

Paweł WOJNAROWSKI*, Jerzy STOPA**, Damian JANIGA***, Piotr KOSOWSKI****

Możliwości zwiększenia wydobycia ropy naftowej w Polsce z zastosowaniem zaawansowanych technologii

STRESZCZENIE. Przyszłe działania krajowego przemysłu naftowego, w obliczu malejącej ilości nowych, konwencjonalnych odkryć, powinny koncentrować się na dwóch możliwych ścieżkach rozwoju: zwiększeniu produkcji z dotychczas eksploatowanych złóż dzięki zastosowaniu zaawansowanych metod wydobycia oraz rozpoczęciu eksploatacji ze złóż niekonwencjonalnych. Oba te kierunki rozwoju wymagają znacznych nakładów finansowych, a opłacalność realizowanych w ich ramach projektów inwestycyjnych uzależniona jest od warunków makroekonomicznych, w tym szczególnie cen ropy i gazu ziemnego. W niniejszej pracy przedstawiono analizę możliwości aplikacji zaawansowanych metod udostępnienia i wydobycia z polskich złóż ropy naftowej. Zaprezentowano również możliwości zastosowania wybranych metod wydobycia z niekonwencjonalnego złoża ropy. Wyniki analizy pokazują, iż w warunkach polskich najszersze zastosowanie, jeśli chodzi o metody zaawansowane, znaleźć może zatłaczanie gazów w warunkach mieszania, a wśród nich zatłaczanie CO₂. Dla złóż niekonwencjonalnych korzystnym rozwiązaniem może być zastosowanie wierceń kierunkowych połączonych z wieloetapowym szczelinowaniem hydraulicznym.

SŁOWA KLUCZOWE: niekonwencjonalne złoża ropy naftowej, metody EOR, szczelinowanie hydrauliczne

* Dr hab. inż., ** Prof. dr hab. inż., *** Mgr inż., **** Dr inż. – AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Kraków; e-mail: wojnar@agh.edu.pl, stopa@agh.edu.pl, kosowski@agh.edu.pl

Wprowadzenie

Malejąca liczba nowych odkryć konwencjonalnych złóż węglowodorów w naszym kraju wymusza konieczność poszukiwania nowych dróg rozwoju dla przemysłu naftowego, które pozwoliłyby na utrzymanie lub zwiększenie zasobów wydobywalnych i kontynuację wydobycia. Wśród możliwych ścieżek ekspansji wymienić należy dwie najważniejsze: zwiększenie wydobycia z istniejących złóż poprzez zastosowanie wtórnych i trzecich metod eksploatacji oraz rozpoczęcie wydobycia ze złóż niekonwencjonalnych. Zarówno prace związane ze zwiększeniem wydobycia ze złóż konwencjonalnych, jak i udostępnieniem złóż niekonwencjonalnych wymagają zastosowania nowych zaawansowanych technologii udostępnienia i wydobycia. Rozwiązania te wymagają znaczących nakładów inwestycyjnych i dlatego kluczowymi czynnikami determinującym ich opłacalność jest przyrost wydobycia oraz cena ropy naftowej (Stopa i in. 2011).

Niestety obecna sytuacja na rynku ropy naftowej nie sprzyja rozwojowi zaawansowanych i niejednokrotnie również droższych metod wydobycia węglowodorów, ponieważ efektywność metod EOR oraz eksploatacji zasobów niekonwencjonalnych jest ściśle uzależniona od ceny ropy naftowej (Kosowski i in. 2010). Cena ta po okresie silnych wzrostów w pierwszej dekadzie XXI wieku i późniejszym gwałtownym spadku wydawała się stabilizować na poziomie zbliżonym do 100 USD/baryłkę, co pozwalało patrzeć z optymizmem na rozwój zaawansowanych metod wydobycia (w tym ze złóż niekonwencjonalnych), jednak w ostatnich miesiącach mamy do czynienia z jej bardzo silnymi spadkami (rys. 1).



