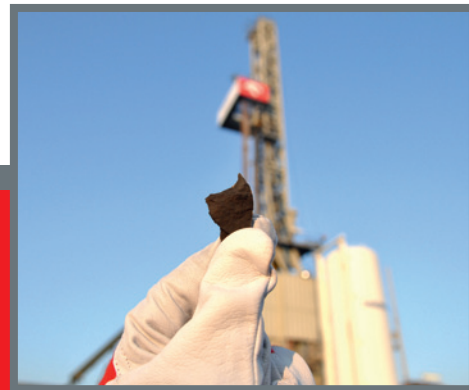




**CO WARTO WIEDZIEĆ
O GAZIE ZIEMNYM**

Wprowadzenie

Gaz ziemny, zwany również „błękitnym paliwem” lub „paliwem XXI wieku”, to obecnie jedno z najbardziej ekonomicznych i konkurencyjnych źródeł energii. Gaz znajduje zastosowanie w wielu dziedzinach gospodarki. Poza wytwarzaniem energii elektrycznej, jest wykorzystywany zarówno w przemyśle, jak i w sektorze usług oraz w gospodarstwach domowych. Ze względu na niski stopień oddziaływania na środowisko i wysoką sprawność produkcyjną, gaz ziemny jest preferowanym nośnikiem energii pierwotnej, promowanym w polityce energetycznej Polski i Unii Europejskiej (UE).

Mimo iż w 2015 roku globalny popyt na gaz ziemny wzrósł tylko o 1,2%, osiągając poziom ok. 3500 mld m³, perspektywy średnioterminowe pozostają optymistyczne. Międzynarodowa Agencja Energii szacuje, że przez kolejne 5 lat popyt na gaz będzie wzrastał o ok. 2% rocznie, osiągając w 2019 roku poziom 3980 mld m³. W tym samym czasie udział gazu w łącznym wytwarzaniu energii elektrycznej wzrośnie jedynie o 0,5%, osiągając poziom 22%, co jest następstwem konkurencji pomiędzy gazem a innymi paliwami oraz niewystarczających dostaw gazu w wielu krajach rozwijających się.

Udokumentowane światowe zasoby gazu ziemnego wynoszą obecnie około 150 bln m³, co przy dzisiejszym poziomie wydobycia wystarczy na ponad 65 lat. W globalnym rankingu Międzynarodowej Agencji Energii, dotyczącym wydobycia błękitnego paliwa, przodują obecnie Stany Zjednoczone, Rosja i Katar. W Europie największym producentem gazu ziemnego

jest Norwegia – w 2015 roku z pól wydobywczych pod dnem Morza Północnego i Norweskiego uzyskano 109 mld m³ surowca, co stanowi 3,1% światowego wydobycia. Rozmieszczenie zasobów gazu na świecie wykazuje dużą zbieżność z występowaniem zasobów ropy naftowej. Największe udokumentowane zasoby gazu ziemnego skupione są na Bliskim Wschodzie (71 795 mld m³) i w Rosji (27,1% zasobów światowych).

W ostatnich latach Polska zużywa średnio ok. 15 mld m³ gazu ziemnego rocznie, z czego ok. 30% pochodzi ze złóż krajowych, a reszta jest importowana, głównie z Rosji. Na przemysł i usługi w polskiej gospodarce przypada łącznie ok. 70% zużycia surowca (pozostałe 30% konsumują gospodarstwa domowe). Chociaż udział gazu w bilansie paliw pierwotnych jest w Polsce

stosunkowo niewielki, to w ciągu ostatnich dwudziestu lat wzrósł w sposób zasadniczy. Wynika to w głównej mierze z wysokiej sprawności użytkowania błękitnego paliwa, przy jednoczesnej możliwości regulacji i automatyzacji procesów dostawy. Zaletę gazu



w porównaniu z innymi paliwami stanowi również to, że praktycznie nie zanieczyszcza on środowiska naturalnego odpadami stałymi i dwutlenkiem siarki, a emisje innych zanieczyszczeń są znacznie niższe od powstających przy użyciu paliw stałych i płynnych.

W ostatnich dwóch dekadach coraz większy udział w światowym wydobyciu gazu zyskuje gaz niekonwencjonalny. Przemysłowe wydobycie gazu niekonwencjonalnego uruchomiono w USA z początkiem XXI wieku. W 2000 roku gaz z łupków pokrywał tam jedynie 1%

krajowego zapotrzebowania. W ciągu dekady wartość ta wzrosła czternastokrotnie, czyniąc ze Stanów Zjednoczonych największego producenta gazu ziemnego na świecie. Prognozy Amerykańskiej Agencji ds. Energii zakładają dalszy wzrost jego produkcji i osiągnięcie 45%

udziału w całkowitej produkcji gazu w USA do 2040 roku. Dziś w poszukiwaniu gazu z łupków (poza USA i Kanadą) przodują Chiny, Australia i Argentyna. W Europie największą aktywnością wykazywali się dotychczas operatorzy działający w Polsce i Wielkiej Brytanii.

