 2$ MPa,
- kontakt gaz-woda: 1200 m.

Inicjalizacja modelu symulacyjnego przykładowego złoża pozwoliła na określenie pierwotnych zasobów geologicznych, które wyniosły 8,8 mld m³ gazu. Analiza wpływu konstrukcji odwiertu na wydobywanie gazu ze złoża została przeprowadzona dla trzech wybranych konstrukcji odwiertów:

- wariant 1 – odwiert pionowy o średnicy końcowej 2³/₈”, udostępniający całą miąższość (rysunek 1),

- wariant 2 – odwiert pionowy o średnicy końcowej 4¹/₂”, udostępniający całą miąższość,
- wariant 3 – odwiert pionowy o średnicy końcowej 7”, udostępniający całą miąższość.

Założono również, że eksploatacja każdego odwiertu będzie prowadzona kolumną rur wydobywczych o średnicy 1,66”. Dla wszystkich odwiertów wykonano symulację eksploatacji dla okresu dwudziestu lat.



Rys. 1. Przekrój poprzeczny przez złożo

Pomimo tego, że model symulacyjny został skonstruowany do celów porównawczych, przy jego tworzeniu starano się, aby odzwierciedlał on rzeczywiste warunki złożowe występujące w mioceńskich utworach łupkowo-mułowcowych. Następnie przeprowadzono symulacje dla wszystkich trzech wariantów konstrukcji odwiertów.

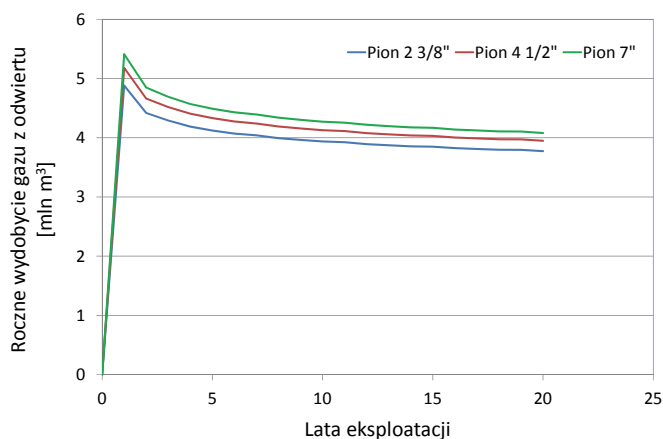
Wariant 1 zakładał, że odwiert pionowy będzie posiadał średnicę 2³/₈” oraz udostępniał całą miąższość horyzontu (200 m). Początkowa wydajność odwiertu wynosiła 18 432 m³/d (12,8 m³/min), a wydobywanie sumaryczne (po dwudziestu latach) osiągnęło 80,3 mln m³ (rysunek 1).

W przypadku wariantu 2 przyjęto, że końcowa średnica odwiertu pionowego to 4 1/2". Miał on udostępniać całą miąższość horyzontu (200 m). Początkowa wydajność takiego odwiertu osiągnęła wartość 20 016 m³/d (13,9 m³/min), a wydobyte sumaryczne (po dwudziestu latach) wyniosło 84,3 mln m³.

Wariant 3 zakładał, że odwiert pionowy będzie posiadał największą średnicę 7" oraz udostępniał całą miąższość horyzontu (200 m). Początkowa wydajność odwiertu to 21 312 m³/d (14,8 m³/min), natomiast wydobyte sumaryczne (po dwudziestu latach) wyniosło 87,3 mln m³. Wyniki wykonanych symulacji przedstawiono w tabelicy 1 oraz na rysunku 2.