Rys. 1. Ceny ropy naftowej WTI (USD/baryłka) w latach 1985–2015
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z serwisu www.stooq.pl

Fig.1. WTI Oil price (USD/stb) – 1985–2015

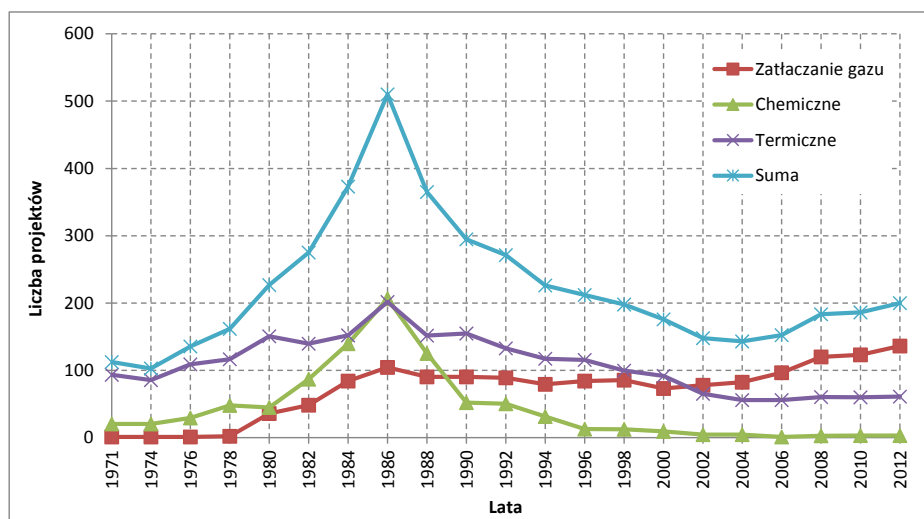
Jeśli ten trend się utrzyma, a ceny przez dłuższy okres będą niskie, to należy się spodziewać istotnego spowolnienia rozwoju tych metod, co wynika m.in. z:

- ✧ wysokich kosztów robót górniczych,
- ✧ braku akceptacji ryzyka porażki,
- ✧ ograniczenia nowych projektów eksploatacyjnych,
- ✧ ograniczenia poszukiwań nowych złóż,
- ✧ ograniczenia w dostępie do kapitału,
- ✧ brakiem rentowności zaawansowanych (i drogich) projektów wydobywczych.

Z drugiej jednak strony okres niskich cen może być przejściowy i być może należałoby go wykorzystać do analizy własnych zasobów, rozwoju technologii, a także poszukiwania potencjalnych aktywów do zakupu, gdyż konsekwencją sytuacji rynkowej może być czasowa przecena aktywów naftowych. W razie ewentualnego, przyszłego wzrostu cen ropy firmy, które dobrze wykorzystają obecną sytuację będą dysponowały istotną przewagą konkurencyjną na tle pozostałych uczestników rynku.

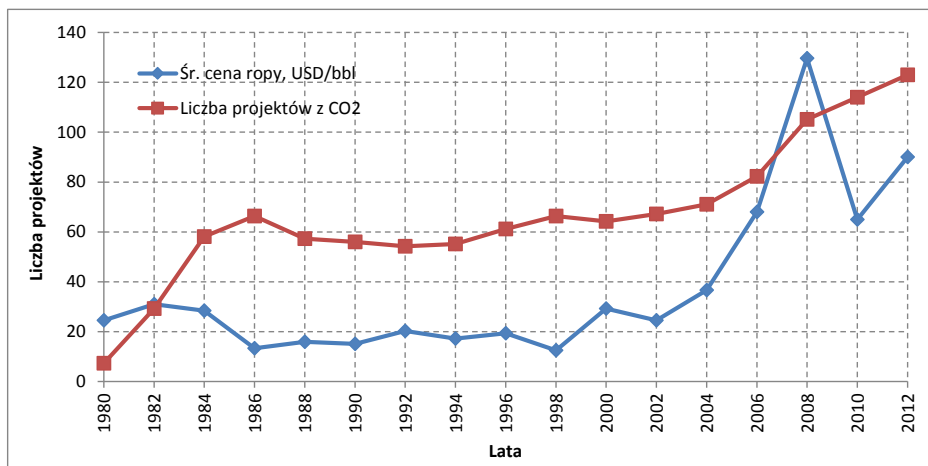
Zastosowanie nowych technologii na złożach konwencjonalnych ma na celu przede wszystkim lepsze wykorzystanie zasobów już rozpoznanych i udostępnionych. Ich zakres obejmuje zarówno prace związane z przekształcaniem istniejących odwiertów pionowych w horyzontalne i wielodenne, jak również zastosowanie metod intensyfikacji wydobywania oraz metod zaawansowanych (EOR), w tym zatłaczania CO₂ do złóż.

