

Bogdan Filar

Institut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Analiza wpływu zastosowania różnych technologii udostępniania złóż niekonwencjonalnych na opłacalność ich eksploatacji

Głównym celem pracy było wykazanie wpływu konstrukcji odwiertu na opłacalność eksploatacji niekonwencjonalnego złoża gazu ziemnego. Analiza została wykonana na podstawie symulacji przeprowadzonych z wykorzystaniem oprogramowania firmy Computer Modelling Group (IMEX, Builder, Results). Przestrzenną budowę modelu symulacyjnego oparto na parametrach przykładowego złoża gazu ziemnego zlokalizowanego w warstwach łupkowo-mułowcowych. Symulacje wykonano dla trzech wariantów udostępnienia złoża:

- odwiertem pionowym, udostępniającym całą miąższość (300 m),
- odwiertem horyzontalnym o długości odcinka „poziomego” 1100 m, udostępniającym całą miąższość horyzontu, od stropu do spągu,
- odwiertem horyzontalnym o długości odcinka „poziomego” 1100 m z sześcioma sekcjami szczelin.

W artykule przedstawiono również szacunkową analizę finansową wykonaną dla każdego rodzaju udostępnienia złoża. Wszystkie koszty zostały wyliczone na bazie dostępnych danych.

Słowa kluczowe: niekonwencjonalne złoża gazu, miocen, łupki, mułowce, *tight gas*.

Analysis of the impact of different gas well completion technologies on the profitability of unconventional gas reserves production

The main objective of this study was to determine the impact of gas well completion technologies on the profitability of unconventional gas reserves production. The analysis was performed based on simulations using the Computer Modelling Group software (IMEX, Builder, Results). The spatial structure of the simulation model was based on parameters of sample gas deposits located in shale-mudstones layers. Simulations were performed for three types of well completions:

- vertical well, drilled through the entire horizon thickness (300 m),
- horizontal well with 1100 m of horizontal section, providing the entire thickness of the horizon, from the ceiling to the floor,
- horizontal well with 1100 m of horizontal sections and six fracture stages.

The paper also presents an estimate of the financial analysis performed for each type of well completion. All costs were estimated based on available data.

Key words: Unkonventional gas deposits, Miocene, shales, mudstones, *tight gas*.

Wstęp

Zgodnie z *Bilansem zasobów złóż kopalin w Polsce według stanu na 31 XII 2012 r.* [7] w Polsce południowo-wschodniej w 2012 roku prowadzono eksploatację z 98 złóż

gazu ziemnego. W roku tym sumaryczne wydobycie gazu ziemnego ze złóż południowych wyniosło 1657,24 mln m³. Złóża gazu ziemnego zlokalizowane w Polsce południowej

w większości przypadków są złożami wielohoryzontowymi, o bardzo zróżnicowanych parametrach skały zbiornikowej występującej w poszczególnych horyzontach gazonośnych. Zasadniczo wszystkie horyzonty gazonośne tych złóż można podzielić na dwie grupy:

- konwencjonalne (tradycyjne),
- niekonwencjonalne.

Horyzonty konwencjonalne charakteryzują się dobrymi i bardzo dobrymi parametrami petrofizycznymi (wysoka porowatość i przepuszczalność). Z drugiej strony występują również łupkowo-mułowcowe horyzonty niekonwencjonalne, które posiadają słabe parametry porowatości i przepuszczalności. Aktualnie wydobywanie gazu w Polsce prowadzone jest z horyzontów konwencjonalnych, za wyjątkiem kilku horyzontów złoża gazu ziemnego Przemyśl, które należy zaliczyć do typu złóż niekonwencjonalnych. Trzeba podkre-

ślić, że obecnie wszystkie odwierty eksploatacyjne w Polsce południowo-wschodniej, wydobywające gaz z horyzontów zarówno konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych, są pionowe lub kierunkowe.

Począwszy od 2000 roku, na całym świecie nastąpił dynamiczny rozwój technologii eksploatacji złóż niekonwencjonalnych. Aktualnie złoża tego typu, zlokalizowane w różnych krajach, eksploatowane są z wykorzystaniem technologii otworów horyzontalnych z wielosekcyjnymi zabiegami szczelinowania, gdyż eksploatacja horyzontów niekonwencjonalnych oparta na technologii otworów pionowych nie jest opłacalna ekonomicznie. W artykule przedstawiono analizę wpływu zastosowania różnych technologii eksploatacji na opłacalność wydobywania gazu ziemnego ze złóż łupkowo-mułowcowych zlokalizowanych w Polsce południowo-wschodniej.

