

Marcin Majkrzak

Institut Nafty i Gazu

Zastosowanie analizy krzywych spadku wydobywania do oceny wielkości współczynnika szczypania złoża węglowodorów na przykładzie złoża Iwonicz-Zdrój

W artykule przedstawiona została pokrótce budowa polskich Karpat zewnętrznych (z naciskiem na płaszczowinę śląską), scharakteryzowano uwarunkowania geologiczne antykliny Iwonicza-Zdroju oraz opisano warunki występowania akumulacji ropy naftowej fałdu iwoniczkiego. Zrealizowana została ocena wielkości współczynnika szczypania zasobów na podstawie analizy krzywych spadku wydobywania oraz przybliżonej formuły matematycznej sumy cząstkowych składników energii wewnętrznej złoża. Opierając się na otrzymanych danych, wykalkulowano przewidywane, możliwe do eksploatacji w przyszłości zasoby węglowodorów. W wyniku prostych działań matematycznych z wykorzystaniem wcześniej otrzymanych wielkości obliczono całkowite zasoby wydobywalne złoża Iwonicz-Zdrój, a także jego zasoby geologiczne.

Słowa kluczowe: Karpaty, Iwonicz-Zdrój, energia złoża, współczynnik szczypania, zasoby węglowodorów.

The use of production decline curves analysis to assess the recovery factor of the Iwonicz-Zdrój oil field

The aim of this article is to briefly present the structure of Polish Outer Carpathians (with emphasis on the Silesian Nappe), characterized geological conditions of the Iwonicz-Zdrój anticline, and describe conditions of occurrence of the Iwonicz fold oil accumulation. The recovery factor of oil was determined with the application of production decline curves, and approximate mathematical formula of the sum of partial constituents of the field energy. Based on the data received, possible future resources was predicted. With simple mathematical operations using the previously calculated values, total deposits of extractable and geological resources from the Iwonicz-Zdrój oil field were obtained.

Key words: Carpathians, Iwonicz-Zdrój, field energy, recovery factor, hydrocarbon resources.

Wprowadzenie

Celem artykułu jest ocena warunków energetycznych panujących w złożu ropy naftowej oraz stopnia szczypania jego geologicznych zasobów. „Stare” złoża karpaccie, ze względu na wieloletnią eksploatację, charakteryzują się niewielkimi ilościami pozyskiwanych węglowodorów – spowodowane jest to spadkiem energii (ciśnienia złożowego) umożliwiającej wydobywanie ich na powierzchnię. Na podstawie ogólnosiwiatowych danych współczynnik szczypania złóż, których eksploatacja prowadzona była wyłącznie metoda-

mi pierwszymi, waha się pomiędzy 0,1 a 0,25. Stosowanie dodatkowo metod drugich i trzecich umożliwiło osiągnięcie całkowitego wydobywania węglowodorów na terenie Karpat na poziomie przekraczającym 12 mln ton [6]. Ze względu na potrzebę związaną z określeniem wielkości pierwotnych zasobów geologicznych oraz przewidywanych zasobów wydobywalnych, wynikającą z zobowiązań prawnych, została zastosowana metoda analizy krzywych spadku wydobywania do określenia przewidywanych zasobów wydobywalnych.

Ocena zmian systemu energetycznego w czasie eksploatacji doprowadziła do kwantyfikacji wielkości współczynnika szczyrpania, który umożliwił określenie zasobów geologicznych złoża.

Będące przedmiotem analizy złoża ropy naftowej Iwonicz-Zdrój znajduje się na terenie najstarszej w Polsce i na