W ciągu ostatnich lat obserwuje się wzrost zainteresowania tymi metodami głównie w USA, pomimo okresowych wahań w cenach ropy (Manrique i in. 2010). Dodatkowym czynnikiem, który sprzyja popularności metod zaawansowanych jest rozwój technologii, skutkujący obniżeniem kosztów. Rysunek 2 przedstawia liczbę projektów EOR w USA w rozbiciu na ich rodzaje, a rysunek 3 zmiany w ilości prowadzonych projektów EOR w USA w odniesieniu do ceny ropy naftowej.



Rys. 2. Zmiany ilości realizowanych projektów EOR w USA (Manrique i in. 2010), uaktualnione na podstawie (Kuuskraa 2012; Di Pietro 2014; Verma 2015)

Fig. 2. Evolution of EOR Project in the US (Manrique i in. 2010) updated on the basis of (Kuuskraa 2012; Di Pietro 2014; Verma 2015)



Rys. 3. Projekty zatłaczania CO₂ na tle ceny za ropę (Manrique i in. 2010) uaktualnione na podstawie (Kuuskraa 2012; Di Pietro 2014; Verma 2015)

Fig. 3. Trend of CO₂ projects and oil prices in the US (Manrique i in. 2010) updated on the basis of (Kuuskraa 2012; Di Pietro 2014; Verma 2015)

Szczególną popularnością w USA cieszy się metoda zatłaczania CO₂ do złoża. Pozyskiwanie taniego gazu z naturalnych źródeł (0.035–0.071 USD/m³ (1–2 USD/Mscf)) oraz dostępność rurociągów łączących źródła gazu ze złożami czyni ten proces ekonomicznie atrakcyjnym, nawet przy cenie za ropę na poziomie 126 USD/m³ (20 USD/bbl) (Manrique i in. 2007; Moritis 2001).

Jednym z trendów obserwowanych w ostatnich latach w przemyśle naftowym jest również zwrot do reinwestowania w stare odwierty, również na złożach niekonwencjonalnych, gdyż jest to technologia najtańsza i pozwalająca bardzo często w sposób znaczący przedłużyć okres eksploatacji złoża.

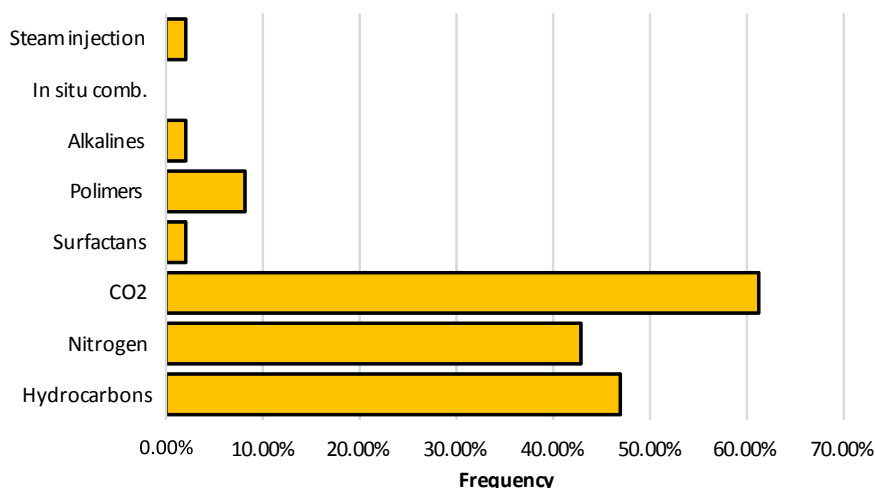
Jeśli chodzi o złoża niekonwencjonalne, to zaliczają się do nich, oprócz warstw łupkowych, również złoża ropy zamkniętej i gazu zamkniętego (*tight oil and gas*). Struktury te charakteryzują się bardzo niską przepuszczalnością, jednakże mechanizm akumulacji węglowodorów jest inny niż w przypadku złóż w łupkach.