Tablica 1. Wyniki wykonanych symulacji

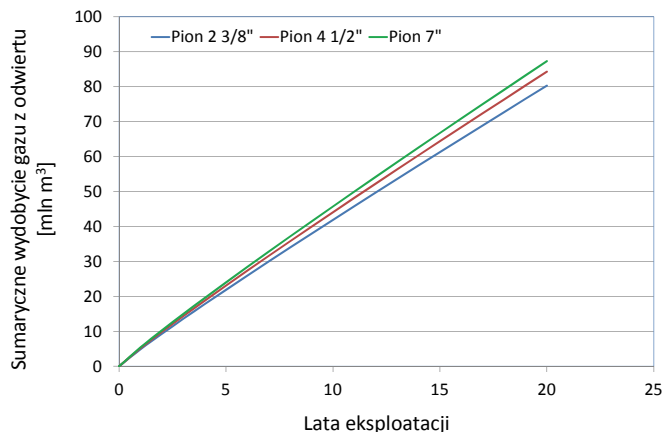
Typ odwiertu	Średnica [cale]	Otwarcie [m]	Wydajność początkowa [mln m ³ /rok]	Wydobyte po 20 latach [mln m ³]
Pionowy	2 3/8	200	4,88	80,3
Pionowy	4 1/2	200	5,18	84,3
Pionowy	7	200	5,41	87,3



Rys. 2. Roczne wydobyte gazu z odwiertów o różnej średnicy udostępnienia złoża

Można zauważyć, że zmniejszenie średnicy odwiertu pionowego z 7" do 2 3/8" skutkuje oczekiwanym spadkiem wydobywania gazu z odwiertu. W okresie dwudziestu lat jego eksploatacji wartość wydobywania zmniejsza się z 87,3 do 80,3 mln m³, czyli zaledwie o 8% (rysunek 3) [3]. Należy podkreślić, że oczekiwane oszczędności powinny przewyższyć utratę wydobywania.

W celu określenia wpływu zastosowania technologii typu *slim hole* na ekonomiczną efektywność eksploatacji przykładowego miocenińskiego złoża łupkowo-mułowcowego wykonano szacunkową analizę ekonomiczną. W przypadku inwestycji, która wykorzystuje nową technologię, jest to trudne zadanie. Największy problem stanowi oszacowanie kosztów wiercenia odwiertu w nowej technologii [4]. Wykonanie analizy ekonomicznej wymagało przyjęcia następujących założeń:



Rys. 3. Sumaryczne wydobyte gazu z odwiertów o różnej średnicy udostępnienia złoża

- obliczenia były prowadzone w cenach nominalnych,
 - nominalna stopa dyskontowa to 12,5% (realna około 10%),
 - założono prognozowaną stopę inflacji w wysokości 2,5% rocznie,
 - do analizy przyjęto również szacunkową cenę gazu w pierwszym roku (roku rozpoczęcia inwestycji) wynoszącą 1000 zł/tys. m³ i stopę wzrostu ceny 2,5% rocznie (według stopy inflacji),
 - założono również, że odwiert zostanie wykonany w pierwszym roku, podłączony w drugim roku, natomiast eksploatacja rozpocznie się od 1 stycznia trzeciego roku inwestycji,
 - okres eksploatacji odwiertu wyniesie 20 lat.
- Nakłady inwestycyjne określono szacunkowo na podstawie własnych danych (tablica 2).

Tablica 2. Nakłady inwestycyjne

Typ odwiertu	Koszt odwiercenia + wyposażenie [tys. zł]	Koszt podłączenia [tys. zł]
Pionowy 7"	9500	1000
Pionowy 4 1/2"	8300	1000
Pionowy 2 3/8"	6900	1000

Przychody roczne wynikają ze sprzedaży gazu wydobytego w poszczególnych latach, dane uzyskano podczas symulacji.

Koszty eksploatacji zostały przyjęte w taki sam sposób dla wszystkich wariantów (tablica 3).

Tablica 3. Koszty eksploatacji

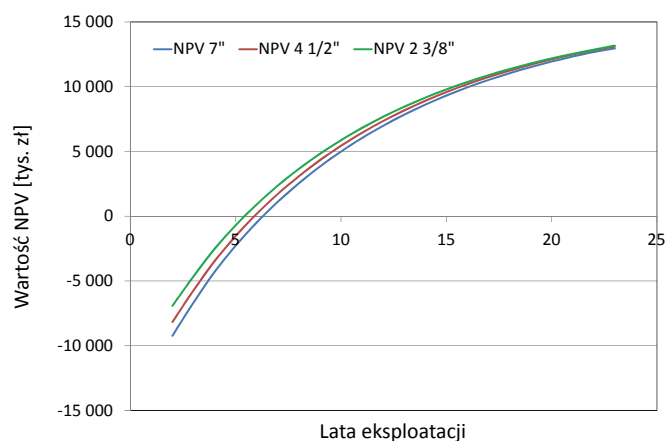
Typ kosztu	Koszt
Stały [tys. zł/rok]	500
Zmienny [zł/1000 m ³]	40,00
Opłata eksploatacyjna [zł/1000 m ³]	5,89

W analizie finansowej zastosowano następujące wskaźniki:

- IRR – finansowa wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji,
- NPV – finansowa wartość zaktualizowana netto dla inwestycji.