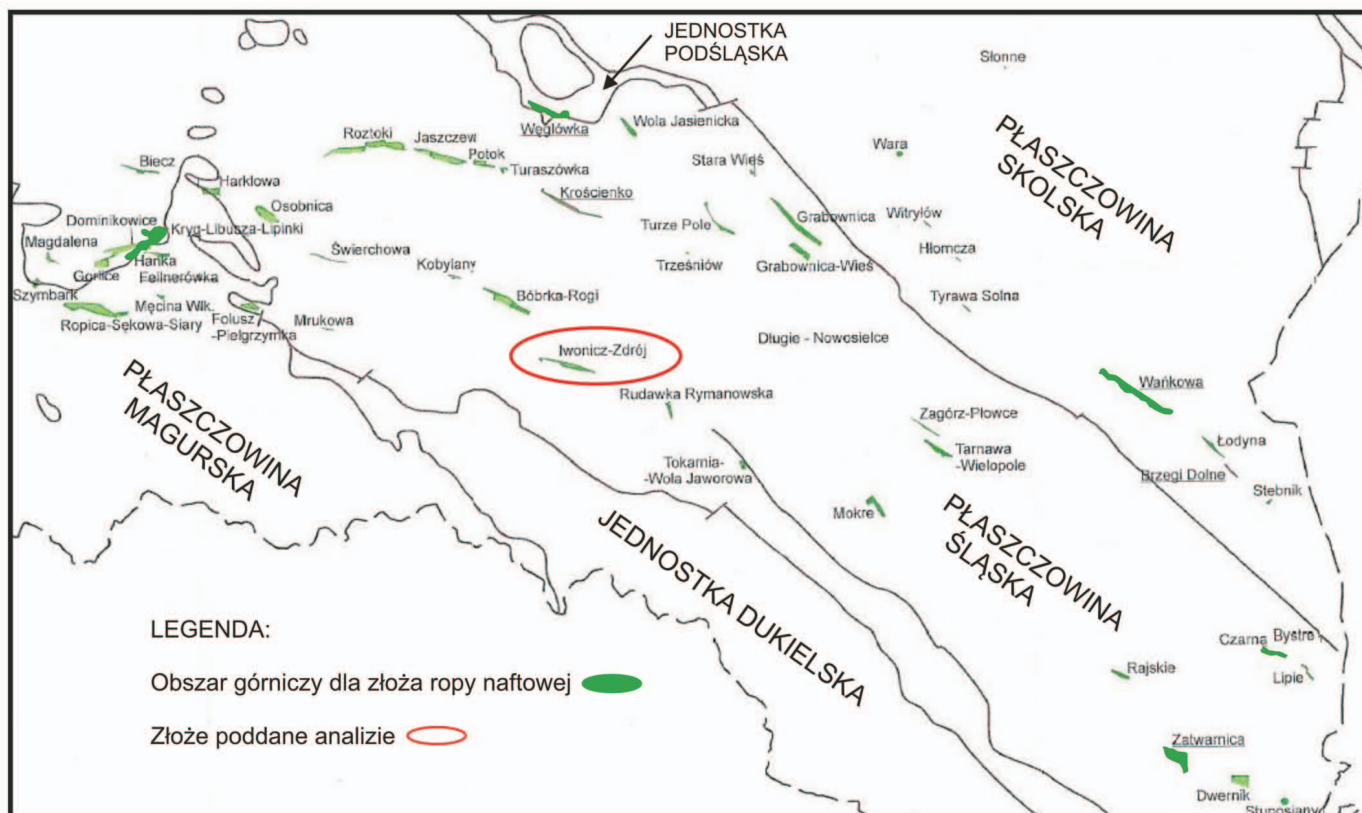
świecie karpackiej prowincji naftowej. Prace poszukiwawcze i eksploatacyjne prowadzone od prawie 150 lat w pobliżu naturalnych wycieków ropnych i gazowych, występujących na niemal całej długości antykliny iwoniczkiej, przyniosły duże wydobyte węglowodorów, a także przyczyniły się do rozpoznania wgłębnej budowy geologicznej rejonu.

Zarys budowy geologicznej Karpat

Polskie Karpaty są fragmentem wielkiego łańcucha górskiego, o długości ponad 1300 km, biegnącego od okolic Wiednia po Żelazną Bramę na Dunaju. Na zachodzie łączą się one z Alpami Wschodnimi, a na wschodzie z Bałkanami. Tradycyjny podział Karpat Zachodnich wyróżnia starsze (późnokredowe) pasmo fałdowe – Karpaty wewnętrzne (internidy) i młodsze (oligoceno-środkowomioceno) – znane jako Karpaty zewnętrzne (eksternidy) lub fliszowe. Wzdłuż granicy tych stref usytuowany jest pieniński pas skałkowy – będący strefą szwu orogenicznego Karpat Zachodnich [8]. Zewnętrzne Karpaty Zachodnie zostały uformowane w czasie pomiędzy oligocenem a wczesnym mioceniem w wyniku procesu subdukcji platformy europejskiej pod jednostkę ALCAPA [13]. Zbudowane są ze stosu płaszczowin i nasunięć, ukazujących odmienne struktury litostratygraficzne i tektoniczne. Poczynając od południa, są to: płaszczowina magurska, płaszczowina dukielska, płaszczowina śląska,

płaszczowina podśląska oraz płaszczowina skolska. Wzdłuż czoła nasunięcia karpackiego powstała wąska, sfałdowana strefa utworzona z dolno- i środkowomioceno utworów molasowych, która tworzy rodzaj wąskiego, zapadającego pod orogen klina, oznaczana jako płaszczowina stebnicka i łuski zgłobickie. Osady budujące poszczególne jednostki reprezentują okres pomiędzy jurą a wczesnym mioceniem. Zbudowane są one z głębokowodnych utworów fliszowych, przy czym każda z wymienionych jednostek charakteryzuje się zasadniczo odrębnym ich rozwojem. Wykazują one lateralne zmiany facjalne i miąższościowe.

Płaszczowina śląska rozciąga się od Moraw (Republika Czeska) po Ukrainę, gdzie traci swoją indywidualność. Na terenie polskich Karpat zajmuje obszar od Beskidu Śląskiego po Bieszczady [5]. Jednostka śląska zanurza się pod grupę płaszczowin przedmagurskich oraz nadścielającą je płaszczowinę magurską, z kolei sama nasuwa się na utwory sukcesji



Rys. 1. Szkic układu złóż na tle karpackich jednostek tektonicznych [12]

podśląskiej. W kierunku wschodnim powierzchnia nasunięcia stopniowo się pograża, a charakter struktur tektonicznych ulega zmianie. W zachodniej części struktury są generalnie płytsze i delikatnie sfałdowane, natomiast na wschodzie przechodzą w długie, wąskie, ostro zanurzone, imbrykujące

fałdy. W obrębie jednostki śląskiej istnieje kilka odsłoneń utworów jednostki podśląskiej, interpretowanych jako okna tektoniczne, np. okno Żywca. Miąższość stratygraficzna wynosi średnio 2500÷3000 metrów, wyjątkowo w Beskidzie Śląskim i w Bieszczadach sięga 5000 metrów [5].

Charakterystyka geologiczna złoża ropy naftowej Iwonicz-Zdrój

Złoże ropy naftowej i gazu ziemnego Iwonicz-Zdrój położone jest na terenie polskich Karpat zewnętrznych, w obrębie płaszczowiny śląskiej, w jej wschodniej części. Strukturą tworzącą złożę jest antyklina Iwonicza-Zdroju. Jego obrys przedstawia się w postaci dwóch wydłużonych w kierunku NW-SE czworoboków, rozdzielonych strefą górniczej ochrony wód zdrojowych Iwonicza-Zdroju o szerokości ok. 500 metrów.