Udostępnienie złóż niekonwencjonalnych niesie ze sobą szereg wyzwań, gdyż ich potencjalne zasoby są bardzo duże, ale słabo rozpoznane i trudno dostępne. Ich eksploatacja wymaga wypracowania indywidualnych technologii udostępnienia, a opanowanie nowych technologii wymaga zarówno znacznych nakładów inwestycyjnych, jak i czasu. Z tego powodu od pierwszych projektów pilotażowych nie powinno wymagać się natychmiastowych sukcesów (Bekwith, 2013), gdyż nawet podobne warunki geologiczne nie gwarantują sukcesu technologii już stosowanych.

Należy w tym miejscu podkreślić, że formacją, która wydaje się być perspektywiczna jeśli chodzi o niekonwencjonalne wydobywanie ropy naftowej, są warstwy krośnieńskie, zalegające na znacznym obszarze Polski południowo-wschodniej, które wykazują pewne podobieństwo do struktur amerykańskich.

1. Możliwość zastosowania zaawansowanych technologii wydobywania na polskich złożach konwencjonalnych

Obecnie w Polsce znajduje się 85 udokumentowanych złóż ropy naftowej (Raport PIG, 2014). Większość z nich jest eksploatowana od wielu lat, przy stosunkowo niskich współczynnikach szczypania odnoszonych do zasobów geologicznych. Wskazuje to na znaczący potencjał, możliwy do zagospodarowania nawet przy braku nowych znaczących odkryć. Ze względu na duże różnice w warunkach geologicznych, infrastrukturalnych i ekonomicznych nie ma możliwości bezpośredniej implementacji doświadczeń amerykańskich do warunków polskich. Dlatego też etap wdrożenia metod zaawansowanych powinien być poprzedzony weryfikacją możliwości zastosowania poszczególnych metod w warunkach polskich. Wstępna analiza, w której kryteriami determinującymi możliwość zastosowania zaawansowanych metod wydobywania były podstawowe własności fizyczne skał i płynów złożowych pozwalała ocenić możliwości implementacji metod EOR na polskich złożach (Wojnarowski 2012) (rys. 4).



Rys. 4. Możliwości zastosowania wybranych metod EOR na analizowanych złożach

Fig. 4. Possibilities of selected EOR method applications on analyzed oil fields

Wyniki analizy pokazują, iż w warunkach polskich praktycznie nie ma możliwości szerszego wykorzystania metod termicznych, głównie z powodu małej ilości złóż ropy ciężkiej. Ewentualnie, istnieje techniczna możliwość wykorzystania zatłaczania pary wodnej w jednym przypadku, lecz analizowane złoż występuje w skałach o podwójnej porowatości, co bez wątpienia wpłynie negatywnie na efektywność tego procesu. Metody chemiczne, w przedstawionym zestawieniu nie zajmują istotnej pozycji, głównie ze względu na wymagania co do wysokiej porowatości i przepuszczalności złóż. Stosowanie tych metod wiąże się ponadto z dużymi kosztami, co dodatkowo obniża ich atrakcyjność dla niewielkich polskich złóż. Jedynie zatłaczanie polimerów, będące „ulepszonym nawadnianiem” złoża, w kilku przypadkach może znaleźć zastosowanie. Zdecydowanie najlepiej w zestawieniu prezentują się metody zatłaczania gazów

w warunkach mieszania, a wśród nich zatłaczanie CO₂, co jest również zgodne z tendencjami światowymi. W chwili obecnej metoda ta staje się wiodącą i praktycznie jedyną możliwą do zastosowania w skałach węglanowych, przy spełnieniu pozostałych kryteriów jej stosowania (odpowiednia lepkość i gęstość ropy oraz głębokość złoża) (Manrique i in. 2007). Należy jednak pamiętać, że amerykańskie doświadczenia związane są przeważnie z dużymi złożami i nie znajdują bezpośredniego odzwierciedlenia w polskich warunkach. Zastosowanie tego rozwiązania na krajowych złożach wymaga więc szczegółowych badań, analiz i testów pilotażowych.