Ogólna charakterystyka złóż niekonwencjonalnych

Wszystkie złoża gazu ziemnego można podzielić na konwencjonalne i niekonwencjonalne. W branży naftowej przyjęło się, że przepuszczalność skały zbiornikowej jest podstawowym kryterium, które pozwala zaliczyć dane złożo do konkretnej grupy. Rysunek 1 przedstawia schematyczny podział poszczególnych złóż gazu ziemnego w zależności od wartości przepuszczalności skały zbiornikowej. Złoża o przepuszczalności powyżej 0,1÷0,5 mD są w branży naftowej

zaliczane do złóż konwencjonalnych, natomiast pozostałe – do niekonwencjonalnych. Grupę złóż niekonwencjonalnych można podzielić na :

- *tight gas*,
- *shale gas*,
- złoża gazu w pokładach węgla,
- złoża gazu uwięzionego w hydratách [1].

Zaliczenie danego złoża do konkretnej grupy złóż wpływa

na technologię stosowaną do jego eksploatacji. Z reguły złoża konwencjonalne są eksploatowane przy wykorzystaniu odwiertów pionowych lub horyzontalnych, jednak bez kosztownych zabiegów szczelinowania. Dobre parametry przepuszczalności tego typu złóż pozwalają na finansową opłacalność ich eksploatacji.

Wydobywanie ze złóż niekonwencjonalnych na dużą skalę wymagało opracowania innej technologii, ponieważ tradycyjne metody eksploatacji (odwierty pionowe lub horyzontalne) nie pozwalały na uży-



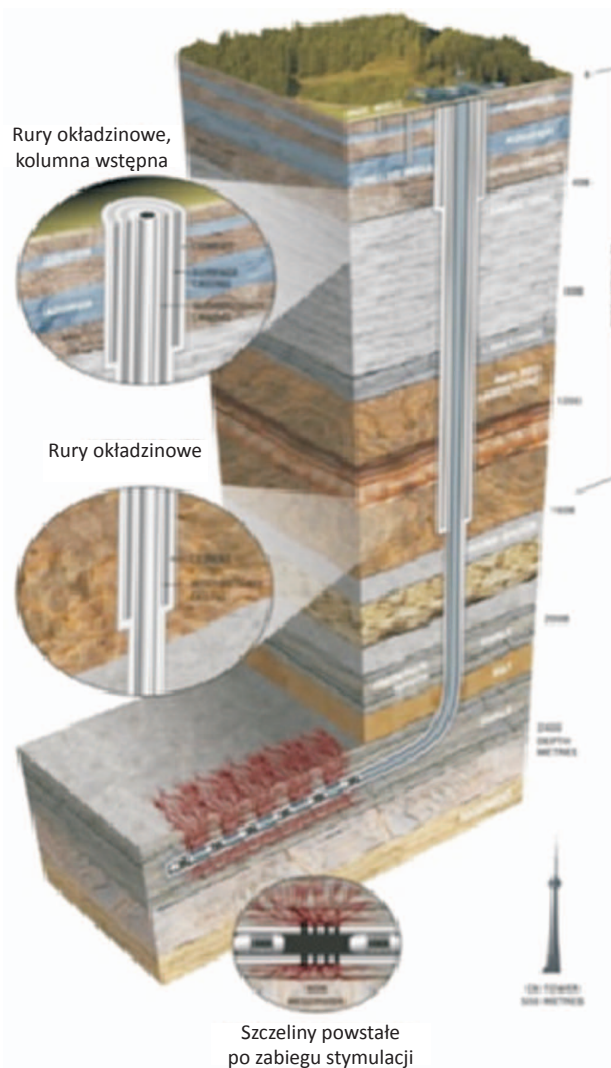
Rys. 1. Schematyczny podział poszczególnych złóż gazu ziemnego w zależności od wartości przepuszczalności skały zbiornikowej [1, 3]

skanie dochodu z żadnej inwestycji. Aktualnie standardem w eksploatacji złóż niekonwencjonalnych jest stosowanie odwiertów horyzontalnych z wielosekcyjnym szczelinowaniem (rysunek 2). Niestety, zastosowanie najnowszej technologii wiąże się ze zwiększeniem kosztów inwestycyjnych.

Zasadniczo można wydzielić dwa systemy udostępniania niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego:

- system z zarurowanym i cementowanym odcinkiem poziomym odwiertu horyzontalnego;
- system z niecementowanym odcinkiem poziomym odwiertu horyzontalnego – *open hole*.

