

DZIAŁALNOŚĆ POSZUKIWAWCZO-WYDOBYWCZA GRUPY KAPITAŁOWEJ POLSKIEGO GÓRNICTWA NAFTOWEGO I GAZOWNICTWA SA ZA GRANICĄ (STAN NA LIPIEC 2016 r.)

FOREIGN EXPLORATION AND PRODUCTION ACTIVITIES OF THE POLISH OIL AND GAS COMPANY CAPITAL GROUP (AS OF JULY 2016)

MAREK WOSZCZYK¹, JÓZEF DZIEGIEŁOWSKI¹, PAWEŁ ZDANOWSKI², ANDRZEJ KACZOROWSKI³,
IWONA MATUSZEWSKA², MAREK KOPRIANIUK³, PRZEMYSŁAW KROGULEC³, MATEUSZ GÓRNIAK³,
ANNA BASZKIEWICZ², JOANNA URBANIEC², ZDZISŁAW KOŁODZIEJCZYK²

Abstrakt. Jednym z kluczowych elementów kolejnych strategii biznesowych Grupy Kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA (PGNiG SA) jest rozszerzenie działalności poszukiwawczo-wydobywczej firmy poza granice Polski. Uzyskanie dostępu do złóż zagranicznych pozwala na rozbudowę potencjału własnych zasobów oraz wyjście spółek GK na rynki zagraniczne. Artykuł szczegółowo omawia zakres prac prowadzonych przez specjalistów PGNiG SA na koncesjach za granicą oraz przybliża zagadnienia związane z geologią poszczególnych regionów. Przykładem wspomnianej aktywności jest działalność PGNiG Upstream International na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Spółka eksploatuje tam złoża ropne i ropno-gazowe (Skarv, Morvin, Vale i Vilje, a niebawem również Gina Krog i Snadd), prowadzi także prace poszukiwawcze w sąsiedztwie eksploatowanych złóż oraz w rejonach słabiej rozpoznanych geologicznie. Innym przejawem aktywności firmy jest jej działalność w Danii (Południowa Jutlandia) i Niemczech (Południowa Brandenburgia), gdzie poszukiwania skupiają się na, dobrze znanym polskim geologom, poziomie zbiornikowym dolomitu głównego (Ca2). W poziomie tym PGNiG SA odkryło, udokumentowało i udostępniło do produkcji dwa największe złoża ropno-gazowe w Polsce (BMB i LMG). W Pakistanie z kolei PGNiG SA z powodzeniem prowadzi poszukiwania na, zlokalizowanej w prowincji Sindh, koncesji Kirthar, gdzie od niedawna trwa eksploatacja złoża Rehman, a w nieodległej perspektywie czasowej do produkcji zostanie włączone nowoodkryte złożo Rizq. Całość uzupełnia działalność w Libii i Egipcie. Prace poszukiwawcze prowadzone w Libii przez POGC Libia BV koncentrują się w basenie naftowym Murzuq na obszarze koncesyjnym 113 i trwają nadal, mimo ogłaszanego stanu siły wyższej, w praktyce zawieszającego prace połowe. W Egipcie PGNiG SA prowadziło poszukiwania na koncesji Bahariya, zlokalizowanej w północnej części egipskiej Pustyni Zachodniej, jednak niesatysfakcjonujące wyniki prac skłoniły do opuszczenia tego kraju.

Słowa kluczowe: PGNiG, Norwegia, Dania, Niemcy, Pakistan, Libia, Egipt.

Abstract. Among the key elements of the PGNiG Group business strategies is the expansion of exploration and production activities outside Poland. Gaining access to foreign deposits allows for the expansion of the potential of own resources and entering foreign markets. The article provides both a detailed description of the scope of works carried out by PGNiG SA specialists at licenses located abroad, and information of issues related to the geology of individual regions. Operations carried out by PGNiG Upstream International on the Norwegian continental shelf are an example of the activities. The company operates oil as well as oil and gas deposits (Skarv, Morvin, Vale, Vilje, and soon, also Gina Krog and Snadd), and carries out exploration works in the vicinity of the operated deposits, as well as in the areas that are less recognized from the geological point of view. Another forms of the company activities are operations in Denmark (South Jutland) and Germany (South Brandenburg) where the research focuses on the Main Dolomite (Ca2) reservoir level that is well-known to the Polish geologists. Two of the largest oil and gas deposits in Poland (BMB and LMG) have been discovered, documented and developed for the

¹ PGNiG Upstream International AS, Vestre Svanholmen 4, 4313 Sandnes, Norway; e-mail: marek.woszczyk@pgnig.no, jozef.dziegielowski@pgnig.no.

² PGNiG SA – Oddział Geologii i Eksploatacji, ul. Kasprzaka 25A, 01-224 Warszawa; e-mail: pawel.zdanowski@pgnig.pl; iwona.matuszewska@pgnig.pl; anna.baszkievicz@pgnig.pl; joanna.urbaniec@pgnig.pl; zdzislaw.kolodziejczyk@pgnig.pl.

³ Oddział Operatorów PGNiG SA w Pakistanie, 6th floor Ufone Tower, Jinnah Avenue Blue Area, Islamabad 44000, Pakistan; e-mail: andrzej.kaczorowski@pgnig.pk, marek.koprianiuk@pgnig.pk, przemyslaw.krogulec@pgnig.pk, mateusz.gorniak@pgnig.pk.

production by PGNiG SA at this level. In Pakistan, in turn, PGNiG SA successfully conducts exploration at the Kirthar license, located in the Sindh Province, where exploitation of the Rehman deposit has recently been launched; the exploitation of the newly discovered Rizq deposit will also be launched in the near future. Operations are complemented by activities in Libya and Egypt. The exploration works conducted in Libya by POGC Libya BV are focused in the Murzuq petroleum basin at concession area no. 113, and are continued despite the announced force majeure state that, in practice, means holding up the field works. PGNiG SA has conducted exploration works at the Bahariya license located in the northern part of the Egyptian Western Desert, however, unsatisfactory results led the company to leave this country.

Key words: PGNiG, Norway, Denmark, Germany, Pakistan, Libya, Egypt.

NORWEGIA

Marek Woszczyk, Józef Dzięgielowski

Początek działalności PGNiG SA na Norweskim Szelfie Kontynentalnym przypada na 2007 r., kiedy to firma nabyła udziały w złożu ropy naftowej i gazu ziemnego Skarv od firmy Exxon Mobil. Złoże to znajduje się ok. 70 km na południe od koła podbiegunowego i ok. 200 km na zachód od lądu Norwegii. Na bazie tego projektu, w drugiej połowie

2007 r., założono spółkę PGNiG Norway AS z siedzibą w Sandnes. W 2007 r. firma PGNiG Norway przeszła pozytywnie proces prekwalfikacji i uzyskała zgodę na prowadzenie prac poszukiwawczo-wydobywczych na Szelfie Norweskim jako partner koncesyjny. W 2009 r., po przeprowadzeniu kolejnego procesu prekwalfikacji, rząd norweski przyznał firmie PGNiG Norway AS status operatora. Z dniem 1.04.2013 r., decyzją Zarządu PGNiG SA, nazwę firmy zmieniono na PGNiG Upstream International AS. Wyłącznym właścicielem jest PGNiG SA.

Aktualnie PGNiG UI zatrudnia 35 pracowników z 5 krajów, posiada udziały w 19 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych, zlokalizowanych w różnych obszarach szelfu (fig. 1).

W portfelu aktywów PGNiG UI znajdują się koncesje obejmujące udziały w 4 złożach produkcyjnych – Skarv, Vilje, Vale i Morvin, w 2 złożach będących w fazie zagospodarowania – Snadd i Gina Krog – oraz w 10 koncesjach poszukiwawczych.

Na dwóch koncesjach poszukiwawczych, PL799 i PL838, firma posiada status operatora.

Na posiadanych koncesjach PGNiG UI prowadzi prace poszukiwawczo-produkcyjne we współpracy z partnerami biznesowymi, takimi jak: Statoil Petroleum SA, BP Norge, Total, DEA Norge AS, Edison Norge AS, OMV AS, VNG Norge AS, ENI Norge, Centrica Resources AS, Det norske ASA, Tullow Oil Norge AS czy Kufpec Norway AS.

CHARAKTERYSTYKA ZŁOŻ, W KTÓRYCH PGNiG UI POSIADA UDZIAŁY

Złóża Skarv i Snadd

Złoże gazu ziemnego i ropy naftowej Skarv zostało odkryte w 1998 r. przez firmę Amoco. W 1999 r. firma Den norske stats oljeselskap ASA, w sąsiedztwie złoża Skarv, w tych samych jurajskich formacjach geologicznych, odkryła złoże gazu ziemnego Idun (fig. 2). Złóża te w 2008 r. włączono do wspólnego projektu zagospodarowania nazwanego Projektem Skarv.

Obecnie operatorem Projektu Skarv jest firma BP Norge, która posiada 23,8350% udziałów, a partnerami są: Statoil Petroleum – 36,1650% udziałów, DEA Norge – 28,0825% udziałów i PGNiG UI – 11,9175% udziałów.

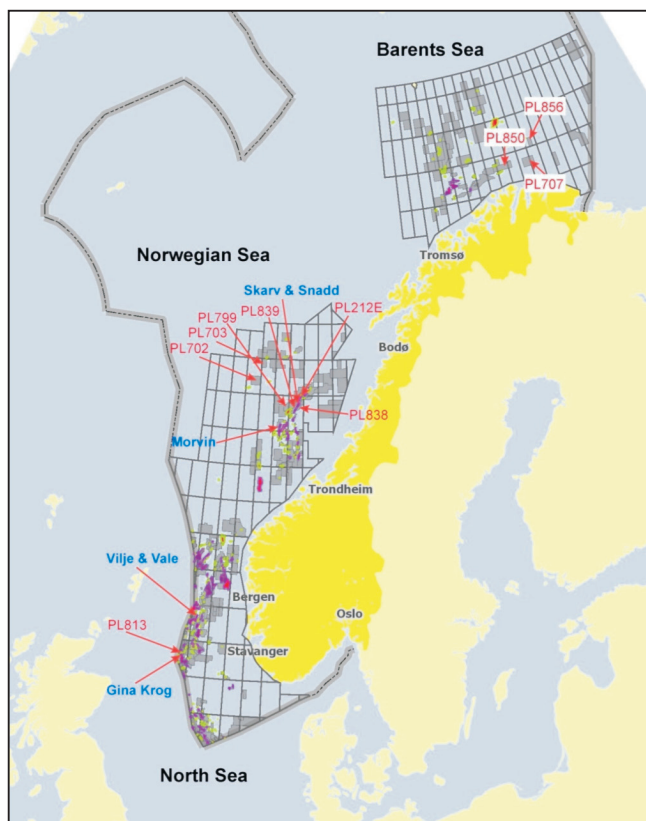


Fig. 1. Mapa lokalizacji aktywów PGNiG UI na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (Factpages.npd.no, zmodyfikowana)

Kolorem niebieskim zaznaczono złoża odkryte. Kolorem czerwonym zaznaczono koncesje poszukiwawcze, w których PGNiG UI posiada udziały

Location map of PGNiG UI assets on the Norwegian Continental Shelf (Factpages.npd.no, modified)

Discovered reservoirs are marked blue. Exploration licenses, in which PGNiG UI holds shares, are marked red

Głębokość wody morskiej, w miejscu zalegania tych złóż waha się od 350 do 450 m.

Nagromadzenia węglowodorów w złożach Skarv i Idun udokumentowano w pułapce strukturalno-tektonicznej, ograniczonej od północno-zachodniej strony uskokiem normalnym o rzucie od 400 do 1600 m (fig. 3). Struktura ta jest podzielona uskokiemi na segmenty, które zalegają na głębokości od 3300 do 3700 m. Głównymi skałami zbiornikowymi są piaskowce jury środkowej i dolnej, formacji Garn, Ile i Tilje, charakteryzujące się bardzo dobrymi i dobrymi właściwościami zbiornikowymi (przepuszczalność piaskowców formacji Garn przekracza niekiedy 10 darcy).

Złoże Snadd odkryto w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Skarv. W odkryciu i dokumentowaniu tego złoża brało udział PGNiG UI. Złoże to udokumentowano w górnokredowych piaskowcach formacji Lysing. Piaskowce te osadziły się w środowisku głębokomorskim, w formie wydłużonych stożków turbidytowych, rozciągających się wzdłuż zachodniego skrzydła Wyniesienia Nordland. Pułapka ta posiada charakter stratygraficzno-strukturalny, a obecność węglowodorów objawia się między innymi występowaniem wyraźnych *bright spot*'ów na profilach sejsmicznych (fig. 3). Złoże to zalega na głębokości ok. 2700 m i jest podzielone na trzy segmenty: Snadd South, Snadd North i Snadd Outer, które najprawdopodobniej stanowią jedną, ciągnącą się na ponad 60 km pułapkę złożową. Do chwili obecnej strukturę tę rozwiercono 4 otworami poszukiwawczymi (po jednym odwierconym na obiektach Snadd South i Outer oraz dwoma na segmencie Snadd North).

Produkcję węglowodorów na projekcie Skarv rozpoczęto w grudniu 2012 r. Złoże jest eksploatowane 15 odwiertami, wśród których 6 odwiertów horyzontalnych produkuje ropę naftową, 5 – gaz ziemny, a 2 to otwory zatłaczające.

Produkcja węglowodorów jest prowadzona z wykorzystaniem nowej, pływającej platformy produkcyjnej (FPSO – *floating production, storage and offloading vessel*), zakotwiczonej na morzu w rejonie złoża (fig. 4).

Gaz ziemny w znacznej części jest zatłaczany do horyzontów ropnych, w celu zwiększenia współczynnika szczypania. Pozostała część gazu (ok. 2/3 produkcji) jest wysyłana, za pomocą istniejących systemów gazociągów przesyłowych do Europy (po wcześniejszym jego oczyszczeniu w miejscowości Kårstø – SW Norwegia). Ropa naftowa, po napełnieniu przestrzeni magazynowej jednostki FPSO, jest przeladowywana na tankowce i sprzedawana na rynku paliw. Gaz ziemny zatłaczany do horyzontów ropnych, w celu zwiększenia współczynnika szczypania ropy, zostanie ponownie wydobyty i dostarczony na rynek po zakończeniu produkcji ropy.

Pierwotne zasoby wydobywalne złoża Skarv wynoszą (Norweski Dyrektoriat Naftowy – NPD): 17,9 mln Sm³ (standard cubic meter) ropy naftowej, 43,8 mld Sm³ gazu ziemnego oraz 5 mln ton NGL (*natural gas liquids*).

Stan pozostałych do wydobywania zasobów na dzień 31.12.2015 r. przedstawia się następująco: ropa naftowa – 9,3 mln Sm³, gaz ziemny – 33,2 mld Sm³, NGL – 3,8 mln ton.

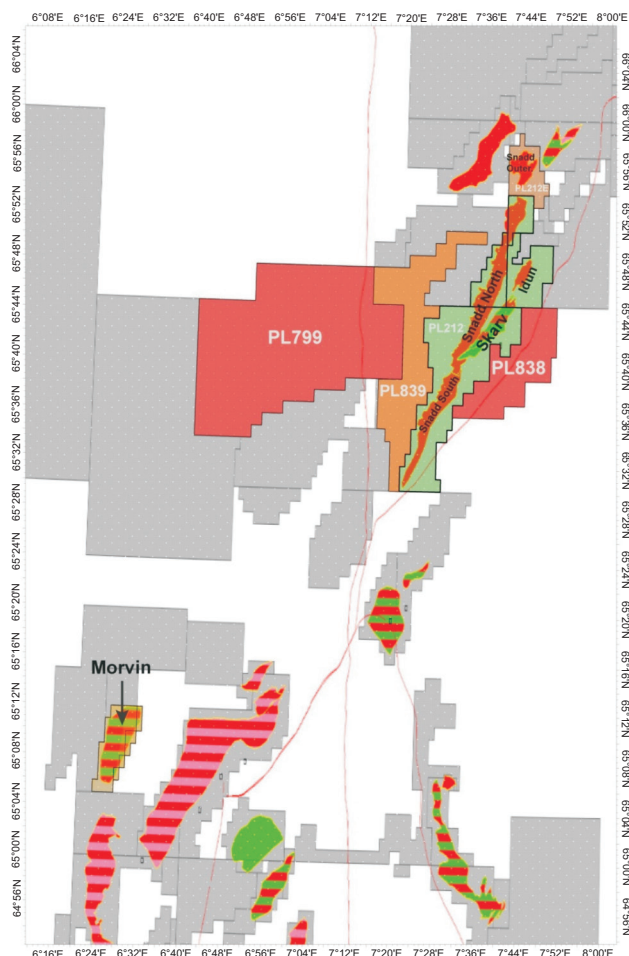


Fig. 2. Mapa lokalizacyjna złóż i koncesji produkcyjnych z rejonu Haltenbanken

Na mapie zaznaczono lokalizację złóż i koncesji poszukiwawczych, w których PGNiG UI posiada udziały. Źródło: Baza danych PGNiG UI

Location map of reservoirs and production licenses in the Haltenbanken region

Location of reservoirs and production licenses in which PGNiG UI holds shares. Source: PGNiG UI database

Dokumentacja Geologiczna Złoża Snadd (PDO) jest obecnie opracowywana. Złoże to znajduje się w fazie planowania zagospodarowania.

Złoże Morvin

Złoże Morvin znajduje się na Morzu Norweskim, w odległości ok. 85 km na południowy zachód od złoża Skarv (fig. 1, 2). Odkryto je w 2001 r., a dokumentację geologiczną złoża wraz z planem zagospodarowania (PDO) zatwierdzono w 2008 r. Eksploatację złoża rozpoczęto w sierpniu 2010 r.

Złoże to odkryto w piaskowcach środkowojurajskich formacji Garn i Ile. Piaskowce formacji Garn są stosunkowo czyste i homogeniczne, natomiast formacji Ile – zawierają wkładki ilaste.