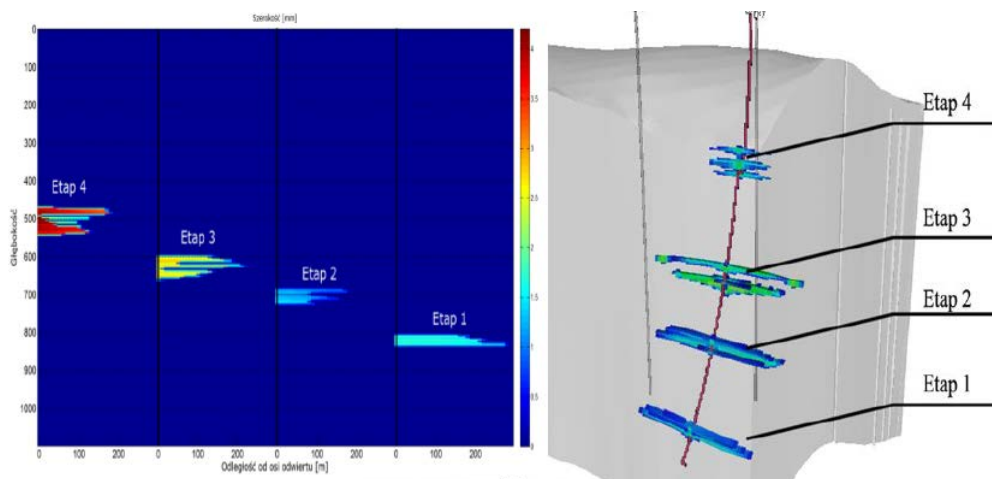
2. Perspektywy dla polskich, niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej

W przypadku złóż niekonwencjonalnych sprawą kluczową jest ich optymalne udostępnienie, rozumiane jako umożliwiające produkcję na poziomie zapewniającym najwyższą, możliwą w danym momencie, opłacalność inwestycji, z wykorzystaniem niestandardowych rozwiązań technologicznych. Technologiami wiodącymi w tym przypadku są zaawansowane systemy odwiertów eksploatacyjnych (odwierty kierunkowe, horyzontalne, wielodenne) oraz zabiegi intensyfikacji wydobywania, wśród których największą rolę odgrywa szczelinowanie hydrauliczne. W tym zakresie również należy wykorzystywać doświadczenia amerykańskie, jednak nie gwarantują one natychmiastowego powodzenia prowadzonych prac, co dobitnie pokazują doświadczenia w poszukiwaniu polskiego gazu łupkowego. Niektóre z krajowych potencjalnych złóż niekonwencjonalnych ropy naftowej wykazują podobieństwo do struktur amerykańskich, na przykład do kalifornijskiej formacji Monterey. Litologicznie formacja Monterey charakteryzuje się obecnością łupków i piaskowców, obszar ten cechuje się silnym sfałdowaniem i zuskokowaniem osadów, a głębokość zalegania formacji Monterey dochodzi do 5000 m. Osady piaskowców gruboławicowych z przewarstwieniami iłowymi na południu Polski zalegają na głębokości do 3000 m, a ich budowa tektoniczna jest zbliżona do osadów z Monterey. Ze względu na podobieństwa w budowie geologicznej (tektonika, przewarstwienia iłowe) oraz słabe własności filtracyjne, warstwy te traktować można jako potencjalne złoża niekonwencjonalne, gdyż ich eksploatacja metodami klasycznymi wykorzystywanymi na złożach konwencjonalnych jest trudna, bardzo często nieopłacalna lub wręcz niemożliwa.

3. Możliwości zastosowania zaawansowanych technologii wydobywania w Polsce

Ze względu na dużą niejednorodność niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej w Polsce, rozwiązaniem dającym największe szanse powodzenia jest połączenie wierceń kierunkowych z wieloetapowym szczelinowaniem hydraulicznym. Założenie to potwierdzają wyniki wstęp-

nych symulacji numerycznych (Stopa i Rychlicki 2015) (rys. 5). Wytworzenie szczelin w odwiercie kierunkowym znacząco zwiększa strefę drenażu, przyczyniając się tym samym do wzrostu wydobywania. Dodatkowo na przyrost wydobywania wpływa się między innymi przez udostępnienie stref o wysokiej przepuszczalności mobilizujących dopływ z dalszej części złoża oraz redukcję wpływu superpozycji oddziaływania szczelin.