Zalety i wady poszczególnych systemów opisano w różnych publikacjach, między innymi w artykule autorstwa Darrella Lohoefera i Daniela J. Snydera pt. *Comparative Study of Cemented versus Uncemented Multi-Stage Fractured Wells in the Barnett Shale* [4]. W tekście tym przedstawiono doświadczenia uzyskane podczas eksploatacji złoża Barnett, które jest złożem niekonwencjonalnym typu *shale gas*. W przypadku otworów z cementowanym odcinkiem poziomym dopływ gazu do otworu odbywa się tylko siecią wytworzonych szczelin. Natomiast w otworach typu *open hole* dopływ gazu do odwiertu odbywa się nie tylko szczelinami, ale również na całym odcinku poziomym. W związku z tym oczekiwane wydobycie gazu z odwiertu typu *open hole* jest wyższe niż wydobycie z odwiertu o zacementowanym odcinku poziomym. Każdy z prezentowanych systemów udostępniania złóż niekonwencjonalnych jest powszechnie stosowany i posiada zarówno plusy, jak i minusy. Dlatego wybór jednego z podejść powinien być poprzedzony szczegółową analizą złoża i dostosowany do jego specyfiki.



Rys. 2. Schemat otworu poziomego z wielosekcyjnym szczelinowaniem [2]

Ogólna charakterystyka złóż niekonwencjonalnych zlokalizowanych w Polsce południowo-wschodniej

Skały zbiornikowe złóż niekonwencjonalnych Polski południowo-wschodniej zbudowane są z matrycy łupkowej zawierającej cienie, milimetrowe lub kilkumilimetrowe wkładki mułowców [5]. Miąższość serii łupkowo-mułowcowej wynosi od kilkudziesięciu do kilkuset metrów. Głębokość zalegania tego typu warstw zawiera się w przedziale od kilkuset do około 2500 m, w zależności od lokalizacji. Średnia wielkość porowatości mieści się w przedziale 3÷8%. Średnia wartość przepuszczalności wynosi od 0,1 mD do 0,5 mD. Początkowe absolutne wydajności odwiertów pionowych eksploatujących horyzonty łupkowo-mułowcowe gazu ziemnego są niskie i osiągają od kilku do 30 m³/min. Podstawą każdej inwestycji jest jej opłacalność, która w przypadku eksploatacji złoża ściśle koreluje z wydajnością odwiertu. Zwiększenie wydajności można uzyskać poprzez odwiercenie otworu poziomego lub poziomego z zabiegiem wielosekcyjnego szczelinowania.

Projektowany odwiert powinien zostać wykonany w systemie typu *open hole*, gdyż takie rozwiązanie maksymalnie wykorzystuje naturalne własności łupkowo-mułowcowych



Rys. 3. Zdjęcie przykładowego rdzenia skał łupkowo-mułowcowych

skął zbiornikowych. Głównym celem tego podejścia jest uzyskanie dopływu gazu na całym odcinku poziomym oraz również ze szczelin – w przypadku wykonania otworu z za-

biegiem szczelinowania. Proponowane rozwiązanie zostało potwierdzone doświadczeniami podczas eksploatacji złóż typu *shale gas* uzyskanymi w USA i Kanadzie.

Ocena wpływu zastosowania poszczególnych technologii udostępniania złóż na wydobycie gazu z niekonwencjonalnych horyzontów łupkowo-mułowcowych

Porównanie różnych rozwiązań udostępniania złoża na etapie projektu jest trudne, gdyż Polska nie posiada żadnego doświadczenia związanego z eksploatacją złóż z wykorzystaniem technologii otworów horyzontalnych z wielosekcyjnym szczelinowaniem. W związku z tym autor zdecydował się na

wykonanie analizy porównawczej na podstawie cyfrowego modelu symulacyjnego przykładowego złoża łupkowo-mułowcowego. Należy podkreślić, że głównym celem modelu symulacyjnego było wykazanie wpływu konstrukcji odwiertu na opłacalność eksploatacji złoża.

Budowa cyfrowego modelu symulacyjnego

Analiza została wykonana na podstawie symulacji przeprowadzonych z wykorzystaniem oprogramowania firmy Computer Modelling Group (IMEX, Builder, Results). Szczegółowe badania symulacyjne eksploatacji złoża przeprowadzono w celu wykonania prognoz symulacyjnych eksploatacji z odwiertów o różnej konstrukcji. Przestrzenna budowa modelu symulacyjnego została oparta na parametrach przykładowego złoża gazu ziemnego zlokalizowanego w warstwach łupkowo-mułowcowych. Model symulacyjny posiada siatkę bloków symulacyjnych o rozmiarze $50 \times 100 \times 10$. Powierzchnię złoża podzielono na siatkę o 50 blokach szerokości i 100 blokach długości. Każdy blok ma rozmiar 125×125 m. Model symulacyjny posiada również 10 warstw symulacyjnych, z których każda ma miąższość 30 m. Ogółem model składa się z 50 000 bloków.