Wyniki szacunkowej analizy finansowej

Wyniki szacunkowej analizy finansowej przedstawiono poniższej (tablica 4). Można zauważyć, że obniżenie kosztów wiercenia odwiertów nie wpływa znacząco na wskaźniki ekonomiczne NPV i IRR. Jak należało przypuszczać, odwiert 2 3/8" jest bardziej ekonomiczny niż odwiert tradycyjny (7"), jednak różnica NPV jest bardzo mała. NPV pierwszego z nich wynosi 12,8 mln zł, natomiast w przypadku odwiertu tradycyjnego jest to 12,6 mln zł. Wynika to z faktu, że *slim hole* oprócz ograniczenia kosztów minimalnie zmniejsza wydobyte odwiertu (rysunek 2). Należy podkreślić, że dodatkowo podczas eksploatacji wszystkie pozostałe koszty (stałe i zmienne) są identyczne dla każdego odwiertu. Główną zaletą odwiertów typu *slim hole* są niższe koszty inwestycji. W związku z tym finansowe ryzyko jest mniejsze, a koszty związane z odwiertem szybciej się zwrócą (rysunek 4). W świetle przeprowadzonej analizy jedyną szansą na znaczącą poprawę efektywności inwestycji, polegającej na eksploatacji niekonwencjonalnego złoża miocenińskiego, jest zastosowanie technologii odwiertów horyzontalnych [1, 2].



Rys. 4. Wykres zmian NPV obliczonych dla różnych konstrukcji odwiertów

Tablica 4. Zbiorcze zestawienie wyników analizy ekonomicznej

Parametr	Wariant odw. 7"	Wariant odw. 4 1/2"	Wariant odw. 2 3/8"
Nakłady inwestycyjne [tys. zł]	10 500	9300	7900
Cena gazu w 1. roku [zł/tys. m ³]	1000	1000	1000
Stopa wzrostu ceny gazu [%/rok]	2,5%	2,5%	2,5%
NPV [mln zł]	12,6	12,7	12,8
IRR [%]	28,1%	30,0%	32,8

Rysunek 4 prezentuje zmianę wskaźnika NPV. Dotyczy on wszystkich trzech wariantów analizy finansowej, dla całego dwudziestoletniego okresu eksploatacji przykładowego złoża.

Wykonana analiza finansowa ma charakter szacunkowy, a głównym jej celem było wykazanie wpływu konstrukcji

odwiertu na opłacalność eksploatacji przykładowego złoża. Wszystkie koszty zostały oszacowane na bazie dostępnych danych. Natomiast przychody pochodzą z wydobywania gazu z przykładowego złoża o pierwotnym ciśnieniu złożowym.

Należy podkreślić, że podobna analiza powinna zostać wykonana dla rzeczywistego złoża (nowego lub szcerpane-go) w celu podjęcia decyzji inwestycyjnej. Tylko kompleksowa analiza złożowo-finansowa pozwoli na minimalizację ryzyka inwestycyjnego, gdyż istnieje ścisła zależność pomiędzy parametrami złoża, konstrukcją odwiertu, kosztami inwestycyjnymi i eksploatacyjnymi a oczekiwanym wynikiem finansowym. Trzeba pamiętać o tym, że złoża różnią się od siebie, dlatego dla każdego z nich należy opracować optymalny wariant inwestycyjny.

Wnioski końcowe

1. Przeprowadzona analiza złożowo-ekonomiczna wykazała, że odwiert typu *slim hole* jest minimalnie bardziej opłacalny niż odwiert tradycyjny, gdyż zmniejszenie jego średnicy ogranicza wydobyte.
2. Największą zaletą zastosowania technologii typu *slim hole* jest znaczący spadek kosztów inwestycji, a co za tym idzie ryzyka inwestycyjnego.
3. W związku z tym, że złoża posiadają różne parametry, dla każdego z nich powinno się opracować oddzielny optymalny wariant inwestycyjny.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2016, nr 11, s. 934–938, DOI: 10.18668/NG.2016.11.06

Artykuł nadesłano do Redakcji 25.10.2016 r. Zatwierdzono do druku 9.11.2016 r.