Szczegółowy profil kolejnych poziomów stratygraficznych zaczyna się od najstarszych stwierdzonych w wyniku wierceń utworów kredy górnej i kończy występującymi na powierzchni osadami oligocenu. Poziomami skał zbiornikowych złoża ropy naftowej jest IV piaskowiec ciężkowicki i zalegający pod nim piaskowiec czarnorzecki. W początkowym okresie eksploatacji niewielkie ilości ropy uzyskiwano również z III piaskowca ciężkowickiego.

IV piaskowiec ciężkowicki wykształcony jest w postaci serii piaskowcowo-lupkowej o miąższości ok. 250 metrów. Piaskowce w jej budowie stanowią 20÷35%, maksymalnie dochodząc do 60%. Przeważnie gruboławicowe, średnio- i gruboziarniste, miejscami zlepieńcowate, średniozwięzłe i zwięzłe, charakteryzują się niezbyt korzystnymi własnościami zbiornikowymi. Ich porowatość określoną na podstawie nielicznych badań laboratoryjnych (większość otworów wiercena była metodą udarową) ocenia się na 10÷12%, a przepuszczalność na 1,5÷3 mD. W wyniku procesów fałdowych i oddziaływania sił tensyjnych – w strefach przegubowych fałdu powstał system szczelin, który w znacznym stopniu poprawia własności zbiornikowe. Poziomem uszczelniającym o miąższości 30 metrów dla IV piaskowców ciężkowickich są IV pstre łupki. Wykształcone są jako łupki i ilołupki szarozielone i zielone, z możliwymi wkładkami łupków czerwonych. Drugi poziom zbiornikowy tworzą gruboławicowe, przeważnie średnio- i gruboziarniste, miejscami zlepieńcowate, szare i ciemnoszare, przewarstwione łupkami piaskowce czarnorzeczek. Procentowy udział piaskowców w ich budowie wynosi od 5,58% do 15,6%. Przeprowadzone badania wskazują na niekorzystne własności zbiornikowe. Porowatość tej serii wynosi 8÷16%, a przepuszczalność 0,1÷81 mD. Średnia zawartość wody związanej określona dla strefy zasobowej wynosi 11,2÷22,9%. Bezpośrednią izolację dla złóż węglowodorów w piaskowcach czarnorzeczek stanowi pakiet czarnych łupków czarnorzeczek o miąższości 40÷60 metrów.

Budowa tektoniczna fałdu Iwonicza-Zdroju jest dość złożona. Morfologicznie różni się on od fałdów przebiegających na północ od niego wyższymi i bardziej stromymi wzgórzami. Wynurzenie zachodniego krańca fałdu rozpoczyna się nieco na wschód od południka Jasła regularnym sfałdowaniem w warstwach krośnieńskich dolnych. Dalej na wschód następuje stałe podnoszenie się podłużnej osi antykliny, a co za tym idzie – odsłanianie się kolejnych, coraz to starszych warstw. Podnoszenie się osi podłużnej nie jest regularne. Antyklina przecina kilka poprzecznych uskoku, dzielących fałd na bloki. Uskoki te nie powodują znacznych przemieszczeń poziomych pomiędzy blokami, lecz sprawiają, że części wschodnie poszczególnych bloków w stosunku do zachodnich, sąsiadujących części, są znacznie wyniesione. Upady skrzydeł antykliny różnią się od siebie; skrzydło południowe zapada średnio pod kątem 50°, natomiast północne w granicach 70÷85°, co powoduje przechylenie ku północy (ok. 5°) płaszczyzny osiowej. W kierunku wschodnim obserwuje się stopniowe rozszerzanie fałdu, a następnie na powierzchni rysuje się podwójne fałdowanie. Widoczne są dwie dyslokacje podłużne, dzielące oba fałdy

Tablica 1. Profil litologiczny antykliny Iwonicza-Zdroju

Epoka	Poziom litologiczny
Eocen – oligocen	warstwy krośnieńskie górne
	warstwy krośnieńskie środkowe
	warstwy krośnieńskie dolne
Eocen	warstwy przejściowe do łupków menilitowych
	seria menilitowa
	seria globigerynowa
	I pstre łupki
	I piaskowiec ciężkowicki
	II pstre łupki
	II piaskowiec ciężkowicki
	III pstre łupki
Paleocen	III piaskowiec ciężkowicki
	IV pstre łupki
	IV piaskowiec ciężkowicki
Kreda górna	łupki czarnorzeczek
	piaskowce czarnorzeczek

– fałd południowy wykazuje tendencje do nasuwania się na fałd północny. Maksimum elewacji antykliny Iwonicza-Zdroju przypada w rejonie Potoku Świętokrzyskiego, gdzie odsłania się III piaskowiec ciężkowicki. Począwszy od tego

miejsca, oś podłużna antykliny zanurza się ku wschodowi, poszczególne warstwy szybko zanikają, a fałd kładzie się na dużej przestrzeni na warstwy krośnieńskie sąsiedniego fałdu – bóbrzyckiego.