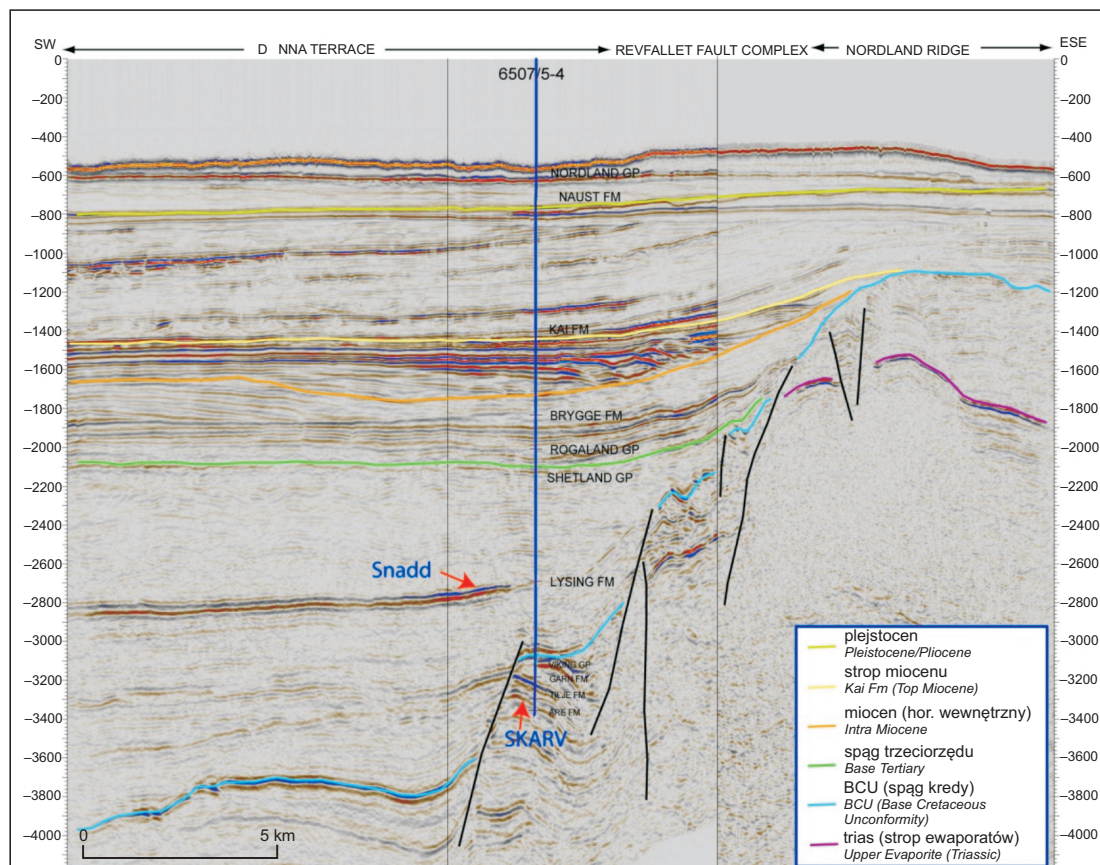


Fig. 3. Przekrój sejsmiczny przez złoża Skarv i Snadd (źródło: baza danych PGNiG UI)

Seismic profile through the Skarv and Snadd fields (source: PGNiG UI database)

Jest to złożo o anomalnie wysokim ciśnieniu złożowym i temperaturze (pierwotne ciśnienie złożowe wynosiło 818 bar/162 °C). Głębokość zalegania waha się od 4500 do 4800 m. Ze względu na wysokie ciśnienie, ropa naftowa jest produkowana samoczynnie, bez wspomaganie zatłaczaniem.

Operatorem jest firma Statoil Petroleum (64% udziałów), a partnerami firmy – Eni Norge (30%) i PGNiG UI (6% udziałów).

Pierwotne zasoby wydobywalne wynosiły: 10,1 mln Sm³ ropy naftowej, 4,7 mld Sm³ gazu ziemnego i 1,7 mln ton NGL.

Stan zasobów wydobywalnych na dzień 31.12.2015 r. przedstawia się następująco: ropa naftowa – 3,5 mln Sm³, gaz ziemny – 2,2 mld Sm³, NGL – 0,7mln ton.

Złoża Vilje

Złożo Vilje odkryte w 2003 r. w piaskowcach turbidytych paleocenu, w formacji Heimdal. Zalega ono na głębokości ok. 2150 m od poziomu morza. Piaskowce złożowe posiadają bardzo dobre własności zbiornikowe, porowatość ok. 25%, a przepuszczalność dochodzi nawet do 2 darcy.

Złożo to jest zlokalizowane w centralnej części Morza Północnego, ok. 20 km na północ od złoża Alvheim, gdzie znajduje się pływająca platforma wydobywcza FPSO Alvhe-

im. Do FPSO jest podłączone także złożo Vilje (fig. 5). Eksploatacja złoża rozpoczęła się w sierpniu 2008 r.

Operatorem jest firma Det norske oljeselskap ASA, która posiada 46,904% udziałów, a partnerami firmy Statoil Petroleum AS (28,853%) i PGNiG UI (24,243%).

Głębokość wody morskiej wynosi ok. 120 m.

Pierwotne zasoby wydobywalne wynosiły: 13,4 mln Sm³ ropy naftowej. Zasoby pozostałe do wydobywania na dzień 31.12.2015 r. wynoszą 2,8 mln Sm³ ropy naftowej.

Złożo Vale

Złożo gazu ziemnego i kondensatu Vale zostało odkryte przez firmę Elf Petroleum Norge AS w 1991 r. Jest zlokalizowane w sąsiedztwie złoża Vilje (fig. 5). Skałą zbiornikową są piaskowce jury środkowej formacji Brent, które zalegają na głębokości ok. 3700 m p.p.m.

Eksploatację złoża rozpoczęto w 2002 r., podłączając je do platformy produkcyjnej Heimdal. Produkcja jest prowadzona w systemie wodnonaporowym.

Operatorem jest firma Centrica Resources (Norge) AS, która posiada 50% udziałów, a partnerami firmy Lotos Exploration and Production Norge AS (25,757%) oraz PGNiG UI (24,243%).

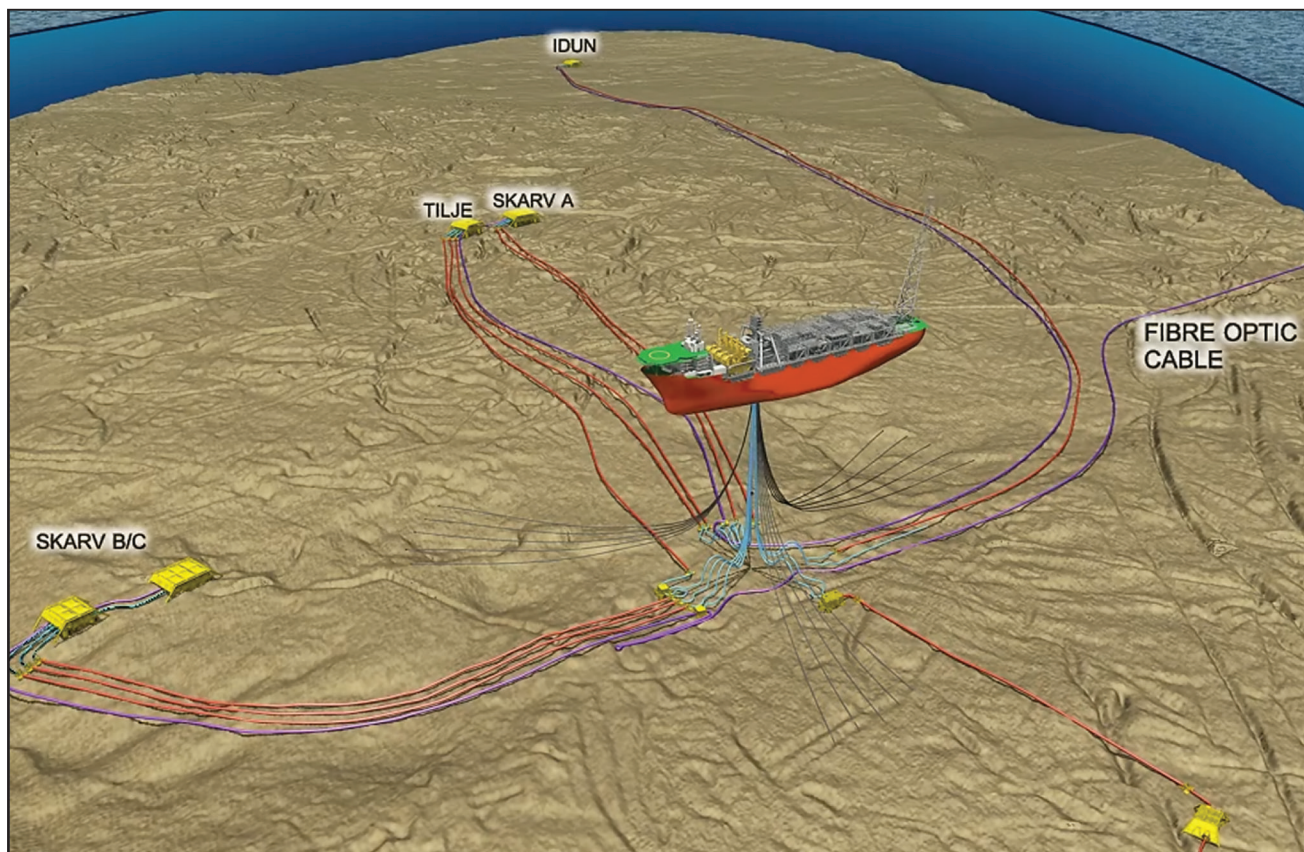


Fig. 4. Sposób zagospodarowania złoża Skarv

Na dnie morza zainstalowano 5 głowic wielootworowych (templates), Idun, Tilje, Skarv A, Skarv B i Skarv C, z których odwiercono otwory eksploatacyjne. Węglowodory z wielootworowych głowic produkcyjnych (templatów) przesyłane są za pomocą systemów gazociągów i tzw. riserów do platformy pływającej FPSO, zacumowanej w rejonie zalegania złoża (BP NORGE AS, 2007)

The way of Skarv field development

At the bottom of the sea, 5 templates were installed: Idun, Tilje, Skarv A, B and Skarv Skarv C, from which production wells were drilled. A hydrocarbon stream from templates is sent via pipeline systems and risers to the floating platform FPSO, moored in the hydrocarbon field area (BP NORGE AS, 2007)

Pierwotne zasoby wydobywalne wynosiły: 2,5 mln Sm³ ropy naftowej i 2,50 mld Sm³ gazu ziemnego.

Zasoby pozostałe do wydobycia na dzień 31.12.2015 r. wynoszą: 0,5 mln Sm³ ropy naftowej i 0,7 mld Sm³ gazu ziemnego.

Złoże Gina Krog

Złoże Gina Krog zostało odkryte w 1978 r. przez firmę Norsk Hydro Produksjon AS w centralnej części Morza Północnego (fig. 1, 6). W 2007 r. Statoil odwiercił otwór poszukiwawczy we wschodniej części struktury, którym odkrył złożę ropy naftowej z czapą gazową o znaczących zasobach.

Jest to złożę ropno-gazowe, skałą zbiornikową są piaskowce jury środkowej formacji Hugin, zalegające na głębokości ok. 3700 m.

Dokumentacja geologiczna złoża wraz z Planem Zagospodarowania (PDO) została zatwierdzona przez Ministr-

stwo Węglowodorów i Energii w maju 2013 r. PGNiG UI nabyło udziały w tym złożu w grudniu 2014 r.

Operatorem złoża jest firma Statoil Petroleum AS, która posiada 58,7% udziałów. Partnerami są: Total E&P Norge AS (30%), PGNiG UI (8%) oraz Det norske oljeselskap ASA (3,3%).

Złoże znajduje się w fazie zagospodarowania i jest zaliczane do grupy największych projektów, będących obecnie w fazie zagospodarowania na Szelfie Norweskim. Uruchomienie produkcji ze złoża jest planowane na połowę 2017 r.

Produkcja węglowodorów prowadzona będzie z wykorzystaniem specjalnie wybudowanej platformy produkcyjnej (*standalone processing and living quarter platform*) usadowionej na dnie morza za pomocą specjalnej konstrukcji typu jacket. Wydobycie ropy wspomagane będzie przez zatłaczanie gazu ziemnego do strefy ropnej. Na złożu planuje się odwiercenie w pierwszym etapie 14 odwiertów produkcyjno-zatłaczających.

DANIA I NIEMCY

Paweł Zdanowski

PGNiG SA jest firmą, która nieprzerwanie od lat sześćdziesiątych ubiegłego wieku prowadzi poszukiwania węglowodorów w południowym basenie permskim (SPB). W obrębie tego basenu poszukiwania skoncentrowane są głównie w zachodniej i północno-zachodniej Polsce.

Właśnie tu, w obrębie cechsztyńskich utworów dolomitu głównego (Ca2), PGNiG SA odkryło, udokumentowało i udostępniło do produkcji dwa największe złoża ropno-gazowe w Polsce: Barnówko–Mostno–Buszewo oraz Lubiatów–Międzychód–Grotów. Złoża te są największymi akumulacjami ropy naftowej w Ca2 rozpoznanyymi w obrębie całego basenu. Zasięg utworów Ca2 rozciąga się od wschodnich wybrzeży Anglii, przez Morze Północne, Holandię, Niemcy, Danię, Polskę. Jego północno-wschodni kraniec znajduje się na terytorium Obwodu Kaliningradzkiego i Litwy (fig. 7).

Specjaliści związani z PGNiG SA nieustannie wzbogacają doświadczenie i testują nowe techniki stosowane w poszukiwaniu, rozpoznawaniu i udostępnianiu problematycznych (wysokie gradienty ciśnień złożowych, zagrożenie siarkowodorowe, aktywne sole cechsztyńskie) złóż, jakimi są aku-

mulacje węglowodorów w obrębie Ca2. Unikalne doświadczenie, praktyka i liczne sukcesy poszukiwawcze spowodowały, że firma zainteresowała się rozszerzeniem obszaru zainteresowania w inne, słabiej rozpoznane rejony SPB. Takimi obszarami bez wątpienia są obszar Południowej Jutlandii w Danii oraz wschodnie landy Niemiec.

System naftowy rozpoznany w tych rejonach jest analogiczny do tego, który występuje w Polsce na bloku Gorzowa. Skałą macierzystą są utwory Ca2, głównie facje skłonu platform oraz niskoenergetyczne utwory lagunowe, w których powszechnie występują utwory mikrobialne – sinice i glony (Depowska, 1997; Wagner, Kotarba, 2004; Kotarba, Wagner, 2007; Czeakański i in., 2010; Słowakiewicz i in., 2013). Utwory te są zasobne w ropotwórczy kerogen typu II.

Skałą zbiornikową w zdecydowanej większości przypadków są utwory Ca2. Najlepsze własności zbiornikowe występują na szczycie platform węglanowych w wysokoenergetycznych, płytkowodnych facjach grainstonów, w facjach lagunowych oraz w facjach piasków węglanowych u podnóża platform węglanowych (Czeakański i in., 2010; Słowakiewicz, Mikołajewski, 2009; Zdanowski, Górniak, 2014).

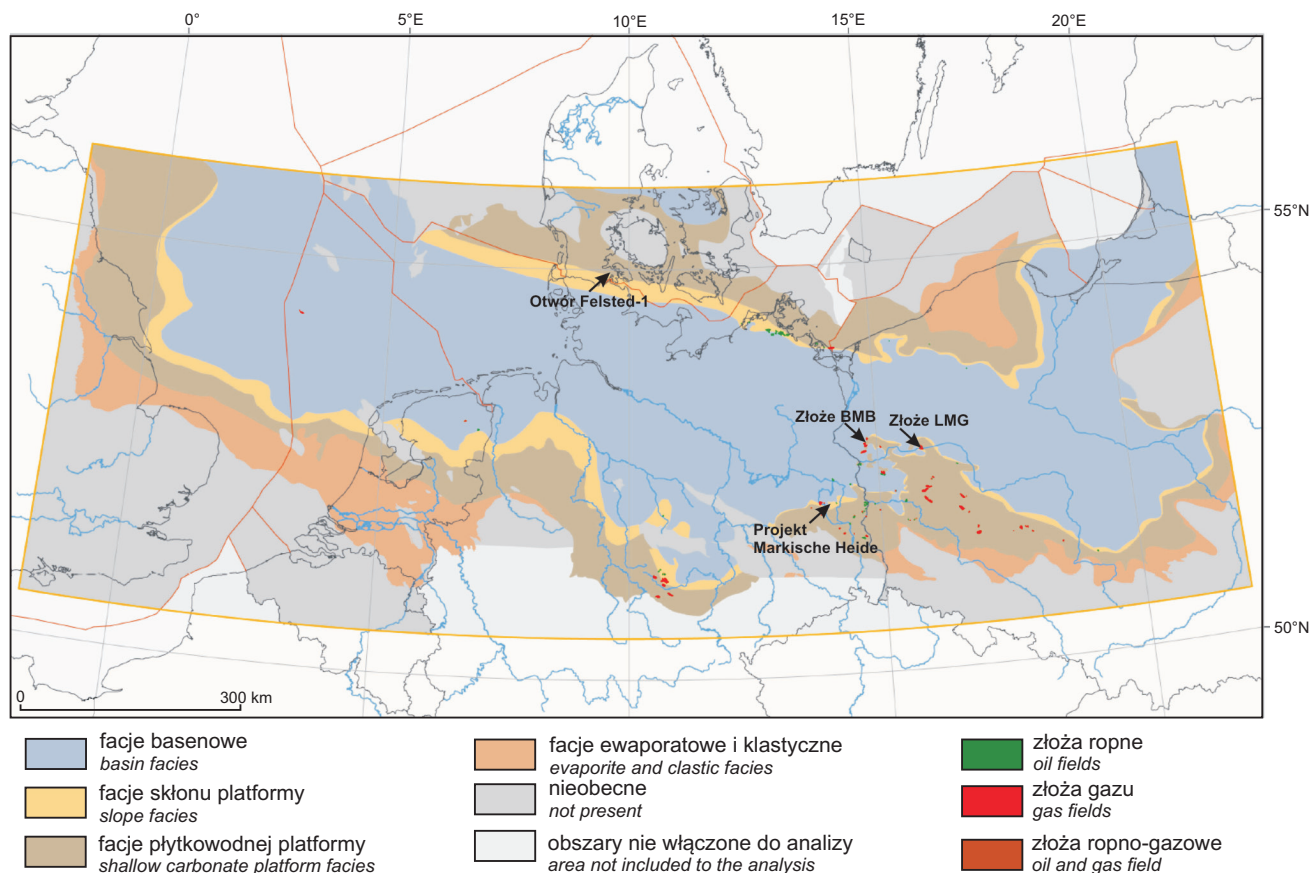


Fig. 7. Współczesne rozprzestrzenienie facji w obrębie dolomitu głównego (Ca2) (wg Peryta i in., 2010)

Present extent of facies of the Main Dolomite (Ca2) (after Peryt *et al.*, 2010)

Przestrzeń porowa powstawała głównie na skutek procesów diagenetycznych: rozpuszczenia, dolomityzacji, rekrystalizacji (Jasionowski, Zdanowski, 2010 w: Peryt i in., 2010; Słowakiewicz i in., 2010).

Bardzo efektywnymi utworami uszczelniającymi od góry i lateralnie są miększe serie ewaporatowe cyklotemu Stassfur: anhydryt podstawowy (A2), sól starsza (Na2). Od dołu Ca2 jest uszczelnione anhydrytami Werry (A1).

Pierwsza zagraniczna licencja poszukiwawcza PGNiG SA w obrębie SPB została pozyskana w 2007 r. w **Danii** na

południe od Ringkøbing-Fyn High – Południowa Jutlandia, przy granicy z Niemcami. Operatorem i posiadaczem 80% udziałów na licencji 1/05 było PGNiG SA, pozostałe 20% udziałów, zgodnie z wymogami prawa duńskiego, posiadała państwowa firma Nordsøfonden. Firma ta zajmuje się zarządzaniem państwowymi udziałami w projektach poszukiwawczo-wydobywczych. Powierzchnia koncesji wynosiła 2000 km², w zobowiązaniach jakie wziął na siebie operator było wykonanie 50 km² zdjęcia sejsmicznego 3D oraz odwiercenie jednego otworu poszukiwawczego.