Artykuł powstał na podstawie pracy badawczej pt. *Określenie możliwości prowadzenia wierceń typu slim hole w warunkach przedgórz Karpát / Karpát. Etap I* – praca INiG – PIB na zlecenie PGNiG S.A.; nr zlecenia: 215/0764/13/01, nr archiwalny: DK-4100-104/2013.

Literatura

- [1] Filar B.: *Analiza wpływu zastosowania różnych technologii udostępniania złóż niekonwencjonalnych na opłacalność ich eksploatacji*. Nafta-Gaz 2014, nr 3, s. 143–150.
- [2] Gredell M. E., Benson M. A.: *Slim-hole horizontal well improves gas storage field deliverability*. Oil & Gas Journal 1995, vol. 93, issue 50, s. 66–70.
- [3] Holditch S.A.: *Tight gas sands*. JPT, Distinguished author series, June 2006.
- [4] Jahn F., Cook M., Graham M. (eds.): *Hydrocarbon exploration and production*. 2nd edition, Developments in Petroleum Science 2008, vol. 55.
- [5] Matyasik I., Słoczyński T.: *Niekonwencjonalne złoża gazu – shale gas*. Nafta-Gaz 2010, nr 3, s. 167–177.
- [6] Miziołek M.: *Wiercenia otworów typu slim hole na świecie i możliwości zastosowania ich na obszarze zapadliska przedkarpacciego i Karpát. Część I. Idea wierceń slim hole, rodzaje i przykłady zastosowań*. Nafta-Gaz 2014, nr 12, s. 908–917.



Mgr inż. Bogdan FILAR
 Starszy specjalista badawczo-techniczny; kierownik Zakładu Podziemnego Magazynowania Gazu.
 Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
 ul. Lubicz 25 A
 31-503 Kraków
 E-mail: bogdan.filar@inig.pl



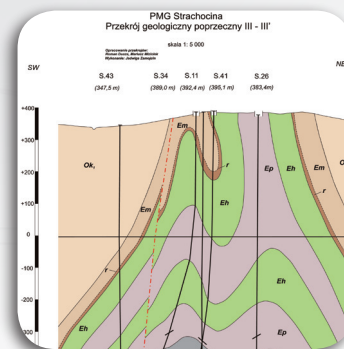
Mgr Mariusz MIZIOŁEK
 Starszy specjalista badawczo-techniczny w Zakładzie Podziemnego Magazynowania Gazu.
 Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
 ul. Lubicz 25 A
 31-503 Kraków
 E-mail: mariusz.miziolek@inig.pl

OFERTA

ZAKŁAD PODZIEMNEGO MAGAZYNOWANIA GAZU

Zakres działania:

- analiza struktur geologicznych złóż gazu ziemnego, ropy naftowej oraz obiektów zawodnionych, pod kątem możliwości ich przekształcenia w PMG;
- szczegółowa analiza warunków geologiczno-złożowych, ocena dotychczasowej eksploatacji złoża, warunków hydrodynamicznych, zdolności wydobywczych odwiertów;
- ocena stanu technicznego istniejącej infrastruktury w aspekcie jej wykorzystania w pracy PMG;
- wykonywanie cyfrowych modeli geologicznych PMG, złóż gazu ziemnego i ropy naftowej;
- wykonanie projektu budowy PMG;
- analiza dotychczasowej pracy istniejących PMG w celu optymalizacji parametrów dalszej eksploatacji magazynów na bazie symulacji komputerowej;
- opracowanie projektów prac geologicznych, dotyczących poszukiwania i rozpoznawania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej;
- opracowanie dokumentacji geologicznych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego;
- opracowanie programu optymalnej eksploatacji złoża, wydajności poszczególnych odwiertów, tempa szczyrpywania itp.



Kierownik: mgr inż. Bogdan Filar
Adres: ul. Armii Krajowej 3, 38-400 Krosno
Telefon: 13 436 89 41 w. 5202
Faks: 13 436 79 71
E-mail: bogdan.filar@inig.pl