W celu zniwelowania wpływu lokalizacji odwiertu na jego

wydajność postanowiono przyjąć założenie, że każda warstwa symulacyjna będzie posiadać te same wielkości parametrów petrofizycznych na całej powierzchni. Podstawowe parametry petrofizyczne modelu symulacyjnego zostały określone w następujący sposób:

- miąższość każdego bloku: 30 m,
- porowatość każdego bloku: 4%,
- przepuszczalność pozioma każdego bloku: 0,1 mD,
- przepuszczalność pionowa każdego bloku: 0,01 mD,
- zapiaszczenie równe jest 25%.

Pozostałe parametry modelu przyjęto w następujący sposób:

- pierwotne ciśnienie złożowe: 13 MPa,
- pierwotne nasycenie gazem: 70%,
- gęstość względna gazu $S_g = 0,56$,
- ciśnienie odbioru gazu (stałe) $P_{odb} = 2$ MPa.

Zasoby geologiczne zbudowanego modelu złoża

Kalibracja modelu symulacyjnego przykładowego złoża pozwoliła na określenie pierwotnych zasobów geologicznych, które wyniosły 11 mld m^3 gazu (obliczone dla warunków normalnych).

Analiza wpływu budowy odwiertu na opłacalność eksploatacji została przeprowadzona dla 3 wybranych konstrukcji:

- wariant 1 – odwiert pionowy, udostępniający całą miąższość (300 m), rysunek 4,

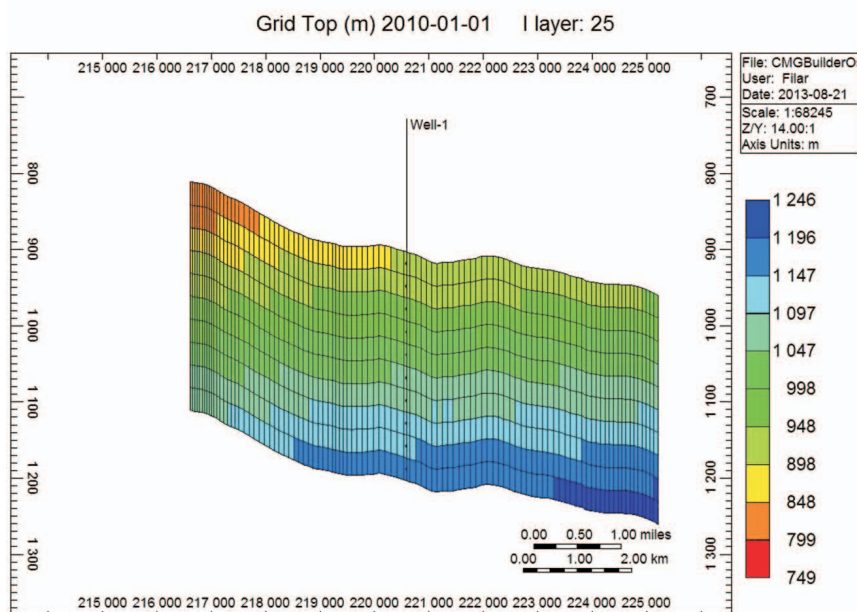
- wariant 2 – odwiert horyzontalny o długości odcinka „poziomego” 1100 m, udostępniający całą miąższość horyzontu, od stropu do spągu, rysunek 5,
- wariant 3 – odwiert horyzontalny o długości odcinka „poziomego” 1100 m z sześcioma sekcjami szczelin, rysunek 6.

Dla wszystkich odwiertów wykonano symulację eksploatacji dla okresu 20 lat, począwszy od 2010 roku.

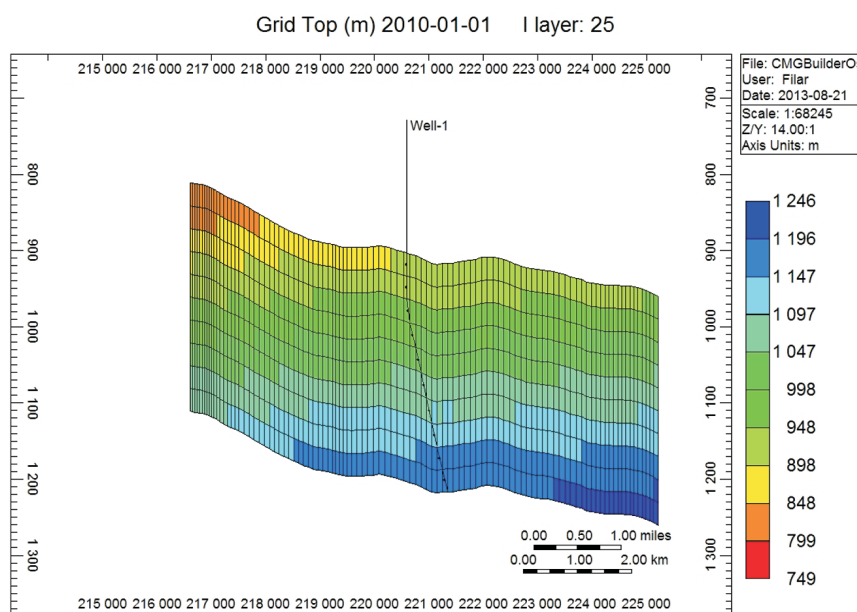
Wyniki symulacji wykonanych dla trzech wariantów eksploatacji przykładowego złoża łupkowo-mułowcowego