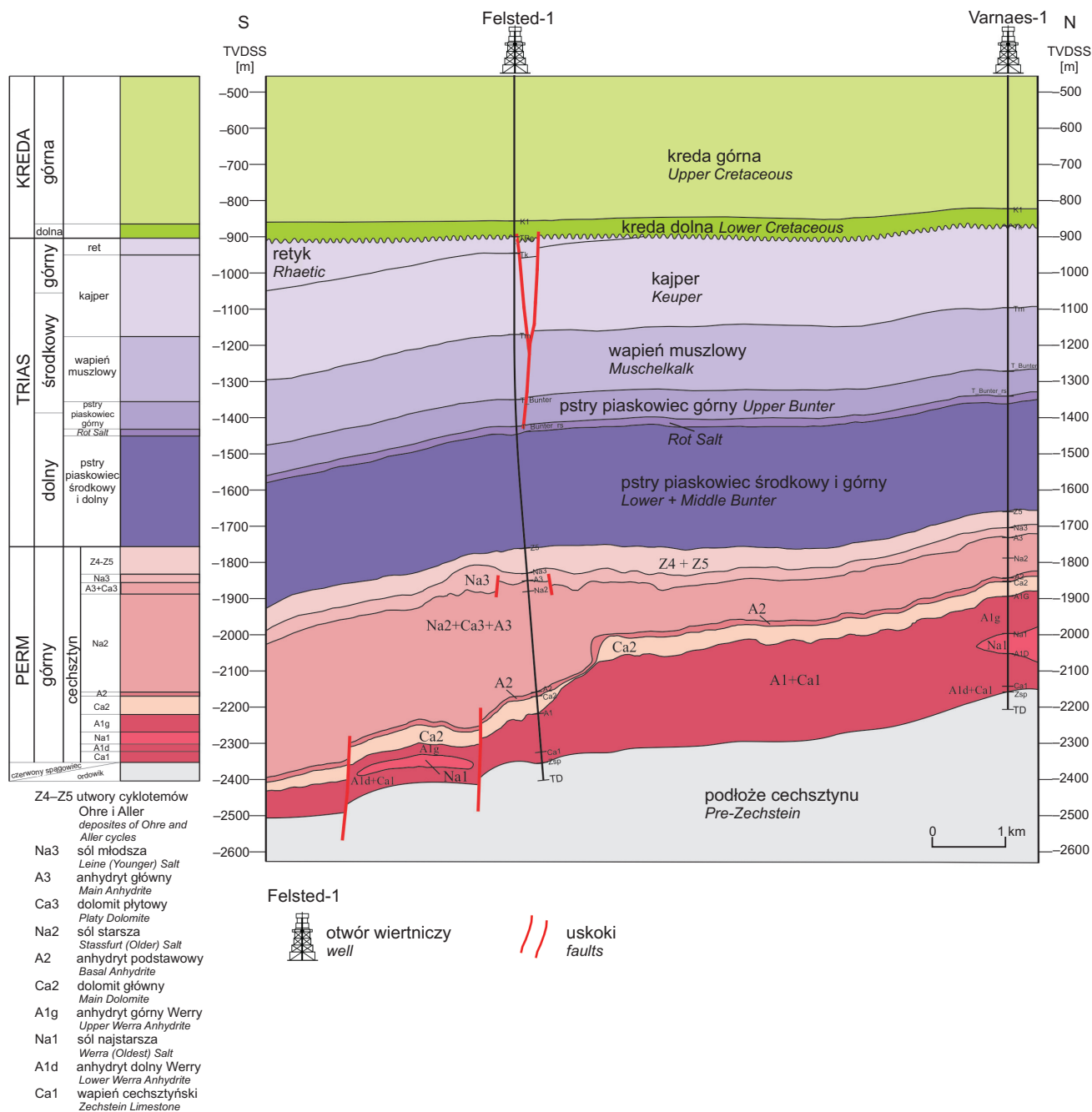


Fig. 8. Przekrój geologiczny wykonany na podstawie sekcji sejsmicznej przechodzącej przez otwory Felsted-1 i Varnæs-1 (wg Socha w: Lukaszewicz i in., 2011)

Geological cross-section based on seismic sections crossing the Felsted-1 and Varnæs-1 wells (after Socha in: Lukaszewicz et al., 2011)

W ramach analiz materiałów archiwalnych pracownicy PGNiG wykonali szereg prac związanych z analizą i przetwarzaniem archiwalnej sejsmiki 2D (współpraca ze specjalistami z Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie), analizą danych otworowych, w tym głównie dostępnych rdzeni (współpraca z Państwowym Instytutem Geologicznym). W wyniku tych prac wytypowano najbardziej interesujący rejon do rozpoznania nową sejsmiką 3D. Rejon ten znajdował się we wschodniej części licencji, w okolicach miejscowości Varnæs i Bovrup.

W 2010 r. Geofizyka Toruń SA, z grupy kapitałowej PGNiG SA, wykonała na zlecenie operatora 43 km sejsmiki 2D oraz 52,4 km² (pełne pokrycie w głębokości odpowiadającej Ca2) sejsmiki 3D. Jakość zdjęcia oceniono bardzo wysoko. Wykonane analizy pozwoliły precyzyjnie wytypować strefy o polepszonych własnościach zbiornikowych w obrębie dolomitu głównego. Jako obiekt rokujący największe szanse na komercyjną akumulację węglowodorów uznano prospekt znajdujący się u podnóża platformy siarczanowo-węglanowej (anhydryt Werry – węglany Ca2 – anhydryt podstawowy). Obiekt wydawał się analogiem polskiego złoża Lubiatów–Sowia Góra w Danii, gdzie jak dotąd nie udokumentowano komercyjnej akumulacji węglowodorów w Ca2.

Otwór poszukiwawczy Felsted-1, który odwiercono na przełomie 2011 i 2012 r. do głębokości 2514 m (wg miary wiertniczej) osiągnął utwory czerwonego spągowca (fig. 8). Wykonawcą prac wiertniczych była firma z grupy kapitałowej PGNiG SA – Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o. Po wykonaniu pomiarów geofizyki wiertniczej oraz opróbowaniu (*modular formation dynamics tester* – MDT) wytypowanych horyzontów w dolomicie głównym, pobrano próbki gazu. Niestety gaz składał się głównie z azotu (średnio 92%). Dodatkowo stwierdzono niewielkie ilości metanu (ok. 4,5%) i siarkowodoru (ok. 1%) oraz niewielkiej ilości węglowodorów cięższych, CO₂, He, H₂. Poniżej akumulacji gazu stwierdzono występowanie wód złożowych. Otwór zli-

kwidowano. Wyniki potwierdziły założenia projektowe, dotyczące stratygrafii i głębokości zalegania poszczególnych horyzontów, oraz własności zbiornikowe Ca2 (Socha i in., 2013), niestety nie potwierdziły się założenia dotyczące zawartości materii organicznej w skale macierzystej. Azot jako medium złożowe często stanowi ryzyko poszukiwawcze w projektach „Ca2” (Zdanowski, Woźniak, 2010).

Zgodnie ze strategią wykorzystywania unikalnego doświadczenia poszukiwawczego w Ca2, PGNiG SA zainteresowało się rejonem **Wschodnich Niemiec**. W 2015 r. PGNiG SA stało się partnerem (36% udziałów) koncesji poszukiwawczej Lübben SW w Południowej Brandenburgii. Operatorem koncesji jest firma Central European Petroleum Ltd. (39% udziałów), zarejestrowana w Kanadzie. Dodatkowo udziały na koncesji posiada austriacka firma RAG (25% udziałów). Koncesja poszukiwawcza ma powierzchnię 414 km², a jej rejon znajduje się na przedłużeniu szelfu obramowanego płytkowodnymi platformami siarczanowo-węglanowymi, który został dobrze rozpoznany w Polsce. W strefie tej udostępniono między innymi złoża ropy naftowej Rybaki, Połęcko, Kosarzyn, Kije, a ostatnio Radoszyn i Ołobok. Dalej na zachód, po stronie niemieckiej, w strefie tej eksploatowano złoża Mittwelde–Trebatsch, Pillgram, Fursenwalde. Na koncesji Lübben (koncesję tę podzielono po podpisaniu umowy z PGNiG SA) w 2013 r. Geofizyka Toruń SA, z grupy kapitałowej PGNiG SA, dokonała akwizycji zdjęcia sejsmicznego 3D. W wyniku interpretacji pozyskanych danych wykartowano strukturę Märkische Heide, która stała się głównym obiektem wytypowanym do rozpoznania w obrębie koncesji Lübben SW. Ciekawostką jest, że ropa generowana w macierzystych facjach dolomitu głównego przemigrowała (uskoki o dużych zrzutach) do piaskowców czerwonego spągowca, cechującego się bardzo dobrymi własnościami zbiornikowymi. Są one dobrze uszczelnione anhydrytami Werry (A1) i solami starszymi (Na2). W chwili obecnej projekt jest w trakcie realizacji.

PAKISTAN

Andrzej Kaczorowski, Przemysław Krogulec, Marek Koprianiuk,
Mateusz Górniak, Iwona Matuszewska

W końcu lat 90., wychodząc naprzeciw lawinowo rosnącemu zapotrzebowaniu na gaz i produkty ropopochodne, kraje Środkowego Wschodu postawiły na intensywny rozwój własnej branży paliwowej, zachęcając do inwestowania utworzeniem systemu ulg i ułatwień oraz korzystną polityką cenową. Polityka rządu Pakistanu doprowadziła w efekcie do znacznego wzrostu zainteresowania zagranicznych firm naftowych. Rozpoczęcie działalności PGNiG w Pakistanie było związane z pojawieniem się wspomnianych powyżej okoliczności, jak również z brakiem istotnej konkurencji ze strony największych graczy rynku naftowego. Oprócz odkrywania nowych złóż węglowodorów, intencją PGNiG było również zapewnienie możliwości zdobycia dodatko-

wych kontraktów firmom serwisowym z Grupy Kapitałowej PGNiG SA.

RYS HISTORYCZNY

Dwie pierwsze koncesje poszukiwawcze w Pakistanie uzyskano w drugiej połowie 1997 r. (blok Khanpur West i Sabzal), kolejną koncesję Mekhtar uzyskano w lutym 1998 r. Prace zadeklarowane na koncesjach Khanpur West i Sabzal (w tym otwór Sabzal-1 i dwa zdjęcia sejsmiczne 2D o łącznej długości 453 km) nie przyniosły spodziewanych wyników złożowych. Analiza ekonomiczna koncesji Mekhtar przeprowadzona po pierwszym etapie badań jednoznacz-

nie wykazała brak zasadności dalszych poszukiwań. W latach 2000–2001 PGNiG SA zaangażowało się z mniejszościowym udziałem w prowadzone na koncesji Nawabshah operacje firmy Tullow. W latach 2001–2003 PGNiG SA prowadziło badania na koncesji Sabzal–South. Po wykonaniu zdjęcia sejsmicznego 2D w ilości 105 km, ostatecznie nie podjęto decyzji o kontynuacji prac.

Aktualnie, od 2005 r., PGNiG prowadzi poszukiwania na koncesji Kirthar, zlokalizowanej w prowincji Sindh ok. 500 km na NW od Karachi. Prace są prowadzone wspólnie z pakistańską firmą Pakistan Petroleum Limited (PPL), operatorem na bloku jest, posiadający 70% udziałów, PGNiG SA.

GEOLOGIA REGIONU

Z geologicznego punktu widzenia koncesja Kirthar jest położona w centralnej części pasa fałdowego Kirthar, wchodzącego w skład zachodniego pasa fałdowego Pakistanu. W obecnym położeniu strefa ta ma charakter silnie transpresyjny, co manifestuje się przesuwczymi strefami uskokuwymi Ornach–Nal oraz Chaman, ograniczających pas fałdowy Kirthar od zachodu. Od wschodu omawiany pas ograniczają plioceńsko-plejstoceniowe, molasowe osady zapadliska przedgórskiego. Omawiany obszar jest silnie sfałdowany (fig. 9).

Regionalna rozciągłość struktur fałdowych, o generalnym kierunku N–S i NNW–SSE, lokalnie jest zaburzana przez strefy uskokuwowe. Pod względem stylu budowy strukturalnej północna część koncesji zasadniczo różni się od części południowej. W części południowej charakterystyczne są szerokopromienne fałdy stojące, o generalnej rozciągłości N–S, związane z ruchami fałdowymi. Od zachodu i od wschodu antykliny bardzo często są ograniczone stromymi strefami uskokuwymi o charakterze uskokuwów odwróconych. W części północnej koncesji deformacje fałdowe nie są rozwinięte na taką skalę i są związane głównie z działalnością uskokuwą (podgięcia przyuskokuwowe, antykliny typu *fault-related fold*). Struktury te występują powszechnie i stanowią potencjalnie doskonałe pułapki złóż węglowodorów.

W rejonie i na obszarze koncesji Kirthar funkcjonuje kompletny system naftowy o czym świadczą zarówno okolice złoża gazu Zamzama (1998) na północy, Bhit (1997) i Bhadra (1998), jak i odkryte przez PGNiG złoża Rehman (2010) i Rizq (2015).

Najważniejszą serią zbiornikową w rejonie pasa fałdowego Kirthar są piaskowce formacji Pab (kreda – mastrycht, fig. 10). Sedymentacja utworów formacji Pab na obszarze bloku Kirthar odbywała się w obrębie progradującej rampy (szelf), która powstała w wyniku ciągle rosnącej dostawy materiału klastycznego do basenu, co spowodowało także zatarcie urozmaiconego reliefu podłoża. Najniższa część profilu formacji Pab składa się z utworów środowiska szelfowego, przechodzących w utwory przybrzeża zdominowanego przez procesy sztormowe i pływowe. Na kolejnym etapie depozycji osadzały się piaskowce frontu delty i wypełnień estuariów. W rejonie południowym występują utwory bardziej dystalne i zawierające więcej frakcji ilastych niż

piaskowce formacji Pab w rejonie wschodnim. Górny zestaw sekwencji progradacyjnych składa się z czystych, grubiejących i spływających ku górze utworów delty piaszczystej modelowanej procesami pływowymi. Dolny zestaw progradacyjny, składa się z cienkiego odcinka progradacyjnego (delta) oraz mięszszego odcinka transgresyjnego (estuarium). Taki układ mięszkościowy zestawu parasekwencji może wskazywać na sedymentację syntektoniczną (Emery, Myers, 1996). W podłożu agradacyjnego zestawu parasekwencji, składającego się z piaskowców rzecznych, występuje granica erozyjna, którą interpretuje się jako potencjalną granicę sekwencji. Najwyższa, transgresyjna część profilu formacji Pab, składa się z utworów niskoenergetycznej rów-

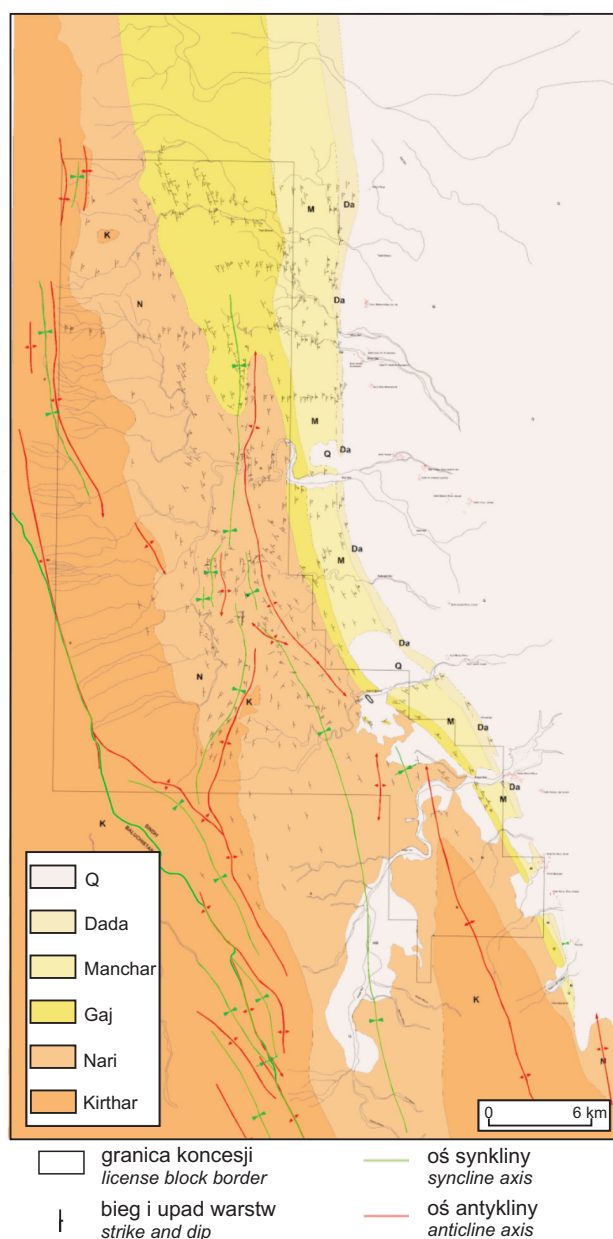


Fig. 9. Mapa geologiczna obszaru koncesji Kirthar

Geological map of the Kirthar concession block

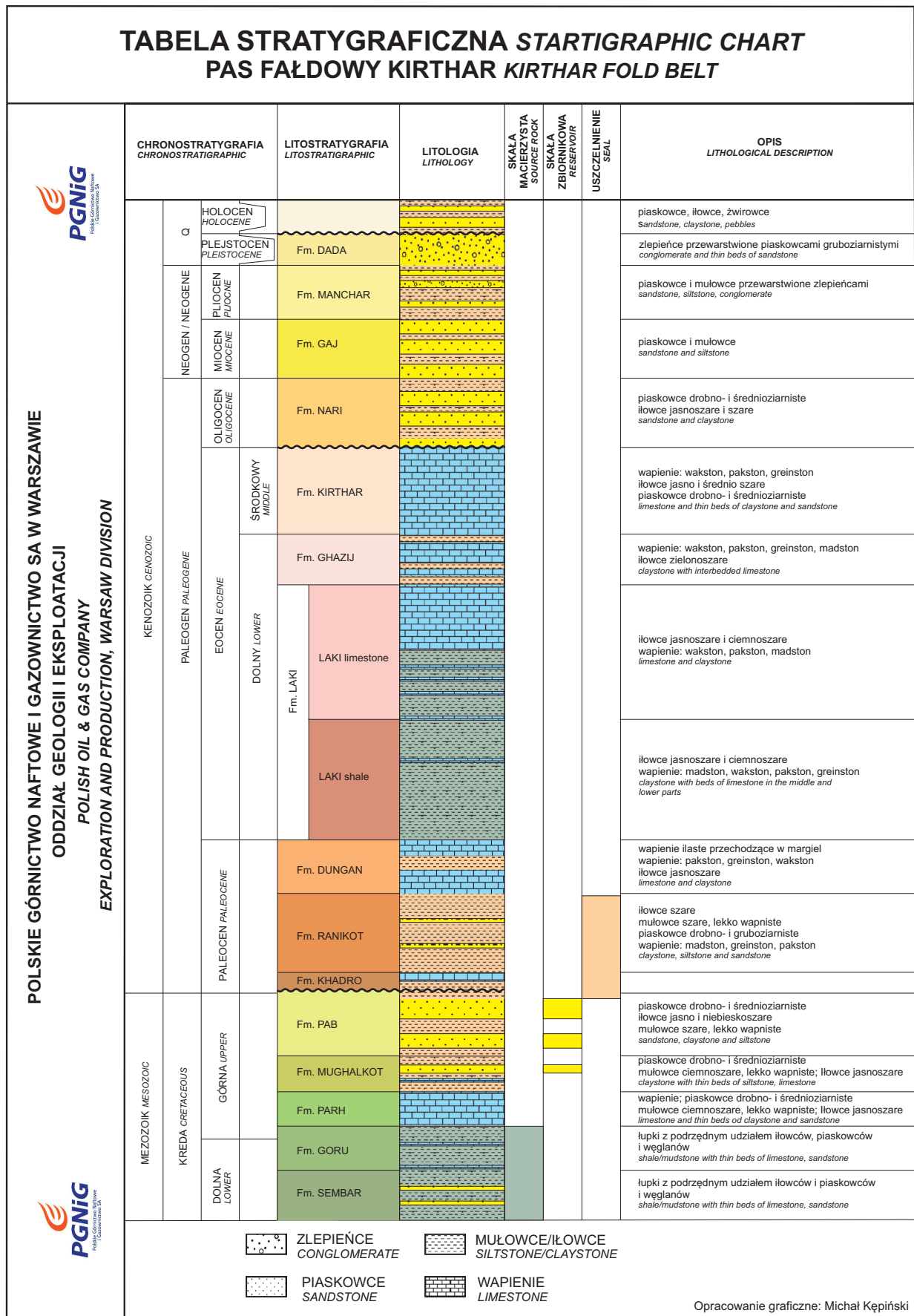


Fig. 10. Tabela litostatygaficzna z elementami systemu naftowego dla koncesji Kirthar

Lithostratigraphic chart with elements of petroleum system for the Kirthar concession block

ni przybrzeżnej. Skład mineralny materiału detrytycznego i środowisko depozycji są najważniejszymi czynnikami kształtującymi parametry zbiornikowe.