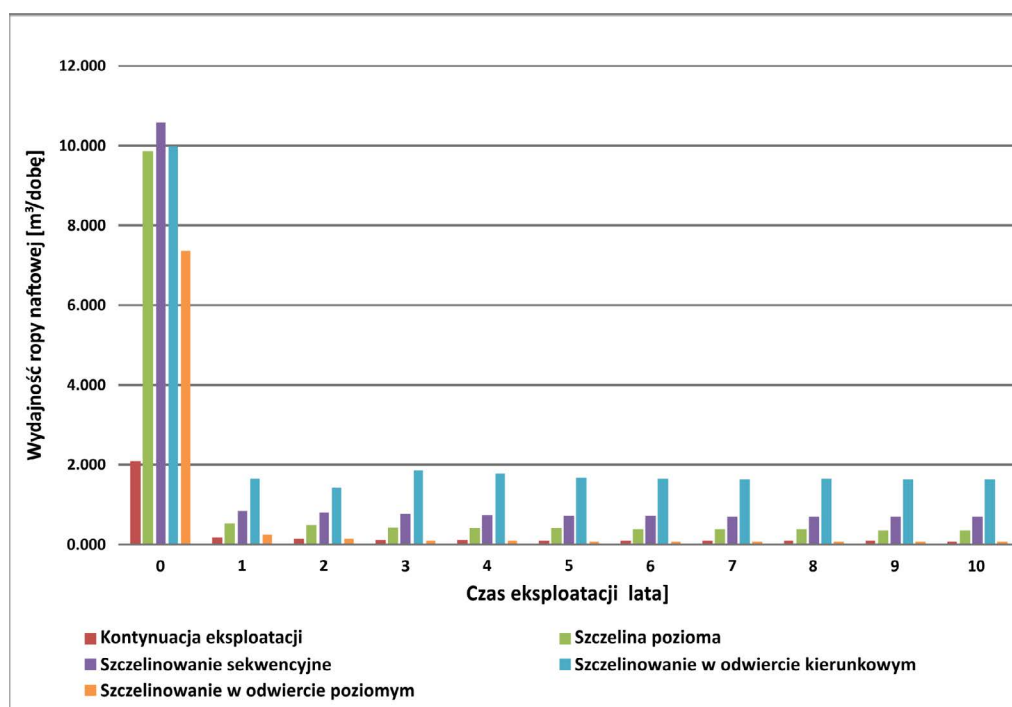


Rys. 5. Model numeryczny wieloetapowego szczelinowania hydraulicznego w odwiercie kierunkowym (Stopa i Rychlicki 2015)

Fig. 5. Numerical model of multistage hydraulic fracturing in directional wells (Stopa i Rychlicki 2015)

Niejednorodność oraz kontrast przepuszczalności w pionowym kierunku znacząco ogranicza możliwość implementacji odwiertów poziomych stymulowanych poprzez szczelinowanie hydrauliczne. Ograniczona łączność hydrodynamiczna z otaczającymi warstwami skutkuje niskimi dopływami płynu do odwiertu wydobywczego, co z kolei powoduje marginalny przyrost wydobywania w stosunku do wariantu zakładającego dalszą eksploatację bez ingerencji w udostępnienie złoża (Stopa i Rychlicki 2015). Alternatywą dla zaawansowanych metod udostępniania złoża odwiertami poziomymi oraz kierunkowymi jest zwiększenie kontaktu odwiertu ze złożem poprzez szczelinowanie hydrauliczne wykonane w pionowej części odwiertu produkcyjnego. Wykonanie takiego zabiegu na małych głębokościach może skutkować powstaniem szczeliny poziomej, gdyż ze względu na relatywnie płytkie zaleganie udostępnianego interwału naprężenia w kierunku poziomym będą dominującymi w stosunku do naprężeń pionowych, a rozwarcie szczeliny następuje w kierunku minimalnych naprężeń (Valko i Economides 1995; Economides 2000). Na wydajności odwiertu udostępniającego złożę poprzez tak wykonaną szczelinę w dalszym stopniu duży wpływ będzie miało istnienie lokalnych barier przepuszczalności ograniczających pionową wymianę medium złożowego. Rozwiązaniem, łączącym zalety wykonania odwiertu kierunkowego z wieloetapowym szczelinowaniem z ograniczeniem kosztów zabiegu, jest sekwencyjne szczelinowanie przeprowadzone w pionowym odwiercie. Odpowiednia lokalizacja klastrów szczelin pozwala podnieść efektywność wydobywania ropy z niekonwencjonalnego złoża, zmniejszając wpływ barier przepuszczalności. Na rysunku 6 przedstawiono wyniki wstępnych symulacji eksploatacji z zastosowaniem odwiertów kierunkowych, horyzontalnych oraz szczelinowania hydraulicznego. W przypadku wariantu bazowego, zakładającego eksploatację bez