Przeprowadzone symulacje na przykładowym złożu niekonwencjonalnym pokazały, że istnieje duży wpływ sposobu udostępnienia złoża na sumaryczne wydobycie gazu z odwiertu (tablica 1).

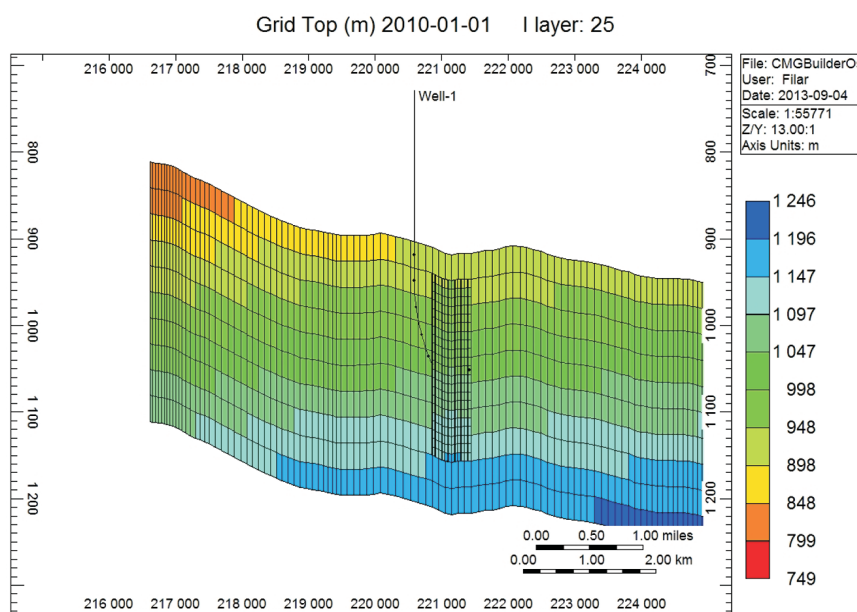
Wykonane symulacje dowiodły również, że jedyną możliwością znaczącego zwiększenia oczekiwanej wydajności jest wykonanie odwiertu horyzontalnego o stosunkowo długim odcinku udostępnienia złoża (rysunek 7). Sumaryczne wy-



Rys. 4. Przekrój wykonany przez odwiert pionowy (skala pionowa przewymiarowana, wymiary bloku symulacyjnego x, y, z wynoszą: 125 m, 125 m, 30 m)



Rys. 5. Przekrój przez odwiert horizontalny o udostępnieniu 1100 m (skala pionowa przewymiarowana, wymiary bloku symulacyjnego x, y, z wynoszą: 125 m, 125 m, 30 m)



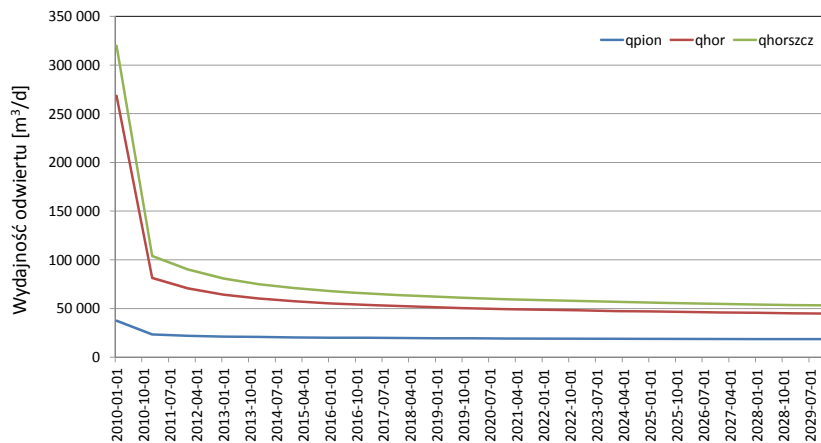
Rys. 6. Przekrój przez odwiert poziomy z sześcioma sekcjami szczelin (skala pionowa przewymiarowana, wymiary bloku symulacyjnego x, y, z wynoszą: 125 m, 125 m, 30 m)