Historia eksploatacji złoża

Obecność węglowodorów na obszarze antykliny Iwonicza-Zdroju już od najdawniejszych lat potwierdzały liczne wycieki ropne i gazowe. Złoże ropy naftowej odkryto w 1890 roku w piaskowcach ciężkowickich, dalsze prace potwierdziły obecność węglowodorów także w piaskowcach czarnorzeczkich. W czasie eksploatacji na terenie fałdu iwoniczkiego wyznaczono kilka stref złożowych podzielonych na kopalnie, o różnej powierzchni, liczbie wykonanych odwiertów i związanych z różnymi poziomami wydobywczy. Największą kopalnią jest kopalnia Flora, o powierzchni 0,23 km², na której istnieje 48 otworów.

Poziom III piaskowców ciężkowickich został osiągnięty pierwszymi wierceniami udarowymi w 1888 roku, a w ciągu kilku następujących lat powstało kilkanaście nowych odwiertów. W 1890 roku eksploatacja prowadzona była z 6 otworów. Główna akumulacja ropy naftowej znajduje się w IV piaskowcu ciężkowickim, do którego w 1953 roku odwiercono otwór Lubatówka-11 i który pogłębiono do poziomu 920 metrów. Eksploatację węglowodorów z przystropowej partii piaskowców czarnorzeczkich rozpoczęto w 1954 roku,

kiedy to pogłębiono otwór Iza-4 do głębokości 844,9 metra. W 1988 roku odwiercono otwór Klimkówka-32 na głębokość 2026 metrów. Jego zadaniem było rozpoznanie wgłębną budowy południowej łuski fałdu Iwonicza-Zdroju oraz wyjaśnienie warunków hydrogeologiczno-złożowych panujących w warstwach istebniańskich.

Na złożu antykliny Iwonicza-Zdroju nie stosowano metod wtórnych eksploatacji wpływających na podtrzymanie ciśnienia złożowego, takich jak nagazowanie złoża czy jego nawadnianie. Wykonywano natomiast zabiegi zmierzające do zwiększenia przepuszczalności górotworu w strefie przyodwiertowej – najczęstszym było hydrauliczne szczelinowanie, natomiast perforacje i płukanie gazoliną stosowano sporadycznie.

W toku eksploatacji odwiercono 178 otworów wiertniczych, z których 20 jest czynnych do dnia dzisiejszego, a 7 przekazanych zostało Uzdrowisku Iwonicz-Zdrój. Łącznie do 2011 roku ze złoża Iwonicz-Zdrój wydobyto:

- 338,31 tys. ton ropy naftowej,
- 198,14 tys. ton wody złożowej,
- 135 mln m³ gazu ziemnego.

Procedury szacowania zasobów wydobywalnych złóż węglowodorów z analizy krzywych spadku wydobywania oraz ocena współczynnika sczerpania na podstawie dominującego systemu energetycznego złoża

Synteza złoża ropy naftowej jest wielkość jego zasobów geologicznych, a przede wszystkim wydobywalnych [12]. Zgodnie z obowiązującą ustawą *Prawo geologiczne i górnicze* (Dz.U. z dnia 1 marca 1994 r. wraz ze zmianami z dnia 22 kwietnia 2005 r. (Dz.U. Nr 90, poz. 758)) istnieje obowiązek określenia wielkości pierwotnych zasobów geologicznych oraz przewidywanych zasobów wydobywalnych ropy naftowej i gazu ziemnego. Zgodnie z definicją podaną w *Zasadach dokumentowania złóż ropy naftowej, gazu ziemnego i metanu w pokładach węgla* [7]:

- zasoby geologiczne Q_g to całkowita ilość węglowodorów zawartych w złożu,
- zasoby wydobywalne $Q_w = Q_g \cdot RF$, to część zasobów geologicznych możliwych do wydobywania w procesie eksploatacji, zależna od czynnika energetycznego złoża, przy założeniu maksymalnego stopnia sczerpania zasobów RF (*recovery factor*), z uwzględnieniem aktualnego stanu techniki i technologii wydobywania.

Złoże ropy naftowej można scharakteryzować jako koherentną kombinację trzech odrębnych czynników [12]:

- zbiornika skalnego o określonej charakterystyce litologiczno-petrofizycznej i kształcie geometrycznym, zapewniającym istnienie złoża oraz wielkość zasobów geologicznych,
- własności fizykochemicznych płynów wypełniających porowo-szczelinową przestrzeń, charakteryzujących typ i jakość kopaliny,
- systemu energetycznego, zapewniającego wysoki udział procentowy końcowego sczerpania ilości węglowodorów zawartych w porowej przestrzeni złoża, czyli wielkość zasobów wydobywalnych bez stosowania wtórnych metod eksploatacji, powodujących podtrzymanie lub zwiększenie ciśnienia złożowego.

Wyznaczenie wydobywalnych zasobów ropy naftowej na podstawie analizy krzywych spadku wydobywania wymaga wykonania predykcji spodziewanego wydobywania poprzez określenie zmian spadku wydajności w czasie prowadzonej