Piaskowce formacji Pab w centralnej części bloku Kirthar (Rehman, Rizq) w porównaniu z tymi samymi utworami nawierconymi na złożu Bhit, mają mniejsze miąższości, są bardziej drobnoziarniste, a proces kompaktacji oraz cementacja spoiwem kwarcowym są mocniej rozwinięte. Generalnie profile formacji Pab na złożach Rehman i Bhit są do siebie bardzo podobne i reprezentowane przez układ cykli sedimentacyjnych z dwoma zestawami sekwencji progradacyjnych i leżącym nad nimi zestawem sekwencji retrogradacyjnych. W profilu piaskowców formacji Pab w otworze Hallel-1 są obserwowane kierunki transportu materiału klastycznego z NE i E, a więc z rejonu złoża Zamzama.

Uszczelnieniem regionalnym dla piaskowców formacji Pab w rejonie koncesji Kirthar są iłowce grupy Ranikot, o miąższości sięgającej 450 m (fig. 10). Formacja ta stanowi również uszczelnienie pobliskich złóż: Zamzama i Bhit. Dodatkowym istotnym uszczelnieniem są iłowce formacji Laki o miąższości w rejonie struktury Rehman ok. 500 m. W północnej części koncesji Kirthar miąższość formacji Laki jest zmienna ze względu na synsedymentacyjną aktywność tektoniczną, przy czym w strefach wynoszonych minimalna miąższość wynosi ok. 230 m.

FORMOWANIE PUŁAPEK STRUKTURALNYCH

Wysztalcenie pułapek strukturalnych na obszarze bloku Kirthar wiąże się ściśle z początkami inwersji i wypiętrzania. Odmienny styl budowy strukturalnej między obszarem północnym i południowym determinował niesynchroniczny rozwój pułapek, a także brak przestrzennej korelacji intensywności procesu inwersji i efektów późniejszej kolizji. Jak pokazują badania Archera i Fowlera (2004) miąższość sekwencji osadów od formacji Kirthar do formacji Manchar zmniejsza się z północy (4,75 km) na południe (2,1 km). Stratygraficzna redukcja miąższości wskazuje na wypiętrzanie oraz syntektoniczną depozycję osadów przynajmniej od oligocenu, przy czym na południu inwersja mogła się zacząć jeszcze wcześniej, być może już w paleocenie (Smewing i in., 2002a). Innym dowodem paleoceńskiej inwersji południowej części bloku są znalezione w piaskowcach formacji Pab obtoczone klasty kampańskich wapieni formacji Parh (Smewing i in., 2002a, b). Wskazuje to na możliwość wcześniejszego przychwytywania węglowodorów przez pułapki utworzone w południowej części dyskusowanego regionu. Przyczyn wcześniejszego wypiętrzania, inwersji strukturalnej, a także różnic w budowie obszaru północnego i południowego można się dopatrywać w odmiennej architekturze jurajsko-kredowego ryftu. Uprzywilejowana orientacja uskoku ekstensyjnego w strefie południowej w stosunku do ówczesnie działających naprężeń mogła poprawić właściwości akomodacyjne odkształceń tej strefy i sprzyjać wcześniejszej inwersji.

KONCESJA KIRTHAR

Prace terenowe na koncesji rozpoczęły się w 2006 r. wraz z przeprowadzoną akwizycją I etapu (161 km) zdjęcia sejsmicznego 2D. Równoległe z badaniami sejsmicznymi geolodzy ówczesnego Departamentu Poszukiwania Złóż i Oddziału w Pakistanie prowadzili prace kartograficzne i powierzchniowe badania geologiczne, w efekcie których powstało studium sedimentologiczno-facjalne. Na bazie rezultatów powyższych prac, w 2009 r. PGNiG SA wykonało odwiert poszukiwawczy Rehman-1, z którego uzyskano przyływ gazu w ilości 50 m³/min. Po przeprowadzonym w 2010 r. szczelinowaniu uzyskano zwiększenie wydajności produkcji do 317 m³/min). Uzyskane wyniki pozwoliły na udokumentowanie złoża Rehman, pierwszego w Pakistanie złoża typu „tight gas” o szacunkowych zasobach wydobywalnych 11,5 mld m³. W 2011 r. rozpoczęto rekonstrukcję, zlokalizowanego na złożu Rehman, odwiertu Hallel-1. Mimo napotkanych trudności technicznych, ostatecznie uzyskano z otworu przyływ gazu w ilości 50 m³/min. W otworach Hallel-1 i Rehman-1 przez 2 lata prowadzono próbną eksploatację w ramach rozszerzonego testu produkcyjnego, a gaz pochodzący z testu przekazano do sprzedaży.

W celu uszczegółowienia budowy geologicznej odkrytego złoża, równoległe do prac wiertniczych, od maja do września 2010 r. na obszarze złoża Rehman wykonywano akwizycję sejsmiki 3D (100 km²). Ponadto w północnej części bloku wykonano nowe zdjęcie sejsmiczne 2D (96 km). W wyniku uzyskania danych sejsmicznych z nowego obszaru (sejsmiki 2D) wykartowano dwa kolejne obiekty poszukiwawcze Rizq i N2 o szacunkowych zasobach wydobywalnych wynoszących 8,1 mld m³ gazu (fig. 11). Na przełomie 2014 i 2015 r. wykonano odwiert poszukiwawczy Rizq-1. Po zakończeniu prac wiertniczych przeprowadzono skuteczny zabieg szczelinowania, uzyskując w czasie testów przyływ maksymalny 243 m³/min, dokumentując tym samym na koncesji Kirthar drugie złożo gazu ziemnego Rizq o zasobach wydobywalnych na poziomie 4,2 mld m³. Po pomyślnym zakończeniu testów otwór przeznaczono do eksploatacji po podłączeniu do istniejącej na złożu Rehman instalacji wydobywczej.

Pozytywne efekty złożowe otworu Rizq-1 potwierdziły wysoką perspektywiczność koncesji i słuszność przyjętej koncepcji budowy geologicznej, dając tym samym impuls do podjęcia prac sejsmicznych, mających na celu uszczegółowienie obrazu zarówno nowoodkrytego złoża Rizq, jak i położonego na północy kolejnego obiektu N2 (fig. 11). Na przełomie 2015 i 2016 r. przeprowadzono akwizycję 268 km² sejsmiki 3D. Aktualnie trwają przygotowania processingu wspomnianych materiałów, którego zakończenie zaplanowano na 2017 r. Zgodnie z oczekiwaniami mają one posłużyć między innymi do lokalizacji otworu poszukiwawczego na obiekcie N2, zaplanowanego do realizacji w pierwszej połowie 2018 r. Należy podkreślić, że spodziewane odkrycie na obiekcie N2 nie wyczerpuje potencjału poszukiwawczego koncesji.

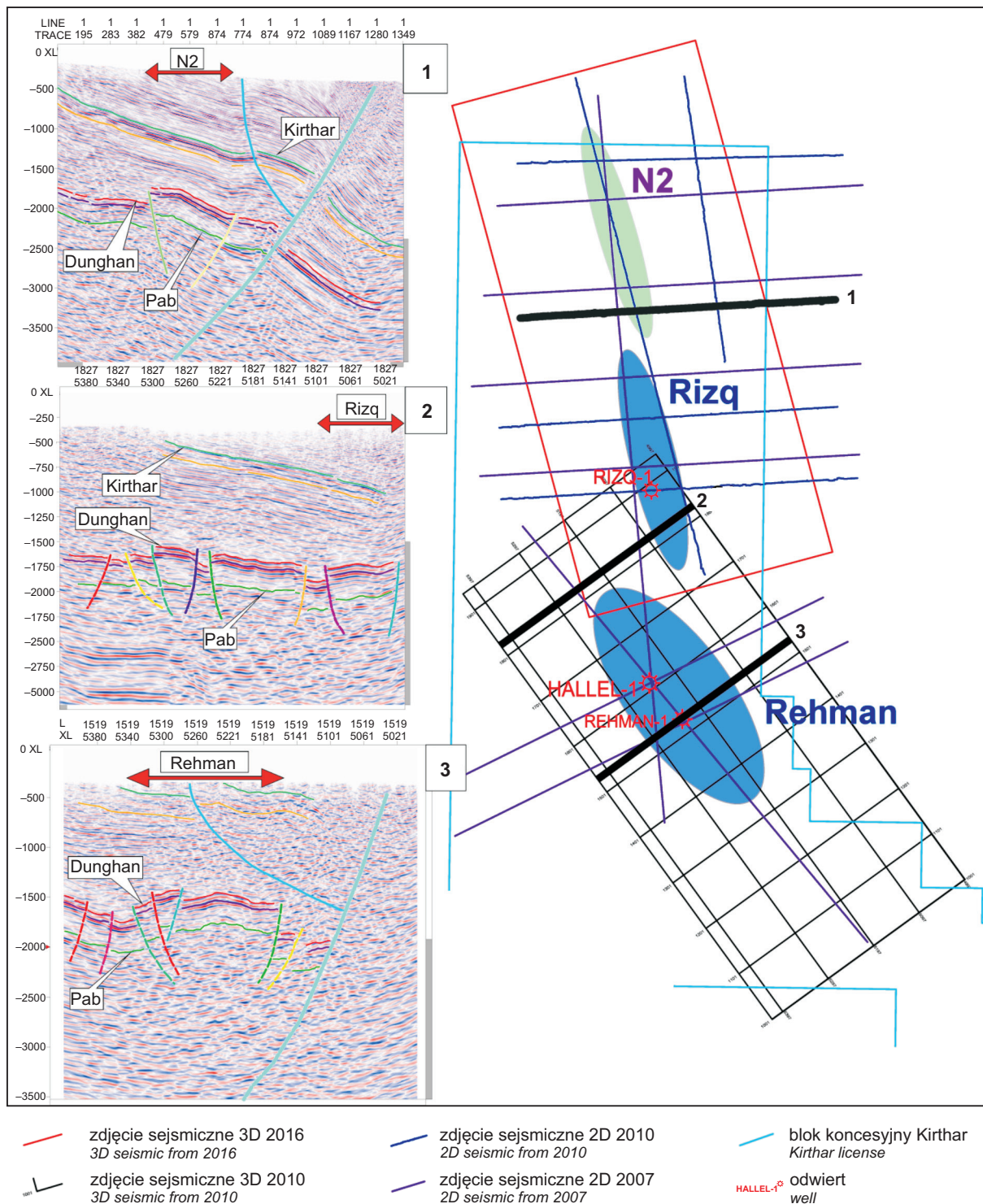


Fig. 11. Przykładowe sekcje sejsmiczne na obszarze koncesji Kirthar

Examples of seismic cross-sections from the Kirthar concession block

Analizy archiwalnych materiałów sejsmicznych wskazują na możliwość istnienia dwóch kolejnych celów poszukiwawczych, zlokalizowanych na zachodzie koncesji obiektów W1 i W2. Będą one jednak wymagać dodatkowych prac sejsmicznych, które wstępnie planuje się na 2018 r.

W 2013 r. Oddział PGNiG w Pakistanie rozpoczął na koncesji Kirthar eksploatację gazu i kondensatu, którą pro-

wadzi równoległe z działalnością poszukiwawczą. Na pierwszym etapie wybudowano gazociąg eksportowy i rozpoczęto próbną eksploatację ze złoża Rehman. Wybudowano stałą instalację wydobywczą o wydajności 800 m³/min, którą uruchomiono w listopadzie 2015 r. W kolejnych latach planowana jest jej dalsza rozbudowa aż do osiągnięcia wydajności 1770 m³/min, która umożliwi optymalną, wspólną eksplo-

atację złóż Rehman i Rizq. W celu wykorzystania tego potencjału w 2015 r. Oddział w Pakistanie wspólnie z Oddziałem Geologii i Eksploatacji w Warszawie opracował koncepcję wspólnego zagospodarowania złóż Rehman i Rizq, uwzględniającą na pierwszym etapie podłączenie do produkcji odwiertu Rizq-1 oraz wykonanie 2 kolejnych otworów Rehman-2 i Rehman-3. Na dalszych etapach przewiduje się wykonanie dziewięciu dodatkowych otworów na złożu Rehman i trzech kolejnych na złożu Rizq. Po zatwierdzeniu koncepcji zagospodarowania w 2016 r. w Oddziale w Pakistanie we współpracy z Ośrodkiem Warszawskim przygotowano model złoża, oraz plan zagospodarowania złoża Rehman, który jest aktualnie realizowany. Otwór Rehman-2 znajduje się w trakcie wiercenia, a jego głównym wykonawcą jest firma Exalo Drilling z Grupy Kapitałowej

PGNiG SA. Wiercenie kolejnego otworu Rehman-3 rozpocznie się bezpośrednio po zakończeniu prac w otworze Rehman-2, czyli jeszcze w 2016 r. Następnie w 2017 r. będą wykonywane otwory eksploatacyjne Rehman-4 i Rehman-5 oraz rozpoznawczy Rizq-2. W kolejnych latach zakłada się wiercenie kolejnych otworów Rehman-6, -7, -8, -9, -10 i Rizq-4. Intensywność prac wiertniczych, związanych z zagospodarowaniem złóż, może wzrosnąć w zależności od wyników otworu poszukiwawczego N2-1, przewidzianego do wykonania w pierwszej połowie 2018 r.

W nawiązaniu do dokonania przez PGNiG SA odkryć 2 złóż gazu ziemnego Rehman i Rizq, spółka aktywnie poszukuje innych interesujących projektów w Pakistanie, przy czym preferowane są rejony zlokalizowane możliwie blisko koncesji Kirthar.

LIBIA

Anna Baszkiewicz, Joanna Urbaniec

HISTORIA POSZUKIWAŃ PGNIG W LIBII

W 2007 r. PGNiG SA wzięło udział w rundzie przetargowej na koncesje poszukiwawcze w Libii. Po analizie danych geologicznych i geofizycznych uznano, że istnieje uzasadnienie do rozpoczęcia strategicznej inwestycji poszukiwawczej. Podjęto decyzję o złożeniu oferty w publicznej rundzie przetargowej na jeden obszar koncesyjny – 113 (bloki 1 i 2), w basenie sedymentacyjnym Murzuq, o powierzchni 5494 km² (fig. 12). Firma wygrała przetarg na przedmiotowy obszar, który obejmował wykonanie 1500 km² zdjęć sejsmicznego 3D i 3,5 tys. km profili sejsmicznych 2D oraz odwiercenie 8 otworów wiertniczych.

TEKTONIKA

Obszar koncesyjny 113 (bloki 1 i 2) znajduje się na siodle Al'Atshan, zaznaczającym się jako bardzo łagodna szerokopromienna forma antyklinalna, obejmująca podłoże wraz z pokrywą osadową, będąca najprawdopodobniej efektem regionalnego kompresyjnego wypaczenia litosfery (ang. *large-scale lithospheric buckling*). (Krzywiec, Pisaniec, 2010; Explora, 2010). Ta forma tektoniczna rozdziela intrakratoniczne baseny Murzuq i Ghadames zlokalizowane na Platformie Północnoafrykańskiej (fig. 13, 14). Wyniesienie Al'Atshan od wschodu jest ograniczone wyniesieniem Gargaf, a od zachodu wyniesieniem Tihemboka. Współczesny obraz budowy tektonicznej wyniesienia Al'Atshan jest summarycznym wynikiem ruchów tektonicznych, które miały miejsce na tym obszarze od neoproterozoiku do trzeciorzędu, w tym orogenezy panafrkańskiej, kaledońskiej (kambr-ordowik, późny sylur/ wczesny dewon), hercyńskiej (późny karbon/ perm) i alpejskiej (wczesny trzeciorząd) (National Oil..., 2007).

W neoproterozoiku w czasie orogenezy panafrkańskiej powstały główne założenia tektoniczne tworzących się basenów w rejonie ówczesnej pasywnej krawędzi Gondwany. Tworzyły się wówczas ciągi strukturalne, biegnące z południa na północ. Na początku ordowiku miały miejsce ruchy epejrogeniczne, związane z fazą takońską, które doprowadziły do wyniesienia głównych elementów tektonicznych wzdłuż reaktywowanych panafrkańskich stref tektonicznych. Trend ten w znaczącym stopniu kontrolował zarówno rozwój strukturalny, jak i sedymentację skał osadowych we wczesnym paleozoiku (Hallet, 2002). W późnym ordowiku obszar basenu Murzuq znajdował się w pobliżu bieguna północnego, gdzie krótko rozwijał się łądolód. Po epizodzie glacialnym na szerokim szelfie miał miejsce rozwój transgresji i depozycja łożysk sylurskich oraz później delty, w czasie wysokiego poziomu morza. Pod koniec jej sedymentacji miały miejsce ruchy orogenezy kaledońskiej, które doprowadziły do wyniesienia i znacznej erozji utworów syluru i powstania regionalnej niezgodności. We wczesnym dewonie ma miejsce transgresja, która została przerwana nieznacznym wyniesieniem i erozją w środkowym dewonie, spowodowana kolizją Gondwany z Luaurazją, wówczas to powstała niezgodność środkowodewońska, obserwowana na wyniesieniu Al'Atshan i przylegających obszarach (Hallet, 2002). Maksimum oddziaływania orogenezy hercyńskiej, która miała miejsce w późnym karbonie, miało ogromny wpływ na przebudowę strukturalną basenu Murzuq. Wówczas to strefy tektoniczne powstałe w czasie orogenezy panafrkańskiej uległy reaktywacji, głównie jako uskoki przesuwowe (Sikander, 2003). Zdaniem Hallet'a (2002) wyniesienie Al'Atshan, rozdzielające baseny Murzuq i Ghadames, powstało w czasie orogenezy hercyńskiej i pozostawało w stosunku do obu tych basenów nieznacznie wyniesione, aż do dziś. Ostatnie ruchy tektoniczne w tym rejonie są związane