Tablica 1. Wyniki symulacji wykonanych dla trzech wariantów eksploatacji

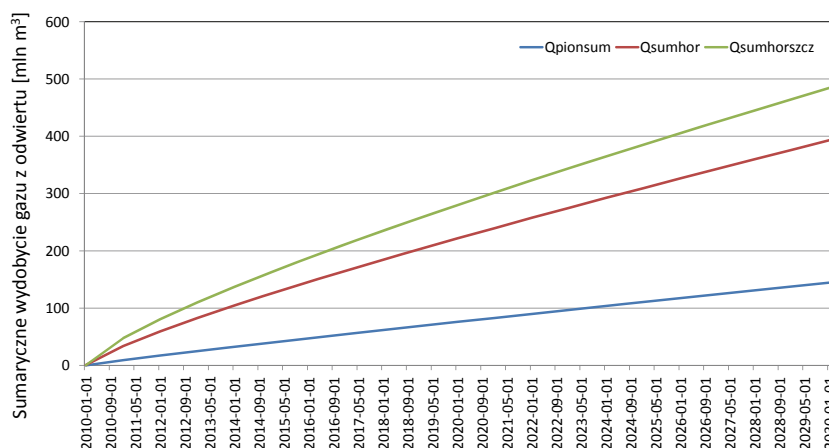
Odwiert	Udostępnienie złoża [m]	Wydajność początkowa* [m ³ /min]	Wydobycie po 20 latach* [mln m ³]
Pionowy	300	26,1	144,6
Horyzontalny	1100	186,3	392,8
Horyzontalny z 6 sekcjami szczelin	1100	222,2	484,2

*Obliczone dla warunków normalnych

dobycie gazu za pomocą odwiertu poziomego uzyskane w wyniku przeprowadzonych symulacji jest większe o około 172% w porównaniu z odwiertem pionowym. Wykazano również, że oczekiwane wydobycie za pomocą odwiertu horyzontalnego z sześcioma sekcjami szczelin jest o około 23% większe niż w przypadku wykorzystania odwiertu poziomego bez zabiegu szczelinowania (rysunek 8). Celem wykonanej analizy porównawczej było opracowanie najbardziej efektywnej metody udostępniania złóż niekonwencjonalnych Polski południowo-wschodniej. Należy pamiętać o tym, że prognoza wydobywania gazu za pomocą odwiertu pionowego jest bardzo wiarygodna, gdyż poparta została kalibracją modelu przeprowadzoną na podstawie rzeczywistych danych. Aktualnie brak jest jakichkolwiek danych pochodzących z eksploatacji w Polsce złóż łupkowo-mułowcowych z wykorzystaniem odwiertów horyzontalnych, a tym bardziej odwiertów poziomych z wielosekcyjnym szczelinowaniem. W związku z tym wyniki symulacji należy traktować jako szacunkowe, bowiem każdy model symulacyjny powinien zostać skalibrowany za pomocą danych rzeczywistych.



Rys. 7. Wykres prognozowanej wydajności wydobywania za pomocą odwiertów o różnej konstrukcji



Rys. 8. Wykres prognozowanego wydajności wydobywania za pomocą odwiertów o różnej konstrukcji

Szacunkowa analiza ekonomicznej opłacalności zastosowania poszczególnych technologii do eksploatacji łupkowo-mułowcowych horyzontów złóż zlokalizowanych w Polsce południowo-wschodniej

Wykonanie szacunkowej analizy finansowej dla inwestycji, która wykorzystuje nową, dotychczas niestosowaną technologię, jest trudne. Każda inwestycja tego typu wiąże się z dwoma poważnymi problemami. Pierwszy z nich to prawidłowe oszacowanie kosztów, a drugi – wykonanie wiarygodnej prognozy przychodów. Bardzo trudno precyzyjnie określić koszt wiercenia odwiertu w nowej technologii, gdyż brak jest danych do porównania. Dodatkowy problem stanowi wykonanie precyzyjnej prognozy wydajności nowego odwiertu, ponieważ nie istnieją odwierty, które pozwoliłyby na kalibrację opracowanego modelu. Autor opracowania pomimo

braku precyzyjnych kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych oraz skalibrowanej prognozy wydobywania zdecydował się na wykonanie finansowej analizy porównawczej, gdyż tylko ona może odpowiedzieć na pytanie, czy stosowanie konkretnej technologii ma sens ekonomiczny. Wiercenie otworów horyzontalnych oraz horyzontalnych z wielosekcyjnym szczelinowaniem z jednej strony generuje większe koszty, niż ma to miejsce w przypadku otworów pionowych, a z drugiej strony wpływa na wyższe wydobycie gazu ze złoża. Szacunkowa analiza finansowa została wykonana dla trzech różnych konstrukcji projektowanego otworu. Za-

łożono, że przykładowe złoża łupkowo-mułowcowe będzie udostępnione poprzez:

- odwiert pionowy,
- odwiert horyzontalny,
- odwiert horyzontalny z sześcioma sekcjami szczelin.