eksploatacji. Przedstawiona metoda bazuje na wiarygodnych danych o wydobywaniu, które na ogół są realne i nie budzą wątpliwości. Analiza krzywych spadku wydajności ma charakter ściśle empiryczny i polega na określeniu rozkładu wielkości wydobywania w czasie, a następnie na dopasowaniu do danych eksploatacyjnych różnego rodzaju krzywych: eksponencjalnej, harmonicznej lub hiperbolicznej, opisujących zależność wydobywania od czasu [11]. Procedurę tę wykonuje się dla poszczególnych otworów eksploatacyjnych (tzw. krzywych familijnych), a także sumarycznie dla określonych pól złożowych lub całego złoża ograniczonego wspólnym konturem złożowym. Metoda analizy spadku wydobywania oparta jest na wynikach eksploatacji otworami udostępniającymi złożo, uwzględniających czynnik energetyczny złoża i istniejące techniczno-technologiczne warunki eksploatacji. Parametry układu, jakim jest złożo węglowodorów, mogą ulec całkowitej zmianie w wyniku najmniejszej mikroingerencji, np. powstania nowego otworu eksploatacyjnego. Dla potrzeb analizy spadku wydajności czynniki takie jak niejednorodność formacji złożowej, fizyczne właściwości ropy, ciśnienie złożowe, liczba i rozmieszczenie otworów, geometria udostępnienia przepływu do otworu czy obróbka odwiertów nie są rozdzielane ze względu na ich wpływ na procesy wydobywania. Przyjmuje się ich niezmiennosc w przyszłości. Punktem końcowym eksploatacji jest czas minimalnej dobowej ekonomicznej wydajności wydobywania – indywidualny dla każdego złoża.

W celu oszacowania zarówno zasobów wydobywalnych, jak i pierwotnych zasobów geologicznych niezbędne jest wyznaczenie wielkości końcowego współczynnika szczypania zasobów – RF (*recovery factor*). Wielkość współczynnika szczypania zdeterminowana jest wieloma czynnikami, zarówno przyrodniczymi, takimi jak objętość złoża (powierzchnia, miąższość), jak i parametrami petrofizycznymi skalnej formacji złożowej i głównie systemem energetycznym złoża, oraz uwarunkowaniami projektowo-technicznymi: geometrią udostępnienia złoża, a także stosowaną techniką oraz technologią wydobywania [12]. Głównym czynnikiem wpływającym na wielkość sił powodujących przepływ ropy przez przestrzeń porową do odwiertu są warunki energetyczne. Zmiana stanu energetycznego złoża, czyli zmiana ciśnienia złożowego, nie następuje w wyniku stosowania zabiegów intensyfikacji dopływu węglowodorów do odwiertu (perforacje, szczelinowanie, płukanie, kwasowanie), lecz w wyniku poza-konturowego zatłaczania wody lub wewnątrzkonturowego zatłaczania gazu do złoża.

Potencjalna energia złożowa, charakteryzująca warunki wydobywania ropy, skumulowana jest w płynach złożowych przestrzeni porowej. Decyduje ona (jej rodzaj i wielkość) o wielkości wydobywania (zasobach wydobywalnych)

w stosunku do zasobów pierwotnych (geologicznych). Ruch węglowodorów, mogący zachodzić w systemie jedno-, dwu- lub trójfazowym, uzależniony jest od wewnętrznej energii złoża. W większości złożów mamy do czynienia z mieszanym systemem energetycznym, w którym wyróżnia się:

- czynniki wewnętrzne:
 - energię prężności (kompresji) gazu, zarówno rozpuszczonego w ropie, jak i wolnego (swobodnego), tworzącego czapę gazową,
 - energię grawitacyjną,
 - energię sprężystości cieczy złożowych w porowej przestrzeni skalnej,
- czynniki zewnętrzne:
 - energię naporu wód przyłożonych okalających i podścielających.

Współczynnik szczypania (wydobywania) WW to iloraz całkowitego wydobywania węglowodorów ze złoża Q_w i wielkości pierwotnych zasobów geologicznych Q_g :

$$WW = RF = Q_w / Q_g$$

Określenie systemów energetycznych złożów ropy naftowej w Karpatach jest problematyczne i niepewne. Nie ma jednoznacznej informacji, czy te posiadały czapę gazową, czy też były jej od początku pozbawione [12]. Skomplikowana budowa geologiczna Karpat, przejawiająca się w złuskowanym systemie fałdów ściętych, obalonych i dyslokowanych, sprzyjała redukcji czap gazowych w złożach. Także procesy erozji przebiegające na przestrzeni ok. 7,25 mln lat doprowadziły do naturalnego odgazowania i pozbawienia złożów czap gazowych. Taka sytuacja spowodowała płytkie zaleganie złożów ropy naftowej, w których główną siłą motoryczną doprowadzającą węglowodory do otworów wiertniczych jest energia gazu rozpuszczonego w ropie oraz – w mniejszym stopniu – siła grawitacji i ruch wody okalającej.

Różne warunki termobaryczne panujące w złożach powodują, że w jednostce objętości ropy rozpuszczone są różne ilości gazu. Źródłem ekspansji objętościowej w energii złożowej jest rozprężenie wydzielającego się z roztworu gazu ziemnego, rozpuszczonego w ropie naftowej [12]. W celu oceny wielkości współczynnika szczypania zasobów K. Słupczyński opracował formułę dającą dobre jej przybliżenie:

$$RF = E_{wn} + E_{gr} + E_{sc} + E_p$$

gdzie:

E_{wn} – składowa wodno-naporowa, przyjmująca wartości od 0,09 do 0,16,

E_{gr} – składowa ekspansji gazu rozpuszczonego – od 0,09 do 0,12,

E_{sc} – składowa energii grawitacji – od 0,02 do 0,05,

E_p – wartość dodana, równa 0,1 dla złożów o przepuszczalności

skął zbiornikowych w przedziale od 10 mD do 50 mD oraz $0,13 \div 0,15$ dla horyzontów o przepuszczalności od 50 mD do 100 mD.

System energetyczny panujący w danym złożu określany jest na podstawie analizy informacji dotyczących zachowania się poszczególnych wykresów wydobywania ropy naftowej, wykładnika gazowego oraz wodnego. Wielkość E_p – wartość dodana oceniana jest na bazie ilościowych, petrofizycznych pomiarów poziomów zbiornikowych [12].