modyfikacji udostępnienia złoża, prognozowane wydajności są bardzo niskie (znacznie poniżej 1 m³/dobę, co potwierdzają obserwacje rzeczywistych odwiertów) i maleją w czasie. Dlatego też zastosowanie zaawansowanej technologii wydobywania może dać nawet kilkudziesięciokrotne zwiększenie wydobywania, co oczywiście nie musi zapewnić opłacalności takiego przedsięwzięcia ze względu na nadal zbyt niską wydajność. Powoduje to znaczący wzrost wydatku w wartościach względnych (procentowych), będący rezultatem niskiej wartości punktu odniesienia czyli tzw. efektu niskiej bazy i jest często występującym zjawiskiem. Analizując zmiany wydajności produkcji ropy naftowej w zależności od przyjętego sposobu udostępnienia (rys. 6) zauważyć można, że ze względu na skomplikowaną budowę geologiczną, charakteryzującą się licznymi niskoprzepuszczalnymi przewarstwieniami wykonanie zabiegu intensyfikacji powinno być ukierunkowane na maksymalizację kontaktu otworu przez powstałe szczeliny ze strefami o podwyższonej przepuszczalności. Z technologicznego punktu widzenia, biorąc pod uwagę możliwy przyrost wydobywania, zabiegi udostępniania przewarstwionych niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej powinny zostać zorientowane na odwierty kierunkowe o trajektorii przecinającej duży obszar złoża. Koniecznością, w przypadku udostępnienia złóż takiego typu, jest również prowadzenie zabiegów stymulacji wydobywania w postaci szczelinowania hydraulicznego z odpowiednio opracowaną technologią, która musi zostać zaimplementowana na podstawie prowadzonych badań laboratoryjnych, testów złożowych oraz projektów pilotażowych.



Rys. 6. Syntetyczne wyniki symulacji numerycznych – zmiany wydajności ropy dla różnych sposobów udostępnienia złoża

Fig. 6. Summary of numerical simulation results – oil production for different field developments

Podsumowanie

Obecna sytuacja rynkowa nie sprzyja rozwojowi zaawansowanych i niejednokrotnie również drogich metod wydobycia węglowodorów, ponieważ jednym z głównych czynników wpływających na opłacalność takich projektów inwestycyjnych jest cena ropy naftowej. Jeśli ceny węglowodorów przez dłuższy okres będą utrzymywać się na niskich poziomach, to należy się spodziewać dalszego, istotnego spowolnienia rozwoju tych metod.

Z drugiej jednak strony okres niskich cen może być przejściowy i należy go wykorzystać do analizy własnych zasobów, rozwoju technologii, a także poszukiwania potencjalnych aktywów do zakupu, gdyż konsekwencją sytuacji rynkowej może być czasowa przecena aktywów naftowych.

Dodatkowym stymulantem w polskich warunkach są ograniczone perspektywy nowych konwencjonalnych odkryć, stosunkowo niskie szcerpanie eksploatowanych obecnie złóż oraz obecność perspektywicznych formacji potencjalnie zawierających niekonwencjonalne węglowodory. Możliwość poniesienia efektywności wydobycia z aktualnie zagospodarowanych złóż należy szukać w zastosowaniu zaawansowanych metod eksploatacji. Ze względu na panujące warunki geologiczne oraz parametry fizykochemiczne krajowej ropy naftowej, potencjalnie efektywne może okazać się jedynie mieszalne zatłaczanie gazów, w tym dwutlenku węgla. Odrębną ścieżką prowadzącą do zwiększenia wydobycia ropy naftowej w Polsce jest odpowiedni rozwój technologii udostępniania niekonwencjonalnych złóż, w tym potencjalnych złóż ropy występujących w warstwach krośnieńskich. Pionierskie testy pilotażowe powinny być ukierunkowane na zrozumienie zjawisk zachodzących w tego typu złożach i wypracowanie odpowiedniej technologii udostępnienia. Wiedza zdobyta w trakcie testów pilotujących podpartych odpowiednimi badaniami laboratoryjnymi i modelowaniem komputerowym, pozwoli na wdrożenie odpowiedniego systemu eksploatacji rokującego sukces ekonomiczny.