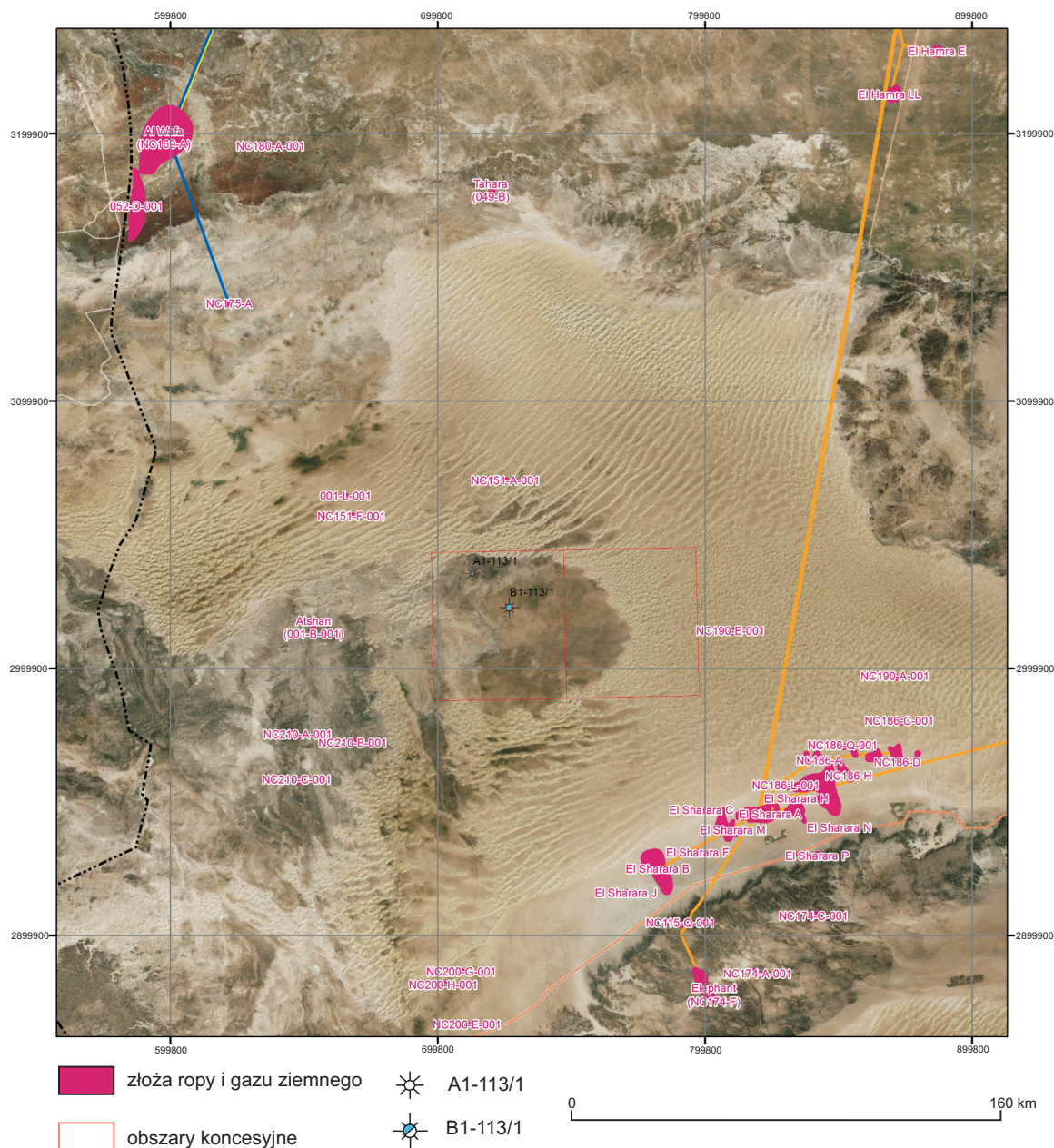


Fig. 12. Mapa satelitarna wschodnio-centralnej Libii z granicami obszarów koncesyjnych, lokalizacją złóż i odkryć oraz systemami gazo- i ropociągów na tle basenów sedymentacyjnych

Satellite map of the east-central Libya with the contract areas, hydrocarbons fields, discoveries, and downstream systems with outlines of sedimentary basins

z orogenezą alpejską i składały się z kilku faz. Wówczas to basen Murzuq został wyniesiony i ścięty, a stare strefy tektoniczne reaktywowane. W czasie orogenezy alpejskiej w północnej części basenu oraz w rejonie wyniesienia Al'Atshan powstał system uskoków o rozciągłości ENE–WSW. W wyniku regionalnej kompresji doszło do wypaczenia litosfery, które oddziaływało na rejon basenu Murzuq. Proces ten jest

odpowiedzialny za rozwój dużych połączonych antyklin o rozciągłości E–W.

STRATYGRAFIA

Najstarsze osady tworzące pokrywę osadową siodła Al'Atshan należą do kambru. Zalegają one bezpośrednio na

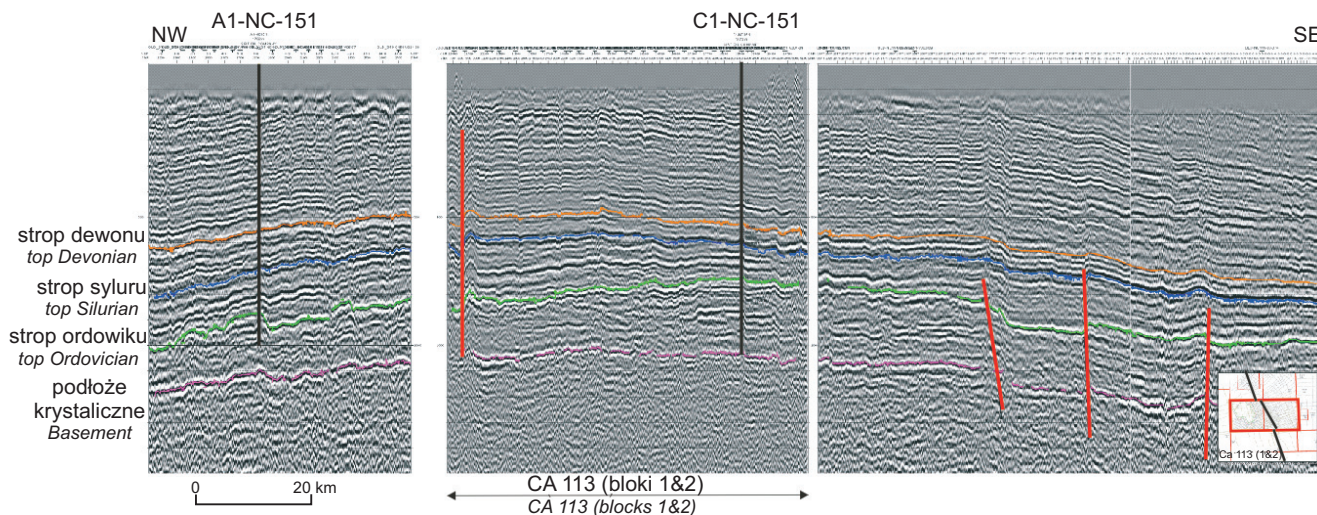


Fig. 13. Czasowa sekcja sejsmiczna (TWT) przechodząca przez siodło Al'Atshan (POGC Libya BV, 2010)

TWT seismic cross-section through the Al'Atshan Saddle (POGC Libya BV, 2010)

prekambryjskim podłożu krystalicznym, zbudowanym z granitów oraz prekambryjskich metaosadów o różnym typie litologii od kwarcytów do serpentynitów, zmetamorfizowanych w czasie orogenezy panafrykańskiej (Hallet, 2002). Podłoże krystaliczne na obszarze koncesyjnym nawiercono na głębokości ok. 1600–1800 m. Najmłodsze utwory występujące w basenie to czwartorzędowe osady, przykrywające niezgodnie niemal ciągły profil skał paleozoicznych i mezozoicznych (fig. 14). Utwory paleozoiczne są szeroko rozprzestrzenione na tym obszarze, a utwory mezozoiczne zachowały się wyłącznie w brzeżnych partiach basenu. Na obszarze koncesyjnym 113 (bloki 1 i 2) utwory mezozoiczne występują w formie niezgodnie zalegającego płatu utworów triasu. Na figurze 14 zestawiono profil litostratygraficzny z wydzielonymi głównymi skałami systemów naftowych udokumentowanych w basenie Murzuq.

Kambryjskie utwory formacji Hasawnah, wykształconej w formie przekątnie warstwowanych piaskowców kwarcowych i tworzących następujące po sobie cykle o ziarnie malejącym ku górze, prawdopodobnie deponowane były w płytkowodnym systemie depozycyjnym, przez rzeczny po wydmowy (Abugares, 2003). Ich miąższość na obszarze koncesyjnym 113 (bloki 1 i 2) waha się od ok. 150 do 280 m.

Powyżej niezgodnie zalegają utwory ordowiku, gdzie wydzielane są formacje: Ash Shabiyat, Hawaz, Melaz Shuqran, Mamuniyat oraz Bir Tlacin. Wczesnoordowicka formacja Ash Shabiyat składa się głównie z drobnoziarnistych piaskowców, osadzających się w warunkach płykomorskich i przybrzeżnych (Sikander, 2003). W otworach poszukiwawczych w strefie Al' Atshan są trudne do wydzielenia jako osobna formacja, dlatego są traktowane łącznie z przykrywającą je od góry formacją Hawaz, do której zalicza się drobno- i średnioziarniste piaskowce przekątnie warstwowe, przeławiczone iłowcami i mułowcami. Cechą typową tej formacji są silne zbiotrowania z powszechnymi skamie-

niałościami śladowymi *Skolithos*. Formacje te były deponowane w środowisku płytkiego szelfu, poddawane oddziaływaniom sztormów i pływów (Abugares, 2003). Miąższość formacji Hawaz jest bardzo zmienna. Maksymalna, potwierdzona otworem na obszarze koncesyjnym 113 (bloki 1 i 2), wynosi 184 m, ale z danych sejsmicznych wiadomo, że w miejscach występowania dolin glacialnych istnieją strefy, gdzie w wyniku erozji osady tej formacji zostały całkowicie usunięte.

Utwory ordowiku dolnego i środkowego w późnym aszgilu podlegały silnym procesom erozji w czasie niskiego stanu poziomu morza, który był związany z maksymalnym rozwojem zlodowacenia na Gondwanie. Erozja ta spowodowała powstanie spektakularnych paleowyniesień i wciętych dolin o reliefie przekraczającym 300 m. Formy te można obserwować nie tylko w odsłonięciach na terenie Gargaf Arch i Ghat, ale również na sekcjach sejsmicznych z basenu Murzuq i przylegających basenów sedymentacyjnych Afryki Północnej. Doliny wypełnione są utworami formacji Melez Shuqran i Mamuniyat. Pierwsza z nich jest zbudowana z różnego typu iłowców, mułowców, nielicznie piaskowców i zlepieńców w spągu formacji. Osady te tworzyły się prawdopodobnie w środowisku spokojnego morza (Aziz, 2000; Davidson i in., 2000), a dokładniej w środowisku peryglacialnym (Le Heron i in., 2004; Echikh, Sola, 2000) w czasie pierwszego glacialno-morskiego cyklu transgresji morskiej. Formacja Mamuniyat jest zbudowana z różnoziarnistych piaskowców od zlepieńcowatych do drobnoziarnistych, podrzędnie przeławiczonych iłowcami i mułowcami. Formacja ta tworzy pokrywę osadową o bardzo skomplikowanej budowie wewnętrznej z bardzo częstymi zmianami lateralnymi zarówno w pionie, jak i w poziomie, która przykrywa nie tylko wypełnienia dna dolin, ale w niektórych częściach basenu również erozyjne paleowyniesienia, zbudowane z piaskowców formacji Hawaz. W czasie sedymentacji formacji

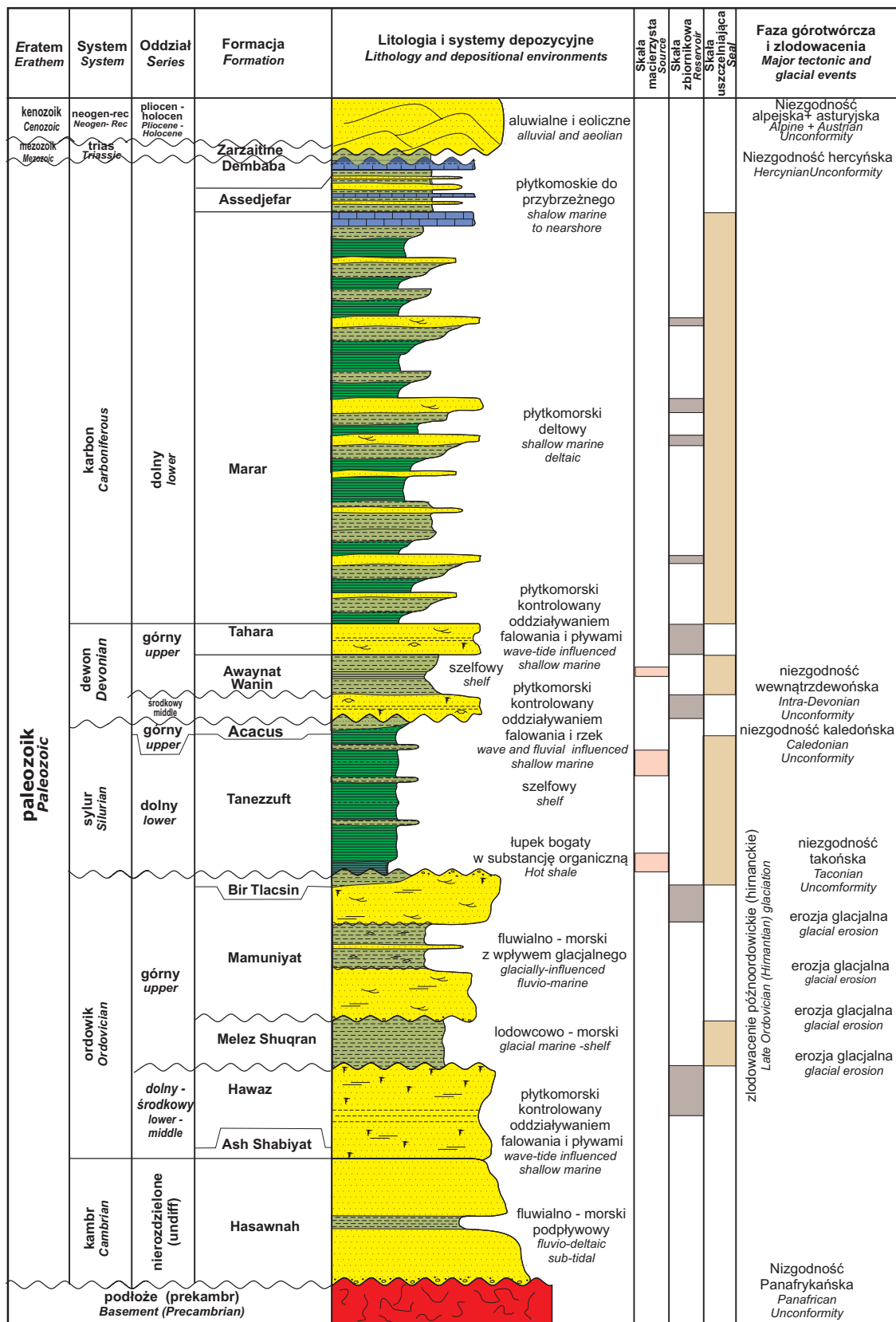


Fig. 14. Profil z podziałem litostratygicznym oraz wydzieleniem głównych elementów systemów naftowych na obszarze koncesyjnym 113 (bloki 1 i 2) (POGC Libya BV, 2010)

Profile with lithostratigraphic framework and main elements of petroleum systems within CA 113 (blocks 1 and 2) (POGC Libya BV, 2010)

Mamuniyat, występowały znaczące fluktuacje poziomu morza, dlatego środowisko sedymentacji tych utworów jest bardzo zmienne od głębokomorskiego do fluwialnego. Formacja Mamuniyat nieformalnie jest dzielona na 3 ogniwa, powiązane z różnymi środowiskami depozycyjnymi (Le Heron i in., 2004, 2005, 2006; REPSOL..., 2006). Utwory zdeponowane w czasie późnego ordowiku lokalnie są przykryte mułowcowymi utworami, zaliczanymi do formacji Bir Tlacsin, które reprezentują utwory przejściowe między piaszczystymi utworami formacji Mamuniyat, a transgresyjnymi iłwcami sylurskimi. Słabe rozpoznanie wiertnicze oraz bardzo duża zmienność lateralna utrudnia dokładne śledzenie miąższości poszczególnych formacji górnoordowickich. Miąższość całego kompleksu glacialnego dużo łatwiej można ocenić na podstawie interpretacji danych sejsmicznych – waha się ona od 100, na paleowyniesieniach formacji Hawaz, do ok. 300 m w obrębie dolin glacialnych.

Topnienie hirnackiego lodowca spowodowało podniesienie poziomu morza i rozpoczęcie sedymentacji bardzo drobnoziarnistych utworów syluru, które osadziły się na obszarze niemal całej platformy północnoafrykańskiej (Aziz, 2000; Echikh, Sola, 2000). W obrębie syluru wydzieliła się dwie formacje: transgresyjny Tanezzuft i regresyjny Acaucus. Formacja Tanezzuft składa się z cienko warstwowych, poziomo laminowanych łupków, mułowców i podrzędnie bardzo drobnoziarnistych piaskowców oraz ogniwa nazywanego „Hot Shale”, zalegającego w spągu formacji i składającego się z bardzo bogatych w substancję organiczną iłwców. Występuje ono lokalnie, gdyż iłwce były deponowane w paloobniżeniach. Stanowią one główną skałę macierzystą dla złóż ropy nie tylko w basenie Murzuq, ale również wielu innych złóż w Afryce Północnej. Formacja Tanezzuft jest przykryta regresyjnymi utworami formacji Akakus, które w profilu zawierają zdecydowanie więcej wkładek piaszczystych. Były one deponowane na szerokim szelfie i należą do progradującej delty. Łączna miąższość utworów syluru na obszarze koncesyjnym 113 (bloki 1 i 2) wynosi 220–300 m.

Utwory formacji sylurskich są ograniczone od góry niezgodnością kaledońską, powyżej której zalegają transgresyjne utwory dewonu środkowego i górnego, reprezentowane przez formację Awaynat Wanin i Tahara.

Na obszarze koncesyjnym 113 (bloki 1 i 2) utwory formacji Awaynat Wanin są wykształcone w formie grubo- do drobnoziarnistych piaskowców przelawionych pakietami iłwców i mułowców zdeponowanych w obrębie estuariów w czasie transgresji morskiej oraz iłwców szelfowych. Utwory dolnej części formacji były deponowane w płytkowodnym systemie dyspozycyjnym, kontrolowanym oddziaływaniem przede wszystkim rzek i podrzędnie pływów (dolna część formacji), a górna w obrębie szelfu, gdzie panowały dogodne warunki do sedymentacji iłwców bogatych w organikę z kerogenem II typu. ıłowce te stanowią bardzo dobrą skałę macierzystą generującą ropę. ıłowce formacji Awaynat Wanin zgodnie przechodzą w piaskowce formacji Tahara. W otworach odwierconych na obszarze koncesyjnym są one wykształcone w formie średnio- do bardzo drob-

noziarnistych piaskowców z drobnymi wkładkami ıłowców i mułowców, silnie zbioturbowanych, zdeponowanych w obrębie płytkowodnego środowiska morskiego kontrolowanego oddziaływaniem pływów.

Wczesno- i środkowokarbońskie utwory formacji Marar i Assedjafar są rozdzielone od utworów dewońskich granicą sekwencji. Formacja Marar jest zbudowana z zestawów cienkowarstwowych piaskowców, przelawionych mułowcami, ıłowcami, i bardzo cienkich wkładek ıłowców wzbogaconych w substancję organiczną. Tworzą one cykle regresyjne o ziarnie rosnącym ku górze. Utwory te były deponowane w środowisku deltowym, zdominowanym procesami rzecznyymi oraz podrzędnie pływowymi (Abugares, 2003). Strop formacji Marar wyznacza warstwa wapieni dolomitycznych ze stromatolitami, nazywana warstwą Collenia. Formacja Assedjefar zgodnie zalega na formacji Marar i jest zbudowana z ciemnoszarych ıłowców, podrzędnie laminowanych mułowcami i piaskowcami, ku górze przechodzącymi w wapienie. Utwory te były deponowane w płytkowodnym środowisku morskim.

Jedynymi utworami mezozoicznymi udokumentowanymi na obszarze koncesyjnym są triasowe utwory formacji Zarzaitine, wykształcone w formie ıłowców i mułowców, zdeponowanych w warunkach lądowych w obrębie systemu aluwialnego i jeziornego (Hallet, 2002).