Kwantyfikacja wielkości współczynnika szczypania RF

oparta na proponowanej uproszczonej zależności argumentuje, że dla „starych” złóż karpaccich, znajdujących się w końcowym etapie eksploatacji, należy przyjąć [12]:

- dla dominującego systemu energetycznego gazu rozpuszczonego: rząd $0,15$ do $0,2$,
- dla mieszanego systemu wodno-aporowego i gazu rozpuszczonego: rząd $0,25$ do $0,35$.

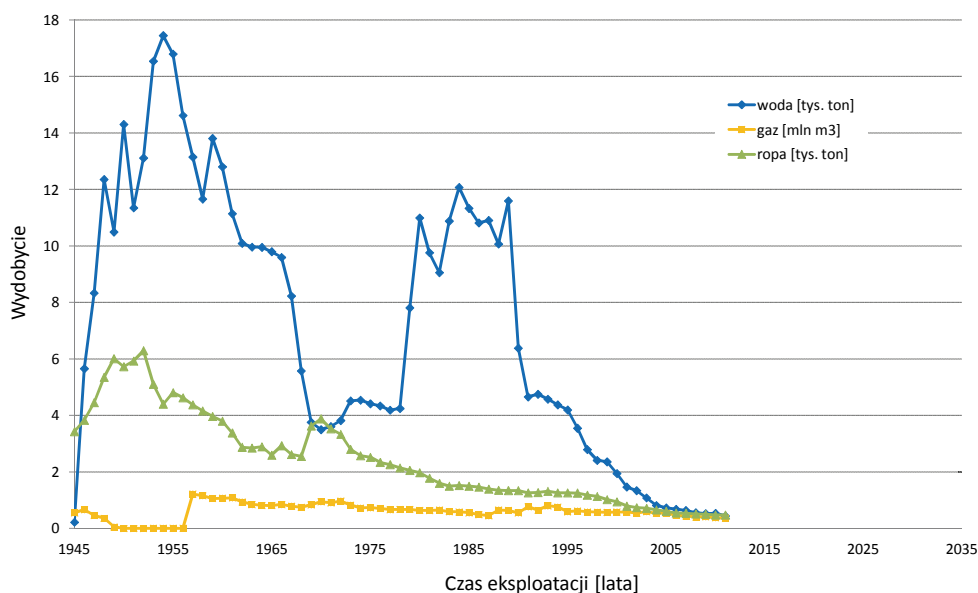
Maksymalna wartość współczynnika szczypania w złożach karpaccich nie może przekroczyć $0,35$ – utrzymuje się w przedziale $0,17 \div 0,25$.

Wielkość zasobów złoża Iwonicz-Zdrój

Wielkość zasobów wyliczona została na bazie sumarycznego wykresu wydobywania wykonanego na podstawie danych z książek odwiertów. Prognozę oparto na aproksymacjach teoretycznej krzywej $y = 1E + 303x^{-91,85}$ do jej przecięcia z osią czasową.

Na podstawie danych uzyskanych z PGNiG (książki odwiertów) [4] suma ropy naftowej wyeksploatowanej ze złoża do 2011 roku wyniosła 165,169 tys. ton. Na bazie wykresu przebiegu eksploatacji wyliczono, że całkowita ilość uzyskanej ropy wynosi 165,147 tys. ton. Różnica pomiędzy obydwoma wielkościami, rzędu 0,022 tys. ton,

pochodzi z błędu obliczania powierzchni pod wykresem krzywej spadku dla ropy naftowej. Eksponencjalna krzywa spadku wydobywania i jej aproksymacja do osi X umożliwiły obliczenie zasobów możliwych do wydobywania, które wyniosły 3,182 tys. ton. Ze względu na możliwość wystąpienia błędu obliczeniowego także i w tym przypadku mogą się one różnić w zakresie $\pm 0,004$ tys. ton. Zgodnie z podaną wyżej regułą, zasoby wydobywalne złoża ropy naftowej Iwonicz-Zdrój są równe sumie dotychczasowego wydobywania (na podstawie



Rys. 2. Krzywe spadku wydobywania ropy naftowej, gazu ziemnego i wody złożowej skonstruowane na podstawie książek odwiertów z dopasowaną eksponencjalną krzywą spadku wydobywania do rzeczywistych danych dla ropy naftowej i jej aproksymacją do osi X

Zasoby wydobywalne złoża Iwonicz-Zdrój, aktualnie eksploatowanego odwiertami: Elin-8, Emma-6, Iza-3, Iza-9, Iza-10, Klementyna-7, Klimkówka-29, Klimkówka-31, Lubatówka-10, Lubatówka-11, Lubatówka-19, Minka-3, Minka-5, Minka-8, Roman-4, Roman-5, Roman-6, Roman-7 oraz Zofia-5, stanowią sumę dotychczasowego wydobywania wraz z wielkością prognozy. W ocenie ilości możliwej do wydobywania ropy naftowej założono, że na złożu nie zostaną wykonane żadne dodatkowe otwory eksploatacyjne, a wydobywanie będzie tylko istniejącymi obecnie, wymienionymi powyżej, do czasu ich zawadnienia lub osiągnięcia nieekonomicznego wydatku.

książek odwiertów) oraz wskazanej prognozy i wynoszą $165,169 + 3,182 = 168,351$ tys. ton (z możliwym błędem $\pm 0,0224$ tys. ton).