Wydobycie z poszczególnych odwiertów uzyskane z symulacji zostało zaimplementowane do modelu finansowego.

Założenia przyjęte do wykonania analizy finansowej

1. Obliczenia prowadzono w cenach nominalnych.
2. Nominalna stopa dyskontowa wynosi 12,5% (realna 10%).
3. Założono prognozowaną stopę inflacji w wysokości 2,5% rocznie.
4. 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).
5. Założono również, że odwiert zostanie odwiercony i podłączony do eksploatacji w pierwszym roku inwestycji, natomiast eksploatacja rozpocznie się od 1 stycznia następnego roku.
6. Okres eksploatacji odwiertu wynosi 20 lat.

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne określono szacunkowo na podstawie dostępnych danych (tablica 2).

Tablica 2. Prognozowane nakłady inwestycyjne

Typ odwiertu	Koszt odwiercenia + wyposażenie [tys. zł]	Koszt podłączenia [tys. zł]
Pionowy	12 870	1 000
Horyzontalny 1100 m	20 590	1 000
Horyzontalny 1100 m + 6 sekcji szczelin	26 590	1 000

Przychody

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

Koszty

Koszty eksploatacji zostały przyjęte w następujący sposób (takie same dla wszystkich wariantów) (tablica 3):

Tablica 3. Prognozowane koszty eksploatacyjne

Typ kosztu	Koszt
Stały [tys. zł/rok]	500
Zmienny [tys. zł/1000 m ³]	20
Oplata 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,
- okres zwrotu zdyskontowany.

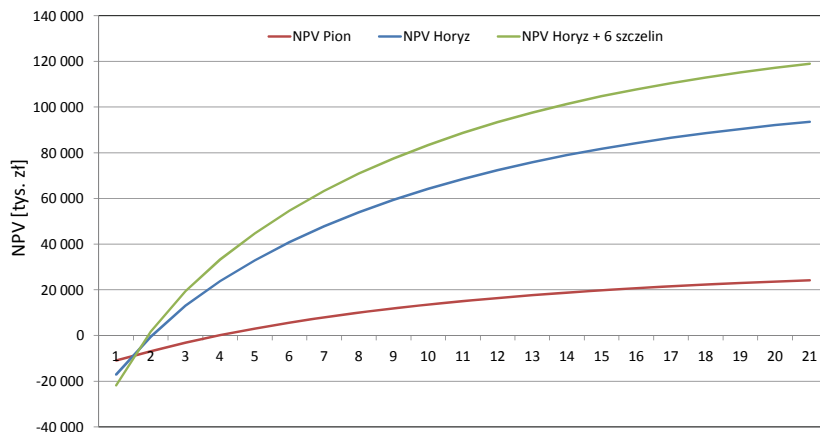
Wyniki szacunkowej analizy finansowej

Wyniki szacunkowej analizy finansowej przedstawiono w tablicy 4. Można zauważyć, jak należało przypuszczać, że odwiert pionowy jest najmniej opłacalny ekonomicznie ze wszystkich trzech wariantów. Jego NPV wynosi 24,2 mln zł, podczas gdy NPV odwiertu poziomego wynosi 93,6 mln zł. Główną przyczynę tego stanu rzeczy stanowi udostępnienie złoża na większym odcinku. Wyniki analizy finansowej wykazały, że odwiert horyzontalny o odcinku poziomym 1100 m wraz z sześcioma sekcjami szczelin jest najbardziej efektywnym rozwiązaniem. Pomimo wysokich kosztów odwiertu (27,59 mln zł) NPV wyniosło 118,9 mln zł (tablica 4).

Rysunek 9, wykonany dla wszystkich trzech wariantów analizy finansowej, prezentuje zmianę wskaźnika NPV dla całego 20-letniego okresu eksploatacji przykładowego złoża. Można zauważyć, że inwestycja polegająca na odwierceniu odwiertu horyzontalnego oraz horyzontalnego z sześcioma sekcjami szczelin zwraca się w pierwszym roku eksploatacji złoża. Jest to związane z tym, że pomimo dużego spadku wydajności ww. odwiertów w pierwszym roku eksploatacji ich prognozowane wydobycie wyniesie odpowiednio 33,4 mln m³ i 47,2 mln m³ gazu (obliczone dla warunków normalnych).