We wschodniej części obszaru koncesyjnego występują utwory czwartorzędowe, wykształcone przede wszystkim w formie wydm, których miąższość dochodzi do 300 m. Są one zbudowane z luźnego osadu frakcji piaszczystej od grubo- do bardzo drobnoziarnistej. Miejscami obserwuje się występowanie utworów aluwialnych.

SYSTEM NAFTOWY

W basenie Murzuq udokumentowano kilka systemów naftowych (*ang. hydrocarbon play fairways*). Piaskowce formacji Hawaz, Mamuniyat, Awaynat Wanin, Tahara i Marar opisane powyżej, stanowią skały zbiornikowe z udokumentowanymi akumulacjami gazu ziemnego i ropy naftowej. Do najbardziej znaczących należą peryglacialne piaskowce formacji Mamuniyat oraz płytkowodne piaskowce formacji Hawaz, w których występują największe złoża ropy w basenie Murzuq. Ekspulsja i migracja węglowodorów miała miejsce z ıłowców sylurskich (Hot Shale) i dewońskich. Mniejsze znaczenie mają piaskowce formacji dewońskich i karbońskiej formacji Marar. ıłowce formacji Tanezzuft stanowią nie tylko doskonałą skałę macierzystą, ale są również bardzo dobrym uszczelnieniem dla ordowickich skał zbiornikowych. Podobnie wygląda sytuacja w przypadku dewońskiej formacji Awaynat Wanin, której pakiet ilasty jest zarówno skałą macierzystą, jak i uszczelnieniem dla niżej zalegających piaskowców. Formacja Tahara jest napełniana węglowodorami migrującymi zarówno z niżej leżących ıłowców formacji Awaynat Wanin, jak i ıłowców występujących tuż powyżej formacji Tahara. Na [figurze 15](#) zilustrowano systemy naftowe udokumentowane w sąsiedztwie obszaru koncesyjnego 113 (bloki 1 i 2).

SĄSIEDNIE ZŁOŻA

W pobliżu obszaru koncesyjnego 113 (bloki 1 i 2) znajduje się wiele złóż ropy naftowej i gazu ziemnego (fig. 12). Trzy z nich to duże złoża ropy i gazu, będące w fazie produkcyjnej. W odległości ok. 130–160 km – El Sharara i Elephant oraz ok. 200 km – gazowo-kondensatowe złożo Al-Wafa. Udokumentowane zasoby wydobywalne złoża El Sharara, zlokalizowanego na obszarze koncesyjnym NC 186, to 2573 mln bbl ropy naftowej oraz 17,7 mld m³ gazu ziemnego (IHS, 2010). Operatorem na tym złożu jest AKA-KUS OIL JV Operations (udziały NOC – 75%), hiszpański Repsol (10%), francuski Total (7,5%) oraz austriacki OMV (7,5%). Wydobyty gaz ziemny jest ponownie zatłaczany do złoża w celu podtrzymania wydobywania ropy naftowej. Ropa naftowa ze złoża El Sharara jest transportowana ropociągiem eksportowym do Kompleksu Rafineryjnego Zawia (Zawiya), ulokowanego na wybrzeżu Libii.

Złożo ropy naftowej Elephant znajduje się na obszarze koncesyjnym NC 174-F i jest zlokalizowane ok. 160 km w kierunku południowo-wschodnim od obszaru koncesyjnego PGNiG SA. Złożo Elephant jest młodym odkryciem, produkuje bowiem od 2004 r. Operatorem złoża jest spółka Mellitah Oil&Gas (MOG) (udziałowcami spółki są Eni North Africa BV (50%) oraz National Oil Corporation (50%). Szacowane zasoby wydobywalne P50 złoża Elephant to 760 mln bbl ropy naftowej oraz 9,9 mld m³ gazu ziemnego. Wydobyty gaz ziemny jest ponownie zatłaczany do złoża w celu podtrzymania wydobywania ropy naftowej. Ropa naftowa ze złoża Elephant jest transportowana ropociągiem eksportowym ze złoża Elephant do Mellitah Complex. Ropociąg składa się z dwóch głównych odcinków – Elephant–Elsharara i Elsharara–Mellitah Complex w miejscowości Zawia. Operatorem ropociągów jest spółka MOG. Oba opisane powyżej nasycenia węglowodorami znajdują się w piaskowcach formacji Hawaz i Mamuniyat.

W odległości ok. 200 km w kierunku północno-zachodnim od obszaru koncesyjnego 113 (bloki 1 i 2) znajduje się złożo gazowo-ropne Al Wafa (NC 169-A), produkujące od 2004 r. i operowane także przez MOG. Szacowane zasoby wydobywalne P50 złoża Al Wafa to 40 mln bbl ropy naftowej, 77 mld m³ gazu ziemnego oraz 90 mln bbl kondensatu. Węglowodory (gaz handlowy i kondensat zmieszany z ropą naftową) ze złoża Al Wafa są transportowane rurociągami eksportowymi do Mellitah Complex. Długość rurociągów to ok. 525 km. Operatorem gazociągu i ropociągu jest MOG. Następnie gaz handlowy jest eksportowany do Europy – na Sycylię za pośrednictwem podmorskiego gazociągu Green Stream. Operatorem i właścicielem gazociągu Green Stream jest GreenStream BV, którego udziałowcami są Eni North Africa BV oraz NOC.

W rejonie obszaru koncesyjnego 113 (bloki 1 i 2) znajduje się również wiele innych mniejszych złóż odkrytych, jednak niezagospodarowanych. Na zachód od obszaru koncesyjnego odkryto wielohoryzontowe złożo gazu i ropy. Udokumentowano nasycenie gazem w utworach formacji Mamuniyat, Awaynat Wanin, Tahara oraz 3 horyzontach karbońskich, a nasycenie ropą w formacji Tahara. Według da-

nych podawanych przez IHS, łączne zasoby wydobywalne we wszystkich horyzontach szacowane są na poziomie ok. 17,8 mld m³ gazu ziemnego oraz 46 mln bbl. Złożo nie jest eksploatowane. Sirt Oil Company w 1998 r. na północ od złoża Atshan odkryło akumulację gazu w utworach dewonu o nazwie F1-NC-151. Jego zasoby szacuje się na ok. 1,5 mld m³ (IHS, 2010). Na obszarze koncesyjnym, otaczającym to złożo, w pierwszej dekadzie XXI w. firma Woodside odkryła 3 złoża gazu w utworach dewońskich oraz 1 złożo ropno-gazowe w utworach ordowickich. Dokładne dane złożowe nie są znane. Na bloku przylegającym do wschodniej granicy obszaru koncesyjnego 113 (bloki 1 i 2) w 2005 r. konsorcjum REMSA odkryło złożo gazu w utworach dewońskich o wielkości ok. 1,2 mld m³ (IHS, 2010).

ZAKRES WYKONANYCH PRAC

Wraz z ratyfikacją umowy EPSA przez parlament libijski w czerwcu 2008 r. PGNiG SA mogło zacząć prace poszukiwawcze na obszarze koncesyjnym 113 (bloki 1 i 2). Zarząd PGNiG SA powierzył zadanie prowadzenia wszelkich prac w ramach umowy EPSA spółce zależnej POGC Libya BV, która podpisała z Departamentem Poszukiwania Złóż PGNiG umowę o współpracy, zważywszy na bogate doświadczenie w dziedzinie poszukiwania i eksploatacji węglowodorów. Umowa obejmowała wykonywanie geologiczno-geofizycznych prac projektowych, interpretacyjnych i dokumentacyjnych, dotyczących wykonania zobowiązań koncesyjnych określonych w EPSA.

Na mocy umowy w 2008 r. przygotowano projekt robót geologicznych na prace sejsmiczne, obejmujący wykonanie zdjęcia sejsmicznego 3D, liczącego 1024 km² powierzchni wzbudzenia, stanowiącego pierwszy etap prac tego typu. Objęło ono obszar występowania największych i najbardziej perspektywicznych obiektów poszukiwawczych, z potwierdzoną obecnością węglowodorów, wyinterpretowanych na archiwalnych danych geofizyki otworowej i sejsmicznych na etapie analizy materiałów do przetargu. Ponadto zaprojektowano 3500 km linii sejsmicznych 2D na obszarze o bardzo słabym rozpoznaniu sejsmicznym. Przetarg na wykonanie akwizycji danych sejsmicznych wygrała Geofizyka Kraków, której dwie grupy sejsmiczne, pracujące jednocześnie w 2009 i 2010 roku, wykonały prace 3D i 2D w czasie 14,5 miesiąca. Przetarg na wykonanie przetwarzania danych sejsmicznych wygrała natomiast firma CGG Veritas.

Innym polskim akcentem przy wykonaniu prac poszukiwawczych było wykonanie przez firmę Geokart zdjęcia lotniczego ortofotomapy. W czasie wykonywania prac sejsmicznych wykonano powierzchniowe kartowanie geologiczne, które było podstawą do wykonania powierzchniowej mapy geologicznej całego obszaru koncesyjnego 113 (bloki 1 i 2). Mapa była wykorzystywana na etapie interpretacji danych geofizycznych.

Po uzyskaniu pierwszej części danych sejsmiki 3D rozpoczęto prace interpretacyjne. W czasie 8 miesięcy wykonano interpretację całego zdjęcia 3D oraz przygotowano projekty robót geologicznych na pierwsze 4 wiercenia

poszukiwawcze na jego obszarze. W kolejnym kroku zinterpretowano dane sejsmiczne 2D. Skorelowano główne granice sejsmiczne w obrębie utworów paleozoiku – spąg megasekwencji glacialnej, spąg syluru, spąg i strop dewonu i 2 granice wewnątrzkarbońskie oraz pomocnicze, związane z podłożem i horyzontem wewnątrzsylurskim. Na podstawie zinterpretowanych horyzontów sejsmicznych i modelu prędkości skonstruowano mapy strukturalne i udokumentowano kilka dużych wielohoryzontowych (ordowik, dewon, karbon) prospektów. Głównym celem poszukiwawczym stały się duże obiekty strukturalne na obszarze zdjęcia 3D, wykartowane w stropie utworów ordowiku, zbudowanych z paleowyniesień formacji Hawaz, które zostały przykryte utworami megasekwencji glacialnej, w tym piaskowców formacji Mamuniat. Piaskowce te stanowiły główny potencjalny horyzont złożowy dla otworów poszukiwawczych. W czasie analizy danych sejsmicznych wykartowano strefy występowania dolnosylurskich serii bogatych w substancję organiczną (tzw. *Base Tanezzuft Hot Shale*), które są skałą macierzystą dla występujących w basenie Murzuq złóż ropy naftowej. Pakiet ilowców i mułowców sylurskich, liczących blisko 300 m, stanowi uszczelnienie dla ordowickich skał zbiornikowych (fig. 15). Jako drugoplanowy cel wytypowano piaskowce formacji Tahara oraz piaskowce formacji Marar.

W momencie przygotowywania kampanii wiertniczej na początku 2011 r. wybuchła Wiosna Arabska i obalono panujący reżim Muammara Kadafiego. Ogłoszono siłę wyższą, co w konsekwencji doprowadziło do praktycznego zawieszenia prac poszukiwawczych.

Po uspokojeniu się sytuacji politycznej na terenie Libii w 2013 r. zaistniała możliwość rozpoczęcia prac wiertniczych. W ciągu 6 miesięcy odwiercono i przeprowadzono testy na 2 otworach poszukiwawczych A1-113/1 i B1-113/1. Prace wiertnicze wykonywała spółka ExaloDrilling oddział w Libii.

Odwiercono dwa otwory poszukiwawcze, które rozpoznały utwory paleozoiku o miąższości ok. 1600 m (A1-113/1) i 1400 m (B1-113/1), przewiercając utwory karbonu (ok. 740 m), dewonu (ok. 160 m), syluru (ok. 280 m), ordowiku (ok. 280 m) i kambru (ok. 160 m) na głębokościach bardzo zbliżonych do głębokości projektowanych. Otwór A1-113/1 nawiercił również utwory podłoża.

Otwory poszukiwawcze potwierdziły wysoką perspektywiczność koncesji. Pomiar geofizyki otworowej potwierdziły nasycenie gazem ziemnym we wszystkich przewierconych horyzontach piaszczystych od karbonu przez dewon do ordowiku. W otworze A1-113/1 wykonano testy złożowe w utworach formacji Mamuniat i Tahara, a w formacji Marar i Awaynat Wanin opomiarowano kablowym próbnikiem złoża i pobrano próbki węglowodorów. W wyniku testów stwierdzono przemysłowy przyływ gazu ziemnego z dewońskiej formacji Tahara. Drugiego poziomu dewońskiego (AW) nie opróbowano ze względu na stan techniczny otworu, a w ordowiku uzyskano nieprzemysłowy przyływ gazu ziemnego. W czasie wszystkich testów nie uzyskano przyływu wody złożowej. W otworze B1-113/1 wykonano testy

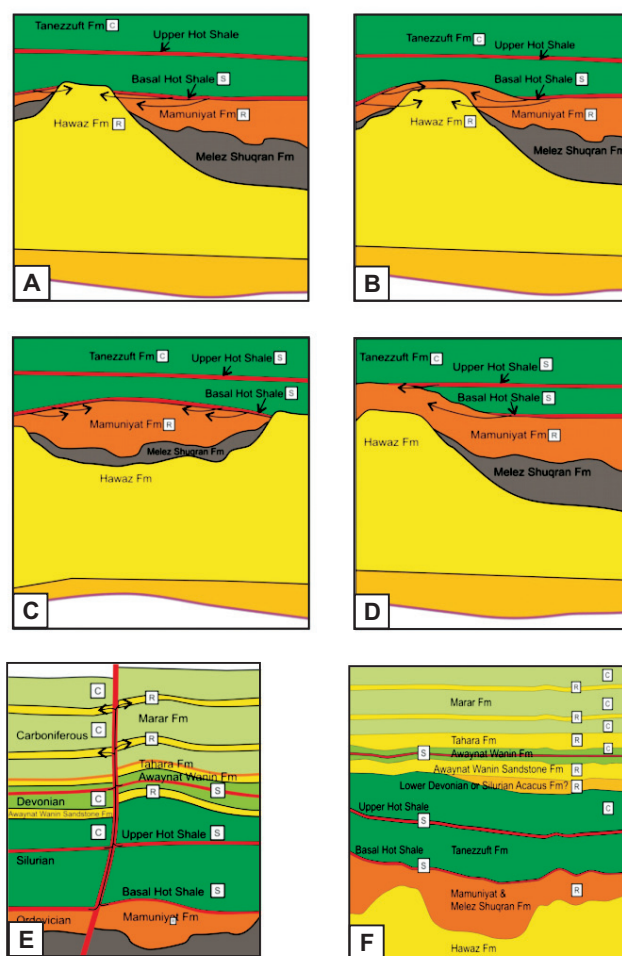


Fig. 15. Główne elementy systemów naftowych: ordowicko-sylurskich (A–D), dewońsko-karbońskich (E–F) na obszarze koncesyjnym 113 (bloki 1 i 2) (POGC Libya BV, 2010)

S – skała macierzysta, R – skała zbiornikowa, C – skała uszczelniająca.

Main elements of petroleum play fairway: Ordovician – Silurian (A–D) and Devonian – Carboniferous (E–F) within CA 113 (blocks 1 and 2) (POGC Libya BV, 2010)

S – source rock, R – reservoir rock, C – seal

w trzech formacjach. W ordowickiej formacji Mamuniat uzyskano przyływ gazu ziemnego z wydajnością sięgającą kilkudziesięciu m³/min. Przemysłowy wynik uzyskano w piaskowcach dewońskiej formacji Awaynat Wanin (3 testy). Opróbowano 3 piaskowce, z których przyłynął gaz z kondensatem, z wydajnością rzędu kilkuset m³/min. Z drugiej formacji dewońskiej Tahara uzyskano przyływ na poziomie kilkudziesięciu m³/min.

W 2014 r. NOC zaakceptowało Wstępny Planu Prac Rozpoznawczych dla otworów A1-113/1 i B1-113/1, co spowodowało wejście w fazę rozpoznawczą. Dzięki pozyskaniu bardzo dobrej jakości pomiarów geofizyki otworowej oraz danych złożowych, można było rozpocząć pogłębioną analizę danych sejsmicznych. W ramach programu oceny i rozpoznania prowadzono na szeroką skalę prace analityczne i in-

terpretacyjne danych geologiczno-geofizycznych, w tym m.in. reinterpretacja danych sejsmicznych 2D i 3D na obszarze koncesyjnym 113 (blok 1 i 2). Dla danych sejsmicznych 2D i 3D wykonano inwersję akustyczną dla serii zbiornikowych formacji Awaynat Wanin oraz Tahara oraz obliczono na jej podstawie pseudoporowatość. Wykonano analizę danych geochemicznych, która pozwoliła udokumentować, po raz pierwszy w basenie Murzuq, dewońską skałę macierzystą w łożowcach formacji Awaynat Wanin. W kolejnych krokach dla głównych serii złożowych wykonano kompleksową analizę danych geofizyki otworowej, wyników pomiarów laboratoryjnych i badań sedimentologicznych, które powiązane z interpretacją danych sejsmicznych. Skonstruowano model sedimentacji, który będzie służył do dalszych prac interpretacyjnych na odkryciu, w tym – do konstrukcji modelu statycznego i dynamicznego, które z kolei pozwolą opracować wstępną koncepcję ich zagospodarowania.

W styczniu 2014 r. było planowane rozpoczęcie wiercenia kolejnego otworu poszukiwawczego, C1-113/1, jednak ze względu na pogarszającą się sytuację bezpieczeństwa przerwano kampanię wiertniczą. 12 sierpnia 2014 r. POGC

Libya BV ponownie zgłosiła stan siły wyższej. W dalszym ciągu do wykonania pozostaje część obligacji, obejmujących drugą fazę zdjęcia sejsmicznego 3D, liczącego ok. 500 km² oraz odwiercenie 6 otworów poszukiwawczych.

POGC Libya BV, spółka córka należąca do PGNiG SA, jest zobligowana do kontynuowania prac. W ramach prowadzonych w kraju prac projektowych przygotowywane są m. in. projekt prac sejsmicznych 3D (II faza) i koncepcja dla 4 odwiertów poszukiwawczych II kampanii wiertniczej. Po zniesieniu stanu siły wyższej planowane jest rozpoczęcie polowych prac poszukiwawczych, zmierzających m.in. do pełniejszego określenia perspektywicznych zasobów.

Równolegle są prowadzone działania, polegające na rozpoznaniu możliwych scenariuszy zagospodarowania złoża. Analizowany jest wariant gazowy i ropny zagospodarowania, zakładający podłączenie do istniejącej infrastruktury (opisanej powyżej), której operatorem jest Mellitha Oil and Gas. Na obecnym etapie prowadzonych rozmów POGC Libya BV otrzymało informacje o wolnej przepustowości dla prognozowanych na chwilę obecną wolumenów węglowodorów.

EGIPT

Iwona Matuszewska, Zdzisław Kołodziejczyk

W latach 2009–2013 PGNiG prowadziło prace poszukiwawcze w Egipcie na koncesji Bahariya, zlokalizowanej w północnej części egipskiej Pustyni Zachodniej, ok. 150 km na południowy zachód od Kairu (fig. 16). PGNiG SA uzyskało dostęp do koncesji w ramach międzynarodowej rundy przetargowej, organizowanej przez Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) w 2007 r. Koncesję Bahariya przyznano PGNiG jako operatorowi ze 100% udziałem. Umowę koncesyjną podpisano w maju 2009 r.