Literatura

- BECKWITH, R. 2013. SPE Liquids-Rich Basins Conference: New Technology for Old Plays, JPT, Nov 2013.
- DI PIETRO, P. 2014. Next Generation CO₂ Enhanced Oil Recovery, NETL Carbon Dioxide Utilization Congress, San Diego, California.
- ECONOMIDES, M.J. 2000. Reservoir Stimulation 3rd Edition.
- KOSOWSKI i in. 2010 – KOSOWSKI, P., RYCHLICKI, S., STOPA, J. i WOJNAROWSKI, P. 2010. Wtórne i trzecie metody wydobycia ropy naftowej (EOR). Możliwości zwiększenia efektywności wydobycia ropy naftowej ze złóż karpaccich pod red. Stanisława Rychlickiego, Wydawnictwa AGH, Kraków, ISBN 978-83-7464-294-1, s. 71–116.
- KUUSKRAA, V. 2012. QC updates carbon dioxide projects in OJG's enhanced oil recovery survey. *Oil and Gas Journal* v. 110, issue 7, July 2, 10 s.
- MANRIQUE i in. 2010 – MANRIQUE, E., THOMAS, C., RAVIKIRAN, R., IZADI, M., LANTZ, M., ROMERO, J. i ALVARADO, V. 2010. EOR: Current Status and Opportunities. SPE paper 130113.
- MANRIQUE i in. 2007 – MANRIQUE, E.J., MUCI, V.E. i GURFINKEL, M.E. 2007. EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, December, s. 667–686.

- MORITIS, G. 2001. New companies, infrastructure, projects reshape landscape for CO₂ EOR in the US. *Oil & Gas Journal*, Special Report
- PIG, Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce, stan na 31.12.2014.
- STOPA i in. 2011 – STOPA, J., WOJNAROWSKI, P., KOSOWSKI, P. i PYRZAK, P. 2011. Uwarunkowania techniczne i ekonomiczne sekwestracji CO₂ w złożu ropy naftowej. *Wiertnictwo, Nafta, Gaz = Drilling, Oil, Gas*; ISSN 1507-0042, t. 28 z. 3, s. 533–541.
- STOPA, J. i RYCHLIKI, S. 2015. Nowe możliwości zwiększenia wydobycia ropy naftowej w Polsce. *X Polski Kongres Naftowców i Gazowników*, Bóbrka.
- VALKÓ, P. i ECONOMIDES, M.J. 1995. Hydraulic Fracture Mechanics.
- VERMA, M.K. 2015. Fundamentals of Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR) – A Supporting Document of the Assessment Methodology for Hydrocarbon Recovery Using CO₂-EOR Associated with Carbon Sequestration, U.S. Geological Survey Report.
- WOJNAROWSKI, P. 2012. Potential for increasing oil recovery from Polish oil-fields by applying EOR methods – Analiza możliwości zwiększenia efektywności wydobycia ropy naftowej z polskich złóż w oparciu metody EOR. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* t. 28, z. 4, s. 47–58.

Paweł WOJNAROWSKI, Jerzy STOPA, Damian JANIGA, Piotr KOSOWSKI

Possibilities of production increases from Polish oil fields through the application of advanced technologies

Abstract

The development of the domestic oil industry, faced with the declining number of new conventional discoveries, should focus on two possible paths: increasing production from currently operated fields through the use of advanced methods of extraction or the start of production from unconventional reservoirs. Both of these ways require substantial capital expenditures, and their profitability heavily depends on macroeconomic conditions, especially the price of crude oil and natural gas. This paper analyses the possibility of the application of advanced recovery methods which are applicable to Polish oil reservoirs. It also shows the applicability of selected methods for the extraction of unconventional oil. The results show that under Polish conditions, when it comes to conventional reservoirs, the widest prospects can be found for gas injection in mixing conditions, among them especially CO₂ injection. In the case of unconventional reservoirs, the preferred solution may be the application of directional drilling combined with multi-stage hydraulic fracturing.

KEYWORDS: unconventional oil reservoirs, EOR methods, hydraulic fracturing