Kwantyfikacja współczynnika wydobywania wykonana została na podstawie książkowych wykresów charakteryzujących przebieg eksploatacji, dla panującego systemu energetycznego (rozpuszczonego gazu, wodno-aporowego, drenażu grawitacyjnego), w stosunku do sumarycznego przebiegu wydobywania z całego złoża. Zarejestrowana eksploatacja wskazuje na udział w systemie energetycznym złoża czynnika rozpuszczonego gazu oraz czynnika wodno-aporowego. Rzeczywisty spadek krzywej różni się od jej teoretycznego

przebiegu, jest wolniejszy dla czynnika rozpuszczonego gazu, ale większy niż w systemie wodno-aporowym. Analiza wykresu wskazuje, że od początku eksploatacji do lat 80. XX wieku wydobycie uwarunkowane było reżimem rozpuszczonego gazu i wodno-aporowym, a wpływ systemu grawitacyjnego zaznacza się od przełomu wieków.

Z uzyskanych informacji i danych wynika, że w bilansie energii wewnętrznej złoża ropy naftowej Iwonicz-Zdrój istnieją trzy główne składowe energetyczne, o oszacowanych wartościach:

- składowa ekspansji gazu rozpuszczonego, $E_{gr} = 0,1$,
- składowa energii grawitacji, $E_{sc} = 0,02$ – przyjęto dolną wartość przedziału dla tych składowych w wyniku analizy wykresów przebiegu wydobycia węglowodorów i dominacji innych systemów w reżimie energetycznym złoża,

- składowa wodno-aporowa, $E_{wn} = 0,09$ – budowa geologiczna antykliny Iwonicz-Zdroju, stromy układ warstw roponośnych, powoduje ograniczenie udziału czynnika wodno-aporowego w systemie energetycznym złoża, dlatego też do kwantyfikacji wielkości współczynnika szcerpania została przyjęta jego dolna wartość: 0,09.

Wartość dodana (dla przepuszczalności skał zbiornikowych w przedziale 10÷50 mD równa 0,1) została zmniejszona ze względu na słabe własności zbiornikowe, szczególnie małą przepuszczalność, $E_p = 0,05$.

Zgodnie ze wskazaną formułą K. Słupczyńskiego [12] dla oceny wielkości współczynnika szcerpania zasobów jego wielkość dla złoża Iwonicz-Zdrój wynosi:

$$RF = 0,1 + 0,09 + 0,02 + 0,05 = 0,26$$

Podsumowanie i wnioski

Geologiczne uwarunkowania fałdowej budowy Karpat zewnętrznych ściśle pokrywają się z rozpoznaną architekturą antykliny iwoniczkiej. Stromy, bliski równoleżnikowemu przebieg fałdów, z odsłaniającymi się na powierzchni coraz to starszymi utworami, profilem litologicznym od kredy dolnej do oligocenu, sprzyja formowaniu się złóż węglowodorów. Punktem wyjściowym do oceny warunków energetycznych oraz stopnia szcerpania zasobów geologicznych był wykres krzywych spadku wydobycia płynów złożowych skonstruowany na bazie książek odwiertów. Na tej podstawie zasoby wydobywalne złoża Iwonicz-Zdrój oszacowane zostały zgodnie z przyjętymi wytycznymi w wymiarze 168,351 tys. ton (z możliwym błędem $\pm 0,0224$ tys. ton). Ewaluacja systemu energetycznego akumulacji ropy naftowej i jego zestawienie z wzorcami teoretycznymi wskazały na dominację reżimu gazu rozpuszczonego i wodno-aporowego, wraz z niewielkim oddziaływaniem w ostatnich latach eksploatacji drenażu grawitacyjnego. Opierając się na przedstawionej formule, wykalkulowano wielkość poszczególnych składowych współczynnika RF (*recovery factor*), zwanego także współczynnikiem szcerpania zasobów, którego końcowa wielkość jest równa 0,26.

Obliczenie wielkości zasobów geologicznych na podstawie krzywych spadku wydobycia sprowadza się do przekształcenia prostego równania, z którego wynika, że są one równe ilorazowi wielkości całkowitego wydobycia i współczynnika szcerpania RF . Oszacowane pierwotne zasoby geologiczne złoża Iwonicz-Zdrój wyniosły 648,077 tys. ton ropy naftowej. Ta wielkość może być obciążona błędem obliczeniowym $\pm 25\%$.

W wykorzystywanym do analizy systemu energetycznego diagramie krzywych spadku wydobycia składowa wody złożowej przybierała dość nietypowy kształt. Mógł on świadczyć o stosowaniu wtórnych metod eksploatacji, poprzez zwiększenie energii wewnętrznej złoża wskutek pozakonturowego zatłaczania wody. Zebrane informacje zaprzeczają tym przypuszczeniom, a nagły i wysoki przyrost eksploatowanej wody złożowej mógł mieć swą przyczynę w nieszczelności rur okładzinowych otworów wiertniczych na poziomie II piaskowca ciężkowickiego, w którym to znajdują się wody Uzdrowiska Iwonicz-Zdrój.