Z geologicznego punktu widzenia, blok koncesyjny Bahariya jest położony na południowym obrzeżeniu prowincji naftowej Pustyni Zachodniej i obejmuje obszar ponad 4400 km², który był wcześniej bardzo słabo rozpoznany. Odkrycia węglowodorów, zwłaszcza ropy naftowej, dokonane w ciągu ostatnich kilkunastu lat w basenie Abu Gharadig w bezpośrednim sąsiedztwie koncesji przez firmę Apache, były bardzo zachęcające i skłoniły PGNiG do podjęcia poszukiwań w tym rejonie (fig. 17).

ZAKRES WYKONANYCH PRAC

Wcześniejsze prace poszukiwawcze na koncesji były bardzo ograniczone i skupione jedynie we wschodniej i południowo-wschodniej części bloku Bahariya. Z tego powodu w pierwszym etapie prac PGNiG pokryło prawie całą powierzchnię koncesji zdjęciem grawimetrycznym. Następnie wykonano 2300 km nowych prac sejsmicznych 2D oraz zreprocesowano ok. 1600 km sejsmiki archiwalnej, uzyskując spójny wolumen sejsmiczny. Wyniki badań sejsmicznych

pozwały zakładać, że w północnej części bloku można się spodziewać peryferycznych części basenu Abu Gharadig w postaci dodatkowego subbasenu z większą miąższością sekwencji skał osadowych oraz możliwością występowania utworów jurajskich, stanowiących skałę macierzystą o odpowiedniej dojrzałości do generowania węglowodorów.

Zgodnie ze zobowiązaniami koncesyjnymi PGNiG odwierciło na koncesji Bahariya 2 otwory poszukiwawcze Bahariya-4x (Prospect 4) oraz Bahariya A-1x (Prospect 1) (fig. 18). Obydwa otwory potwierdziły bardzo dobre własności zbiornikowe potencjalnych piaskowcowych horyzontów złożowych formacji Abu Roash G i Bahariya (kreda górna), w których występują złoża ropy naftowej w bezpośrednim sąsiedztwie bloku Bahariya. Poziomy te okazały się jednak zawodnione, najprawdopodobniej z uwagi na brak dojrzałej skały macierzystej w tym obszarze oraz brak dróg dalekiej migracji węglowodorów do tej części basenu. Dodatkowo, podobnie jak w otaczających basenach, występują uskoki regionalne, dochodzące często do powierzchni. Uskoki te mogą być przyczyną rozszczelnienia potencjalnych akumulacji węglowodorów w wykartowanych pułapkach strukturalnych. W trakcie wiercenia obserwowano objawy węglowodorów, jednak interpretacja petrofizyczna wykazała jedynie rezydualne nasycenia ropą naftową, głównie w poziomach typu „tight” o słabych własnościach zbiornikowych. Nie potwierdziła się natomiast koncepcja zakładająca obecność macierzystych osadów jurajskich. Stosunkowo płytko stwierdzono zaleganie podłoża krystalicznego na którym bezpośrednio znajdują się twory górnokredowe (fig. 19).



Fig. 16. Mapa Egiptu z zaznaczoną koncesją Bahariya

Map of Egypt with the Bahariya concession block marked

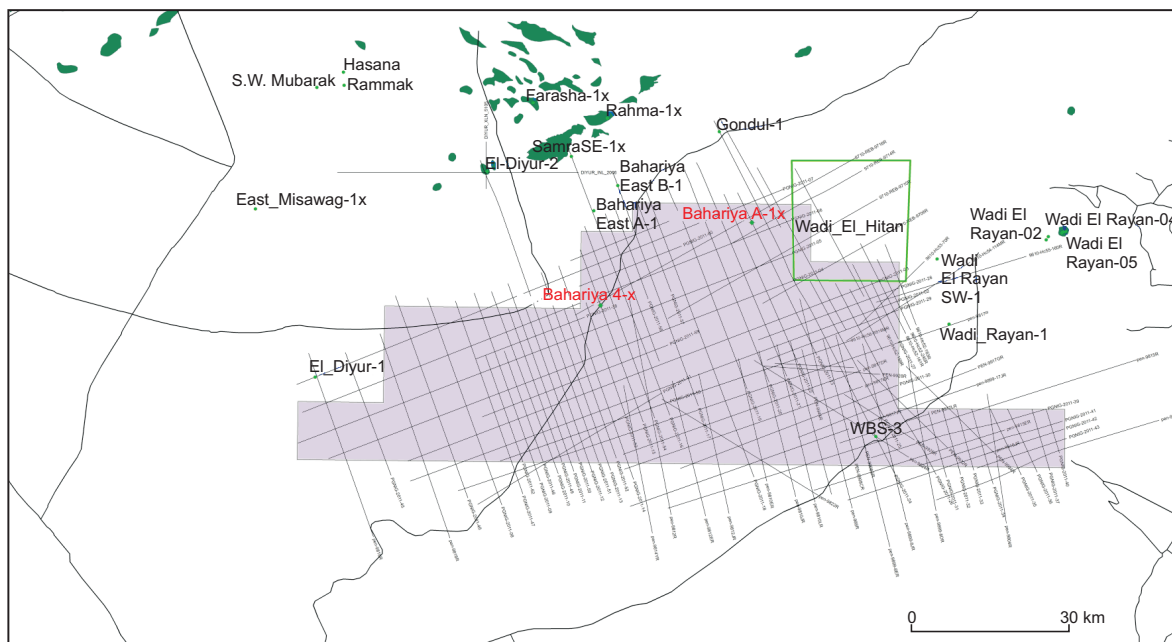


Fig. 17. Mapa koncesji Bahariya na tle sąsiednich złóż węglowodorów z lokalizacją profili sejsmicznych 2d oraz wierceń (Bahariya-4X oraz Bahariya A-1X)

Map of the Bahariya concession block with nearby hydrocarbon fields and location of 2D seismic sections and wells (Bahariya-4X and Bahariya A-1X)

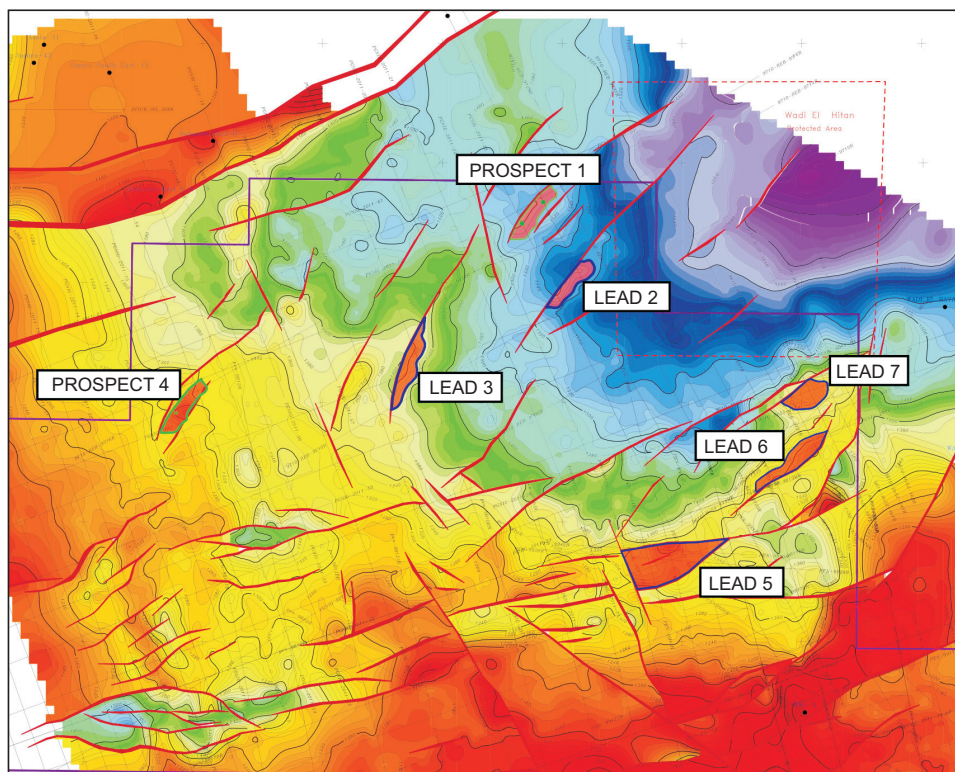


Fig. 18. Mapa formacji Bahariya z lokalizacją Leadów i Prospektów
Map of the Bahariya Formation with the location of Leads and Prospects

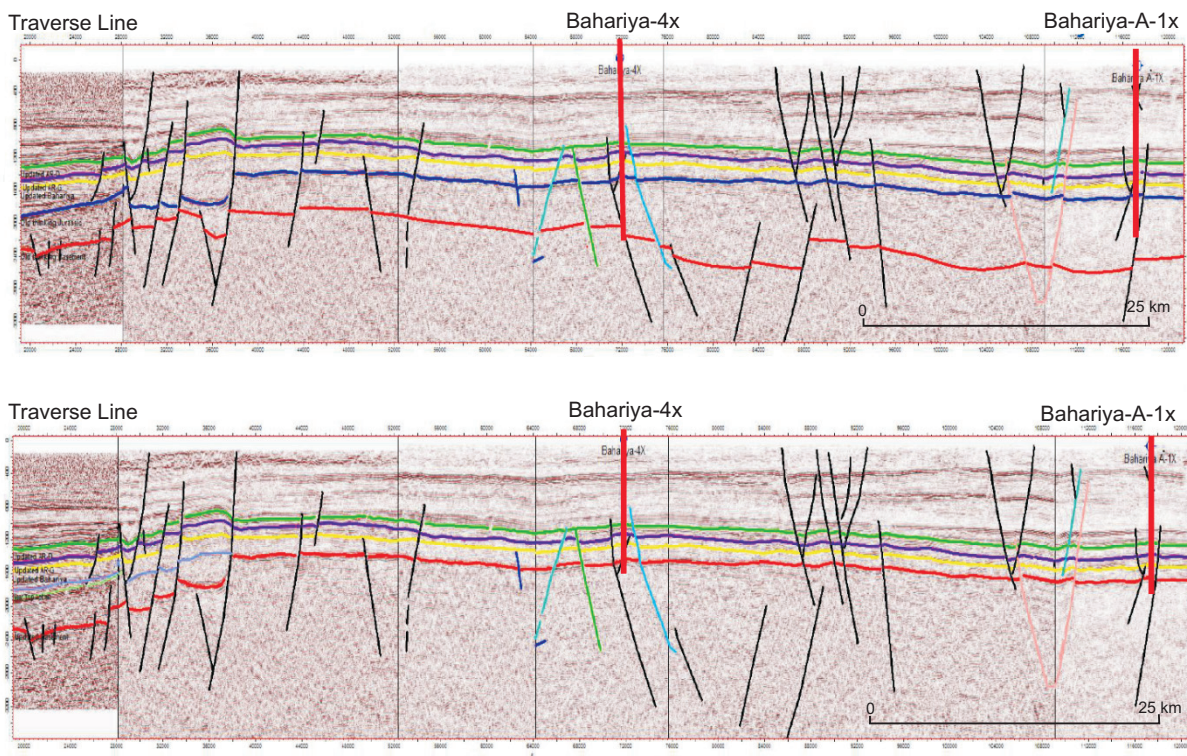


Fig. 19. Interpretacja sejsmiczna przed wierceniami (u góry) oraz reinterpretacja po wierceniach (u dołu)
Seismic interpretation before drilling (top) and reinterpretation after drilling (bottom)

Wyniki prac poszukiwawczych należy uznać za negatywne ze względu na brak odkrycia komercyjnego nagromadzenia węglowodorów w odwierconych otworach oraz brak potwierdzenia występowania utworów jurajskich w basenie,

które były uznawane za potencjalną skałę macierzystą. Z uwagi na niewielkie prawdopodobieństwo odkrycia złóż na bloku, PGNiG podjęło decyzję o zakończeniu działalności poszukiwawczej w Egipcie (Matuszewska, 2013).

PODSUMOWANIE

NORWEGIA

Początek działalności PGNiG SA na Norweskim Szelfie Kontynentalnym przypada na 2007 r., kiedy to firma nabyła udziały w złożu ropy naftowej i gazu ziemnego Skarv od firmy Exxon Mobil. Na bazie tego projektu, w drugiej połowie 2007 r., założono spółkę PGNiG Norway AS z siedzibą w Sandnes. W 2007 r. firma PGNiG Norway przeszła pozytywnie proces prekwalfikacji i uzyskała zgodę na prowadzenie prac poszukiwawczo-wydobywczych na Szelfie Norweskim jako Partner Koncesyjny. W 2009 r., po przeprowadzeniu kolejnego procesu prekwalfikacji, Rząd Norweski przyznał firmie PGNiG Norway AS status Operatora. Z dniem 01.04.2013 r., decyzją Zarządu PGNiG SA nazwa firmy została zmieniona na PGNiG Upstream International AS. Wyłącznym właścicielem jest PGNiG SA.

Aktualnie PGNiG UI posiada udziały w 19 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych, zlokalizowanych w różnych obszarach Szelfu. W portfelu aktywów firmy znajdują się koncesje obejmujące udziały w 4 złożach produkcyjnych – Skarv, Vilje, Vale i Morvin, w 2 złożach będących w fazie zagospodarowania – Snadd i Gina Krog oraz w 10 koncesjach poszukiwawczych. Na dwóch z nich firma posiada status operatora. Na obszarach tych PGNiG UI prowadzi prace poszukiwawczo-produkcyjne we współpracy z wieloma światowej klasy partnerami biznesowymi. Prace poszukiwawcze skupiają się głównie w sąsiedztwie posiadanych złóż, z uwagi na możliwość stosunkowo szybkiego zagospodarowania przez podłączenie do istniejącej infrastruktury wydobywczej. Równie intensywne prace trwają jednak także na pozostałych koncesjach Norweskiego Szelfu Kontynentalnego, na obszarach słabiej rozpoznanych geologicznie, gdzie istnieje szansa odkrycia dużych złóż, przy jednocześnie wyższym ryzyku poszukiwawczym. Przykładem takiej działalności są koncesje zlokalizowane na Morzu Barentsa.

Pod względem geologicznym eksploatowane złoża zostały uformowane w pułapkach o charakterze mieszanym (strukturalno-tektonicznym, stratygraficzno-strukturalnym). Często są podzielone tektonicznie na segmenty, a zalegają na głębokościach od 2150 m p.p.m. (złożo Vilje) do 4800 m p.p.m. (złożo Morvin). Skałami zbiornikowymi są piaskowce jury dolnej, środkowej (złoża Skarv, Morvin, Vale, Gina Krog), kredy górnej (złożo Snadd) oraz paleocenu (złożo Vilje), przynależne do różnych formacji o dobrych i bardzo dobrych własnościach kolektorskich.

DANIA I NIEMCY

Specjaliści PGNiG SA posiadają największe unikatowe doświadczenie w poszukiwaniu i udostępnianiu złóż w utworach dolomitu głównego (Ca₂), którego utwory wypełniają między innymi południowy basen permski (SPB). W utworach Ca₂ PGNiG SA odkryło, udokumentowało i udostępniło do produkcji dwa największe złoża ropno-gazowe w Polsce: BMB oraz LMG. SPB rozciąga się od wschodnich wybrzeży Anglii, przez Morze Północne, Holandię, Niemcy, Danię, Polskę. Mając na uwadze swoje doświadczenie, firma zainteresowała się rozszerzeniem obszaru uwagi w inne, słabiej rozpoznane rejony SPB, konkretnie o obszar Południowej Jutlandii w Danii oraz o wschodnie landy Niemiec.

Koncesję w Danii, na której PGNiG SA było operatorem pozyskano w 2007 r. Po przeprowadzeniu analizy materiałów archiwalnych wytypowano obszar do rozpoznania sejsmikią 3D. Odwiercony na przełomie 2011 i 2012 r. otwór Felsted-1 nie dał sukcesu komercyjnego. PGNiG SA od 2015 r. jest partnerem na koncesji poszukiwawczej Lübben SW w Południowej Brandenburgii. Prace poszukiwawcze są w toku.

System naftowy rozpoznany w tych rejonach jest analogiczny do tego, który występuje w Polsce. Skałą macierzystą są utwory Ca₂, głównie facje skłonu platform oraz niskoenergetyczne utwory lagunowe. Skałą zbiornikową są, w zdecydowanej większości przypadków, utwory Ca₂. Najlepsze własności zbiornikowe występują na szczycie platform węglanowych w wysokoenergetycznych, płytkowodnych facjach grainstonów, w facjach lagunowych oraz w facjach piasków węglanowych u podnóża platform węglanowych. Bardzo efektywnymi utworami uszczelniającymi od góry i lateralnie są miększe serie ewaporatowe cechsztynu.

PAKISTAN

Od 2005 r. PGNiG SA, wspólnie z pakistańską firmą PPL, prowadzi poszukiwania na, zlokalizowanej w prowincji Sindh, koncesji Kirthar. Operatorem bloku jest posiadający 70% udziałów PGNiG SA.

Najważniejszą serią zbiornikową w rejonie Pasa Fałdowego Kirthar, wchodzącego w skład Zachodniego Pasa Fałdowego Pakistanu, są piaskowce formacji Pab (kreda – mastrycht). Uszczelnieniem regionalnym dla piaskowców formacji Pab w rejonie koncesji Kirthar są ilowce grupy Ra-

nikot oraz iłowce formacji Laki. Omawiany obszar charakteryzuje się złożoną budową geologiczną z silnie zaangażowaną tektoniką.

W ramach zakresu prac jak dotąd wykonano 257 km sejsmiki 2D oraz 368 km² sejsmiki 3D. Na podstawie ich wyników, w 2009 r., zrealizowano odwiert poszukiwawczy Rehman-1, w 2011 r. – realizowano rekonstrukcję odwiertu Hallel X-1, a w 2015 r. – odwiert poszukiwawczy Rizq-1. W rezultacie dokonano odkryć dwóch złóż Rehman i Rizq o zasobach wydobywalnych odpowiednio 11,5 i 4,2 mld m³ gazu. Aktualnie z odwiertów Rehman-1 i Hallel X-1 jest prowadzona eksploatacja, natomiast podłączenie odwiertu Rizq-1 jest planowane w 2016 r.

Zgodnie z oczekiwaniami odkryte złoża Rehman i Rizq nie wyczerpują potencjału poszukiwawczego koncesji. Na bazie aktualnie dostępnych materiałów przewiduje się możliwość dokonania trzech kolejnych odkryć N2, W1 i W2.

W ramach rozwoju złoża wybudowano stałą instalację wydobywczą o wydajności 800 m³/min, którą uruchomiono w listopadzie 2015 r. W kolejnych latach planowana jest jej dalsza rozbudowa, aż do osiągnięcia wydajności 1770 m³/min, która umożliwi optymalną wspólną eksploatację złóż Rehman i Rizq.

W nawiązaniu do dokonania przez PGNiG SA odkryć 2 złóż gazu ziemnego Rehman i Rizq, spółka aktywnie poszukuje innych interesujących projektów w Pakistanie, przy czym preferowane są rejony zlokalizowane możliwie blisko koncesji Kirthar.