Tablica 4. Zbiorcze zestawienie wyników analizy ekonomicznej

Parametr	Wariant pionowy	Wariant poziomy 1100 m	Wariant poziomy + 6 sekcji szczelin
Nakłady inwestycyjne [tys. zł]	13 870	21 590	27 590
Cena gazu w pierwszym roku [zł/tys. m ³]	1 000	1 000	1 000
Stopa wzrostu ceny gazu [%/rok]	2,5%	2,5%	2,5%
NPV [mln zł]	24,2	93,6	118,9
IRR [%]	42,5	100,5	108,0
Okres zwrotu zdyskontowany [lata]	4	2	2



Rys. 9. Zmiana wskaźnika NPV dla wszystkich trzech wariantów analizy finansowej

Podsumowanie i wnioski

Wykonana analiza złożowo-finansowa ma charakter szacunkowy. Jej głównym celem było wykazanie wpływu konstrukcji odwiertu na opłacalność eksploatacji złoża, a nie wykonanie analizy dla rzeczywistego złoża. Wszystkie koszty zostały oszacowane na bazie dostępnych danych, natomiast przychody otrzymano podczas symulacji eksploatacji przykładowego złoża mułowcowo-lupkowego o pierwotnym ciśnieniu złożowym. Należy podkreślić, że podobna analiza powinna zostać wykonana dla rzeczy-

wistego złoża (nowego lub szcerpanego) w celu podjęcia prawidłowych decyzji inwestycyjnych. Tylko kompleksowa analiza złożowo-finansowa pozwoli na minimalizację ryzyka inwestycyjnego, istnieje bowiem ścisła zależność pomiędzy parametrami złoża, konstrukcją odwiertu, kosztami inwestycyjnymi i eksploatacyjnymi a oczekiwanym wynikiem finansowym. Należy pamiętać, że każde złożo jest inne, i dlatego dla każdego złoża trzeba opracować optymalny wariant inwestycyjny.

Wnioski końcowe

1. Przeprowadzona analiza złożowo-ekonomiczna wykazała, że odwierty horyzontalne o stosunkowo długim odcinku poziomym są bardziej opłacalne niż odwierty tradycyjne.
2. Analiza udowodniła również, że w złożach mułowcowo-lupkowych (niekonwencjonalnych) najwyższych zwrotów z inwestycji należy oczekiwać od odwiertów horyzontalnych z wielosekcyjnym zabiegiem szczelinowania.
3. W związku z tym, że każde złożo posiada inne parametry, to dla każdego z nich powinno się opracować oddzielny, optymalny wariant inwestycyjny.
4. Należy podkreślić, że wyniki symulacji eksploatacji złoża lupkowo-mułowcowego odwiertem poziomym i poziomym z wielosekcyjnym szczelinowaniem mają charakter szacunkowy, gdyż model symulacyjny nie został skalibrowany – ze względu na brak danych rzeczywistych.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2014, nr 3, s. 143–150

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Opracowanie technologii ekonomicznie opłacalnej eksploatacji horyzontów lupkowo-mułowcowych złoża Przemysł* – praca INiG na zlecenie MNiSW; nr archiwalny: DK-4100-73/2013, nr zlecenia: 215/0073/13/01.

Literatura

- [1] Holditch S. A.: *Tight gas sands*. JPT 2006, June, pp. 86–94.
- [2] *Horizontal Drilling and Well Construction*, New Nouveau Brunswick 2012, pp. 1–4.
- [3] Kasza P.: *Zabiegi stymulacji wydobywania w niekonwencjonalnych złożach węglowodorow*. Nafta-Gaz 2011, nr 10, s. 607–701.
- [4] Lohoefer D., Snyder D. J.: *Comparative Study of Cemented versus Uncemented Multi-Stage Fractured Wells in the Barnett Shale*. SPE 135386, 2010.
- [5] Matyasik I., Sloczynski T.: *Niekonwencjonalne złoża gazu – shale gas*. Nafta-Gaz 2010, nr 3, s. 167–177.
- [6] Sterling S., Briscoe G., Melaney M.: *Drilling, Logging and Sampling of DGR-5 and DGR-6*. Canada 2011, pp. 1–28.
- [7] Szufflicki M., Malon A., Tyminski M.: *Bilans zasobow zloz kopalnin w Polsce, wedlug stanu na 31 XII 2012 r.* Państwowy Instytut Geologiczny 2013.



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