Na podstawie przeprowadzonej analizy należy wnioskować, że złożo ropy naftowej Iwonicz-Zdrój jest w końcowym etapie eksploatacji, której czas zależy od panujących warunków ekonomicznych.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2013, nr 11, s. 821–828

Literatura

- [1] Dusza R., Dudek J., Geron S.: *Dokumentacja geologiczna złoża ropy naftowej antykliny Iwonicz-Zdroju. Dodatek nr 4*. Archiwum PGNiG, Krosno 1993.
- [2] Głowacki E., Habrewski A., Gorka H.: *II dokumentacja geologiczna złoża ropy naftowej Iwonicz-Zdroj*. Archiwum PGNiG, Krosno 1956.
- [3] Karnkowski P.: *Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. T. 2. Karpaty i zapadlisko przedkarpackie*. Krakow 1993.
- [4] *Książki odwiertów – złożo Iwonicz-Zdroj*. Archiwum PGNiG, Krosno.
- [5] Książkiewicz M.: *Budowa geologiczna Polski. T. 4. Tektonika. Vol. 3. Karpaty*. Warszawa, Wydawnictwo Geologiczne, 1972.

- [6] Lubas J., Such J.: *Ocena stopnia szczypania karpaccich złozy ropy naftowej*. Nafta-Gaz 2008, nr 9, s. 565–572.
- [7] Niec M., Grzybek I., Kozimor T., Potera J., Przeniosło S., Słupczyński K., Zawisza L.: *Zasady dokumentowania złozy ropy naftowej, gazu ziemnego i metanu w pokładach węgla*. Ministerstwo Środowiska, Departament Geologii i Koncesji Geologicznych, Komisja Zasobów Kopaliny, Warszawa 2002, s. IX, 35.
- [8] Oszczytko N., Słaczka A., Zytko K.: *Regionalizacja tektoniczna Polski – Karpaty zewnętrzne i zapadlisko przedkarpaccie*. Przegląd Geologiczny 2008, vol. 56, s. 927–935.
- [9] Skarbek K., Kwolek S.: *Dokumentacja geologiczna złozy ropy naftowej antykliny Iwonicza-Zdroju (Iwonicz-Zdroj, Zboiska, Draganowa)*. Archiwum PGNiG, Krosno 1954.
- [10] Słaczka A., Kruglow S., Golonka J., Oszczytko N., Popadyuk I.: *Geology and Hydrocarbon Resources of the Outer Carpathians, Poland, Slovakia and Ukraine: General Geology*. Memoir – American Association of Petroleum Geologists 2005, vol. 84, s. 221–258.
- [11] Słupczyński K., Semyrka R., Marcinkowski A., Sobolewski J., Szewczyk E.: *Krzywe spadku wydobywania i kwantyfikacja stopnia szczypania „starych” karpaccich złozy ropy naftowej*. Gornictwo Odkrywkowe 2009, R. 50, vol. 2–3, s. 129–135.
- [12] Słupczyński K., Semyrka R., Zawisza L., Zoldani-Szelest A.: *Ocena wielkości zasobów geologicznych złozy ropy naftowej w Karpatach i ich stopnia szczypania, bedacych w koncowym etapie eksploatacji*. Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego. Krakow 2008.
- [13] Swierczewska A.: *The interplay of the thermal and structural histories of the Magura Nappe (Outer Carpathians) in Poland and Slovakia*. Mineralogia Polonica 2005, vol. 36.
- [14] Wachel W., Cisek B., Madry Z.: *Dokumentacja geologiczna złozy ropy naftowej antykliny Iwonicza-Zdroju. Dodatek nr 3*. Archiwum PGNiG, Jaslo 1971.
- [15] Wachel W., Kwolek S., Blazejewski W.: *Dokumentacja geologiczna złozy ropy naftowej antykliny Iwonicza-Zdroju – w warstwach czarnorzeckich w rejonie Klimkowki. Dodatek nr 2*. Archiwum PGNiG, Jaslo 1969.



Mgr inż. Marcin MAJKRZAK
Inżynier branżowy w Zakładzie Inżynierii Naftowej.
Instytut Nafty i Gazu
ul. Lubicz 25A
31-503 Kraków
E-mail: marcin.majkrzak@inig.pl

OFERTA

ZAKŁAD INŻYNIERII NAFTOWEJ

Zakres działania:

- analiza przyczyn oraz badania stopnia uszkodzenia skał zbiornikowych w strefie przyotworowej;
- ocena głębokości infiltracji fazy ciekłej do skał zbiornikowych;
- pomiary parametrów reologicznych cieczy i niektórych ciał stałych w zakresie temperatur -40 do 200°C oraz ciśnień do 150 bar;
- badania oraz dobór cieczy roboczych i solanek do prac związanych z oprobowaniem i rekonstrukcją odwiertów;
- monitorowanie, prognozowanie i wykrywanie stref anomalnie wysokich ciśnień porowych i złożowych w profilach wierconych i projektowanych otworów wiertniczych;
- ocena stateczności ścian otworów wiertniczych;
- określanie zdolności produkcyjnej odwiertów;
- symulacja eksploatacji kawernowych podziemnych magazynów gazu w wysadach solnych, z uwzględnieniem konwergencji komór;
- zastosowanie technologii mikrobiologicznych do stymulacji odwiertów oraz usuwania osadów parafinowych w odwiertach i instalacjach powierzchniowych;
- fotograficzne i internetowe dokumentowanie rdzeni wiertniczych;
- określanie właściwości mechanicznych oraz sejsmoakustycznych skał w próbach okruszowych;
- analiza zjawisk migracji i ekshalacji gazu ziemnego oraz występowania ciśnień w przestrzeniach międzyrurowych;
- modelowanie obiektów złożowych i opracowywanie specjalistycznego oprogramowania z zakresu inżynierii naftowej.



Kierownik: mgr inż. Paweł Budak
Adres: ul. Lubicz 25A, 31-503 Kraków
Telefon: 12 421-00-33 w. 281
Faks: 12 430-38-85
E-mail: pawel.budak@inig.pl