LIBIA

Realizując swoje cele strategiczne, w 2008 r., PGNiG podpisało umowę z libijskim National Oil Company na prowadzenie prac poszukiwawczych na obszarze koncesyjnym 113 (bloki 1 i 2) w rejonie wyniesienia Al'Atshan, rozdzielającego baseny sedimentacyjne Murzuq i Ghadames, w obrębie których odkryto liczne złoża węglowodorów. Na obszarze koncesyjnym udokumentowano klastyczne skały osadowe wieku od kambriu do triasu, a współczesny obraz budowy tektonicznej wyniesienia Al'Atshan jest summarycznym wynikiem ruchów tektonicznych, które miały miejsce na tym obszarze od paleozoiku do trzeciorzędu. W basenie Murzuq głównymi skałami zbiornikowymi dla udokumentowanych złóż są ordowickie piaskowce płytkomorskiej formacji Hawaz i formacji Mamuniyat o genezie peryglacialnej, a skałą macierzystą dla tych akumulacji są bogate w substancję organiczną wczesnosylurskie iłowce formacji Tanezzuft. Dla basenu Ghadmes najważniejszymi skałami

zbiornikowymi są górnosylurskie i dewońskie płytkomorskie piaskowce, a skałami macierzystymi – sylurskie i dewońskie łupki organiczne. Na obszarze koncesyjnym 113 (bloki 1 i 2) wszystkie te formacje odgrywają istotną rolę złożotwórczą.

PGNiG w ramach obligacji koncesyjnych wykonało 1023 km² zdjęcia sejsmicznego 3D i 3500 km zdjęć 2D. Prace te pozwoliły na udokumentowanie licznych obiektów strukturalnych. W 2011 r. w związku z wydarzeniami Wiosny Arabskiej prace poszukiwawcze zawieszono do 2013 r, kiedy to odwiercono dwa spośród ośmiu obligatoryjnych otworów poszukiwawczych. Otwory potwierdziły wysoki potencjał złożowy obszaru koncesyjnego, przewiercając formacje karbońskie, dewońskie i ordowickie nasycone gazem ziemnym i kondensatem. W obu otworach potwierdzono przemysłowe nasycenie węglowodorami w dwóch formacjach dewońskich Awaynat Wanin i Tahara. Rozpoczęto prace dokumentujące odkrycie złóż, mające na celu jak najlepsze udokumentowanie zasobów. W 2014 r. ponownie zawieszono prace poszukiwawcze na koncesji ze względu na pogorszenie warunków bezpieczeństwa. Do wykonania pozostała część obligacji, obejmująca akwizycję drugiej części zdjęcia 3D, liczącej ok. 500 km² oraz odwiercenie 6 otworów poszukiwawczych. PGNiG wykonuje czynności, mające na celu łagodzenie skutków siły wyższej, a po jej odwieszeniu podejmie dalsze decyzje, dotyczące prowadzenia prac.

EGIPT

W latach 2009–2013 PGNiG prowadziło prace poszukiwawcze w Egipcie na koncesji Bahariya, zlokalizowanej w północnej części egipskiej Pustyni Zachodniej. W pierwszej kolejności pokryto prawie całą powierzchnię koncesji zdjęciem grawimetrycznym. Następnie wykonano 2300 km nowych prac sejsmicznych 2D oraz zreprocesowano ok. 1600 km sejsmiki archiwalnej, uzyskując spójny wolumen sejsmiczny. Wyniki badań sejsmicznych pozwalały zakładać obecność, w obrębie północnej części bloku, subbasenu (peryferyczna część basenu Abu Gharadig) z aktywnym systemem naftowym. Odwiercono 2 otwory poszukiwawcze – Bahariya-4x oraz Bahariya A-1x. Piaskowce formacji Abu Roash G i Bahariya (kreda górna) o bardzo dobrych własnościach zbiornikowych okazały się, najprawdopodobniej z uwagi na brak dojrzałej skały macierzystej, zawodnione, jedynie z rezydującym nasyceniem ropą naftową. Z uwagi na niewielkie prawdopodobieństwo odkrycia złóż na bloku, PGNiG SA podjęło decyzję o zakończeniu działalności poszukiwawczej w Egipcie.

LITERATURA

ABUGARES Y.I., 2003 — The Petroleum Geology of The Palaeozoic Clastics of the Murzuq Basin, Al'Atshan Saddle and the Southern Part of the Ghadamis Basin, Libya. *W*: Second Symposium on the Sedimentary Basin of Libya. T. 2 Tripoli: 213–244.

ARCHER D.R., FOWLER H.J., 2004 — Spatial and Temporal Variations in Precipitation in the Upper Indus Basin: global teleconnections and hydrological implications. *Hydrology and Earth System Sciences*, **8**, 1: 47–61.

- AZIZ A., 2000 — Stratigraphy and hydrocarbon potential of Lower Paleozoic succession of Licence NC – 115, Murzuq Basin, SW Libya. *W: Geological Exploration in Murzuq Basin* (red. Sola M.A., Worsley D.). Elsevier.
- BP NORGE AS, 2007 — Skarv Idun Plan for Development and Operation (PDO): Plan for Installation and Operation (PIO) for Gas Explor Pipeline.
- CZEKAŃSKI E., KWOLEK K., MIKOŁAJEWSKI Z., 2010 — Złoża węglowodorów w utworach cechsztyńskiego dolomitu głównego (Ca2) na bloku Gorzowa. *Prz. Geol.*, **58**: 695–703.
- DAVIDSON L., BESWETHERICK S., CRAIG J., EALES M., FISHER A., HIMMALI A., JHOON J., MEJRAB B., SMART J., 2000 — The structure, stratigraphy and petroleum geology of the Murzuq Basin, Southwest Libya *W: Geological Exploration in Murzuq Basin* (red. Sola M.A., Worsley D.). Elsevier.
- DEPOWSKA A., 1997 — Opracowanie litologiczno-facjalne osadów dolomitu głównego w rejonie Gorzowa Wielkopolskiego. Archiwum PGNiG, Warszawa.
- ECHIKH K., SOLA M.A., 2000 — Geology and Hydrocarbon Occurrences in the Murzuq Basin, SW Libya, *W: Geological Exploration in Murzuq Basin* (red. Sola M.A., Worsley D.). Elsevier.
- EMERY D., MYERS K., 1996 — Sequence Stratigraphy: Blackwell Science, Oxford.
- EXPLORA, 2010 — Model of Tectonic Evolution of the Murzuq Basin and its surroundings. Archiwum PGNiG SA.
- FACTPAGES — Norwegian Petroleum Directorate, <http://factpages.npd.no/factpages/>.
- HALLETT D., 2002 — Petroleum Geology of Libya: Elsevier.
- IHS, 2010 — IHS International Exploration and Production Database, Libya.
- KRZYWIEC P., PISANIEC K., 2010 — Analiza danych sejsmicznych, grawimetrycznych i magnetycznych z obszaru basenu Murzuq, S Libia, faza II, Opracowanie regionalnych transektów sejsmicznych, PIG PIB, Archiwum PGNiG SA.
- KOTARBA M., WAGNER R., 2007 — Generation potential of the Zechstein Main Dolomite (Ca2) carbonates in the Gorzów Wielkopolski–Międzyzichód–Lubiatów area: geological and geochemical approach to microbial-algal source rock. *Prz. Geol.*, **55**: 1025–1036.
- LE HERON D., SUTCLIFFE O., BOURGIG K., CRAIG J., VISENTIN C., WHITTINGTON R., 2004 — Sedimentary architecture of Upper Ordovician tunnel valleys, Gargaf Arch, Libya: Implications for the genesis of a hydrocarbon reservoir. *GeoArabia*, **9**, 2, 137–160.
- LE HERON D., SUTCLIFFE O., WHITTINGTON R., CRAIG J., 2005 — The origins of glacially related soft-sediment deformation structures in Upper Ordovician glaciogenic rocks: implication for ice-sheet dynamics. *Palaeogeogr. Palaeoclimatol., Palaeoecol.*, **218**, 75–103.
- LE HERON D., SUTCLIFFE O., WHITTINGTON R., CRAIG J., 2006 — Late Ordovician glaciogenic reservoir heterogeneity: An example from the Murzuq Basin, Libya. *Marine and Petroleum Geology*, **23**, 655–677.
- ŁUKASIEWICZ K., WIELGUS A., WILK-JURASZEK B., ZDANOWSKI P., KOŁODZIEJCZYK Z., WOJTOWICZ J., GŁADZIK R., SOCHA K., MEISSNER U., RATAJCZAK J., 2011 — Drilling Programme - Exploration Well Felsted-1 (5409/3-1) License 1/05, Denmark. Arch. PGNiG SA.
- MATUSZEWSKA I., 2013 — Ocena wyników prac I fazy poszukiwawczej na koncesji Bahariya w Egipcie – zał. 1 do Wniosku na Zarząd w sprawie rezygnacji z koncesji w Egipcie, (Opracowanie niepublikowane).
- NATIONAL OIL CORPORATION LIBYAN PETROLEUM INSTITUTE & DB CONSULTING AND ASSOCIATES, 2007 — Murzuq Basin Joint Study, Archiwum PGNiG SA.
- PERYT T.M., GELUK M., MATHIESEN A., PAUL J., SMITH K., 2010 — Zechstein, in Doornenbal H., and Stevenson A. eds., Petroleum geological atlas of the Southern Permian Basin Area: EAGE Publications, 123–147.
- POGC Libya BV, 2010 — Intend to drill CA113 (blocks 1 & 2); Archiwum POGC, Libya BV.
- REPSOL EXPLORACION MURZUQ S.A., 2006 — Intend to Drill G1 – NC190 Murzuq Basin, Libya: 44. Arch. PGNiG SA.
- SIKANDER A.H., 2003 — Structural Development, Geology and Hydrocarbon Potential of the Ghadamis and Murzuq Basins – an Overview. *W: Second Symposium on the Sedimentary Basin of Libya*. T. 2. Tripoli. 281–326.
- SMEWING J.D., WARBURTON J., DALEY T., COPESTAKE P., UL-HAQ N., 2002a — Sequence stratigraphy of the southern Kirthar Fold Belt and Middle Indus Basin, Pakistan. *W: The Tectonic & Climatic Evolution of the Arabian Sea Region: 195. Geol. Soc. Spec. Publ., London*.
- SMEWING J.D., WARBURTON J., CERNUSCHI A., HAQ N.U., 2002b — Structural Inheritance in the Southern Kirthar Fold Belt: Eni-LASMO Pakistan; PAPG-SPE Annual Technical Conference.
- SŁOWAKIEWICZ M., MIKOŁAJEWSKI Z., 2009 — Sequence stratigraphy of the Upper Permian Zechstein Main Dolomite carbonates in Western Poland: a new approach. *J. Petrol. Geol.*, **32**: 215–234.
- SŁOWAKIEWICZ M., MIKOŁAJEWSKI Z., SIKORSKA M., POPRAWA P., 2010 — Origin of diagenetic fluids in the Zechstein Main Dolomite reservoir rocks, West Pomerania, Poland. *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, **161**, 1: 25–38.
- SŁOWAKIEWICZ M., TUCKER M.E., PANCOST R.D., PERRI E., MAWSON M., 2013 — Upper Permian (Zechstein) microbialites: Supratidal through deep subtidal deposition, source rock, and reservoir potential. *AAPG Bulletin*, **97**, 11: 1921–1936.
- SOCHA K., DEPOWSKA A., ZDANOWSKI P., 2013 — Facies analysis of the Zechstein Main Dolomite (Permian) sulphate-carbonate platform toe-of-slope deposits: A study from Southern Jutland, Denmark: 30th IAS Meeting of Sedimentology, Extended Abstracts, T5S1_07.
- WAGNER R., KOTARBA M. (red), 2004 — Algowe skały macierzyste dolomitu głównego i ich potencjał węglowodorowy jako podstawa dla genetycznej oceny zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego w strefie Gorzowa–Międzyzichodu. Archiwum PGNiG, Warszawa.
- ZDANOWSKI P., GÓRNIĄK M., 2014 — Dim and bright spots as indicators of the Zechstein Main Dolomite hydrocarbon reservoir in Poland. *Interpretation*, **2**, 4: SP17–SP30.
- ZDANOWSKI P., WOŹNIAK K., 2010 — Nitrogen source for the Main Dolomite natural gas in the Sulecin Isolated Platform Area – Verification of existing theory: 72nd Annual International Conference and Exhibition, EAGE, Extended Abstracts, J037.

SUMMARY

NORWAY

PGNiG SA started its operations on the Norwegian continental shelf in 2007, when the company acquired interests in the Skarv oil and gas field from Exxon Mobil. On the basis of that project, PGNiG Norway AS – based in Sandnes – was founded in the second half of 2007. In 2007, PGNiG Norway successfully passed a pre-qualification process and received a consent to conduct exploration and production on the Norwegian continental shelf as a License Partner. In 2009, after conducting another pre-qualification process, the Norwegian Government granted the Operator status to PGNiG Norway AS. On 1 April 2013, by the decision of the Management Board of PGNiG SA, the company name was changed to PGNiG Upstream International AS. PGNiG SA is the sole owner of the company.

Currently, PGNiG UI holds interests in 19 exploration and production concessions located in different areas of the shelf. The company's assets portfolio consists of concessions involving interests in four production fields – Skarv, Vilje, Vale, and Morvin, two fields that are in the development phase – Snadd and Gina Krog, and 10 exploration licenses. The company has an operator status on two of them. PGNiG UI conducts exploration and production works in these areas, collaborating with a number of world-class business partners. Due to the possibility of a relatively fast development through connecting to the existing production infrastructure, the exploration works are focused mainly on the areas in the vicinity of owned deposits. Equally intense works are also conducted on the remaining concessions of the Norwegian continental shelf, in the areas that are less known from the geological point of view, at locations where there is a chance of discovering large deposits at higher exploration risk. Concessions located in the Barents Sea are an example of such activity.

Geologically, the exploited deposits were formed in the traps of mixed nature (structural-tectonic and stratigraphic-structural). They are often tectonically divided into segments, and occur at depths of 2150 (Vilje) to 4800 m b.s.l. (Morvin). Reservoir rocks are represented by sandstones of the Early and Middle Jurassic (Skarv, Morvin, Vale, Gina Krog), Upper Cretaceous (Snadd), and Paleocene (Vilje), and belong to different formations of good and very good reservoir properties.

DENMARK AND GERMANY

PGNiG SA specialists are most experienced in prospecting and exploration of deposits in the Main Dolomite (Ca₂) formations which, among others, fill the Southern Permian Basin (SPB). Two of the largest oil and gas deposits in Poland (BMB and LMG) have been discovered, documented and developed for the production by PGNiG in Ca₂ formations. SPB extends from the eastern coast of England, across

the North Sea, the Netherlands, Germany, Denmark and Poland. Taking into account its experience, the company became interested in extending the area of interest to the other, less explored areas of SPB, specifically the area of South Jutland in Denmark and the eastern federal states of Germany.

The license in Denmark, where PGNiG SA has the operator status, was acquired in 2007. After analyzing the archival documents, an area for a 3D seismic identification was selected. The Felsted-1 hole drilled at the turn of 2011 and 2012 gave no commercial success. From 2015, PGNiG SA has been a partner at the exploration license SW Lübben in southern Brandenburg. Exploration work is in progress.

The oil system discovered in these areas is similar to that in Poland. Ca₂ formations are the bedrock represented mainly by the platform slope facies and low-energy lagoon formations. In most cases, the reservoir rock is composed of Ca₂ formations. The best reservoir properties are found at the top of carbonate platforms in high-energy, shallow-water grainstone facies, in lagoonal facies, and in carbonate sand facies at the foot of the carbonate platforms. Evaporite series of Permian limestone are very effective top and lateral sealing formations.

PAKISTAN

Since 2005, PGNiG SA, together with the Pakistan-based company of PPL, has conducted exploration at the Kirthar license located in the Sindh province. PGNiG SA is the operator of the block and holds 70% of shares.

The most important reservoir rocks in the Kirthar Fold Belt, which is a part of the Pakistan Western Fold Belt, are sandstones of the Pab Formation (Maastrichtian in age). The Ranikot Group and Laki Formation siltstones are the seal to the Pab Formation sandstones in the Kirthar license. The area is characterized by a complex geological structure and tectonic setting.

Within the scope of the works, 257 km of 2D and 368 km² of 3D seismic surveys have been performed so far. Based on the results, the Rehman-1 exploration well was drilled in 2009. The reconstruction of the Hallel X-1 well was carried out in 2011, and the Rizq-1 exploration well was drilled in 2015. As a result, two deposits – Rehman and Rizq – have been discovered. The recoverable resources are 11.5 and 4.2 billion m³ of gas, respectively. The Rehman-1 and Hallel X-1 wells are currently operated, and the connection to the Rizq-1 well is planned for 2016.

As expected, the discovered Rehman and Rizq deposits do not exhaust the exploration potential of the license. Based on the currently available materials, three further discoveries (N2, W1 and W2) are predicted.

As part of the deposit development a fixed gas extraction installation of a capacity of 800 m³/min was launched in November 2015. It is planned to continue its expansion in the following years, until the efficiency of 1,770 m³/min is

achieved; this will enable an optimal joint exploitation of the Rehman and Rizq deposits.

With reference to the PGNiG SA discovery of two natural gas deposits - Rehman and Rizq, the company actively looks for other interesting projects in Pakistan. The preferred areas shall be located as close as possible to the Kirthar license.

LIBYA

Pursuing its strategic objectives, in 2008, PGNiG signed an agreement with the Libyan National Oil Company for the exploration works in the license area no. 113 (blocks 1 and 2) in the region of Al'Atshan Elevation that separates the Murzuq and Ghadames sedimentary basins, within which multiple hydrocarbon deposits have been discovered. Cambrian to Triassic clastic sedimentary rocks have been documented in the license area, and the contemporary image of the tectonic structure of the Al'Atshan Elevation is a summary result of tectonic movements that took place in the area from Paleozoic to Tertiary. The main reservoir rock in the Murzuq basin is the Ordovician sandstone of the shallow-marine Hawaz and Mamuniyat formations of periglacial origin. The bedrock for those deposits is lower Silurian siltstones of the Tanezzuft Formation, rich in organic matter. For the Ghadmes basin, the major reservoir rocks are upper Silurian and Devonian shallow-marine sandstones, while the bedrock is represented by Silurian and Devonian organic shales. All these formations play an important deposit-forming role at the license area no. 113 (blocks 1 and 2).

Within the license obligations, PGNiG has performed 1,023 km² of 3D and 3,500 km of 2D seismic surveys. These works have allowed documenting multiple structural objects. In 2011, due to the events of the Arab Spring, the exploration work was suspended until 2013, when the two of the eight obligatory exploration wells were drilled. The holes con-

firmed the high deposit potential of the license area by drilling through the Carboniferous, Devonian and Ordovician formations saturated with natural gas and condensate. The industrial hydrocarbon saturation in two Devonian formations of Awaynat Wanin and Tahara has been confirmed for both holes. The deposit discovery documenting has begun, aimed at the best possible documentation of the deposits. In 2014, the exploration works were suspended again due to the deterioration of security conditions. The remaining obligatory works are the acquisition of the second part of the 3D survey that covers 500 km² and drilling of six exploration wells. PGNiG performs activities aimed at mitigating the force majeure effects, and after suspending the force majeure state, the company will take further decisions on performing the works.

EGYPT

Between 2009 and 2013, PGNiG conducted exploration works in Egypt at the Bahariya license located in the northern part of the Egyptian Western Desert. First, almost the entire surface of the license was covered by the gravimetric imaging. Next, a 2,300 km of new 2D seismic survey was performed, and 1,600 km of archive seismic data have been pre-processed. Thanks to this, works at a consistent volume of seismic data have been obtained. The results of seismic surveys have allowed assuming the presence of a sub-basin comprising an active oil system within the northern part of the block (peripheral part of the Abu Gharadig basin). Two exploration wells have been drilled – Bahariya-4x and Bahariya A-1x. Sandstone of the Abu Roash G and Bahariya formations (Upper Cretaceous) with very good reservoir properties proved to be watered and had only residual oil saturation, most likely due to the lack of a bedrock. In view of the low probability of discovering deposits in the block, PGNiG SA has decided to cease exploration activities in Egypt.