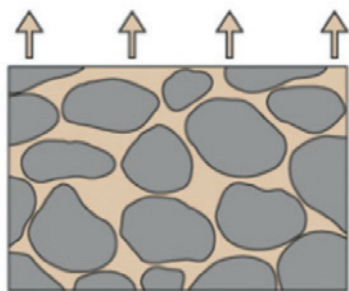
Czym jest gaz ziemny?

Gaz ziemny jest surowcem mineralnym powstającym z beztlenowego rozkładu substancji organicznych zgromadzonych głęboko pod powierzchnią ziemi. Skład gazu ziemnego jest zmienny i zależy przede wszystkim od miejsca, z którego jest wydobywany, jednak jego podstawowym składnikiem jest metan.

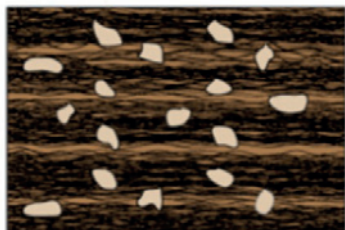
Zgodnie z najbardziej ogólnym kryterium podziału występowania nagromadzeń gazu ziemnego w przyrodzie, można wyróżnić gaz zawarty w skałach o wysokich parametrach porowatości i przepuszczalności (tzw. złoża konwencjonalne) oraz gaz w skałach, których wartości tych parametrów są bardzo niskie (tzw. złoża niekonwencjonalne).

Przykładami skał, w których nagromadzenia gazu można określić mianem niekonwencjonalnych, są niektóre piaskowce, w których uwięziony jest gaz zamknięty (ang. tight gas) czy skały ilasto-mułowcowe (tzw. łupki), z których z kolei pochodzi tzw. gaz łupkowy (ang. shale gas). Gaz zamknięty znajduje się w odizolowanych, bardzo trudno dostępnych porach skalnych, charakteryzujących się znikomą przepuszczalnością i zalegających zazwyczaj nieco płycej niż warstwy skał łupkowych.

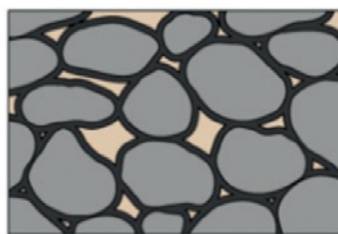
Technologie poszukiwań i wydobycia gazu zamkniętego oraz gazu z łupków są podobne, choć zwykle nagromadzenia typu tight gas, z uwagi na lepsze parametry złożowe, wymagają zabiegów o mniejszej skali.



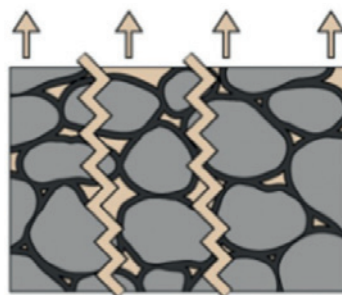
swobodnie przepływający gaz
w skale o wysokiej przepuszczalności
i porowatości



gaz zamknięty
w porach



gaz zamknięty w skale o niskiej
przepuszczalności i porowatości



gaz zamknięty
– szczelinowanie

Gaz pochodzący z łupków jest technologicznie trudniejszy i często ekonomicznie mniej opłacalny w eksploatacji niż tight gas czy gaz tradycyjny pochodzący ze skał konwencjonalnych. Jego złoża niejednokrotnie znajdują się w Polsce na głębokości przekraczającej kilka kilometrów wgłąb ziemi. Należy przy tym pamiętać, że zarówno gaz zamknięty jak i gaz z łupków to pod względem właściwości zwykły gaz ziemny, który znamy i z którego korzystamy na co dzień. Różnica polega jedynie na odmiennych właściwościach skał, w których gaz się znajduje i związanym z tym nieco innym sposobem wydobycia.

Eksploatacja tradycyjnych złóż gazu ziemnego jest procesem znanym w Polsce i na świecie od około połowy XIX wieku i od długiego czasu nie nastrocza problemów

technologicznych. W Polsce pierwsze wydobycie datuje się na 1853 rok. Od tamtej pory wykonano w naszym kraju około 100 000 otworów wiertniczych, w tym 7000 głębokich otworów (powyżej 1 km).

Jeszcze pod koniec XX wieku nie eksploatowano na skalę przemysłową gazu ze skał łupkowych, a nawet nie postrzegano ich jako skał zbiornikowych mogących oddawać nagromadzony gaz czy ropę. Ostatnie dekady odwróciły ten trend. Dzięki odpowiedniemu dostosowaniu procesu szczelinowania hydraulicznego (ang. hydraulic fracturing) i opracowaniu technologii wierceń kierunkowych, w tym poziomych, eksploatacja gazu ze skał łupkowych stała się możliwa i w niektórych regionach świata opłacalna.



Jedne z pierwszych urządzeń wiertniczych w Polsce

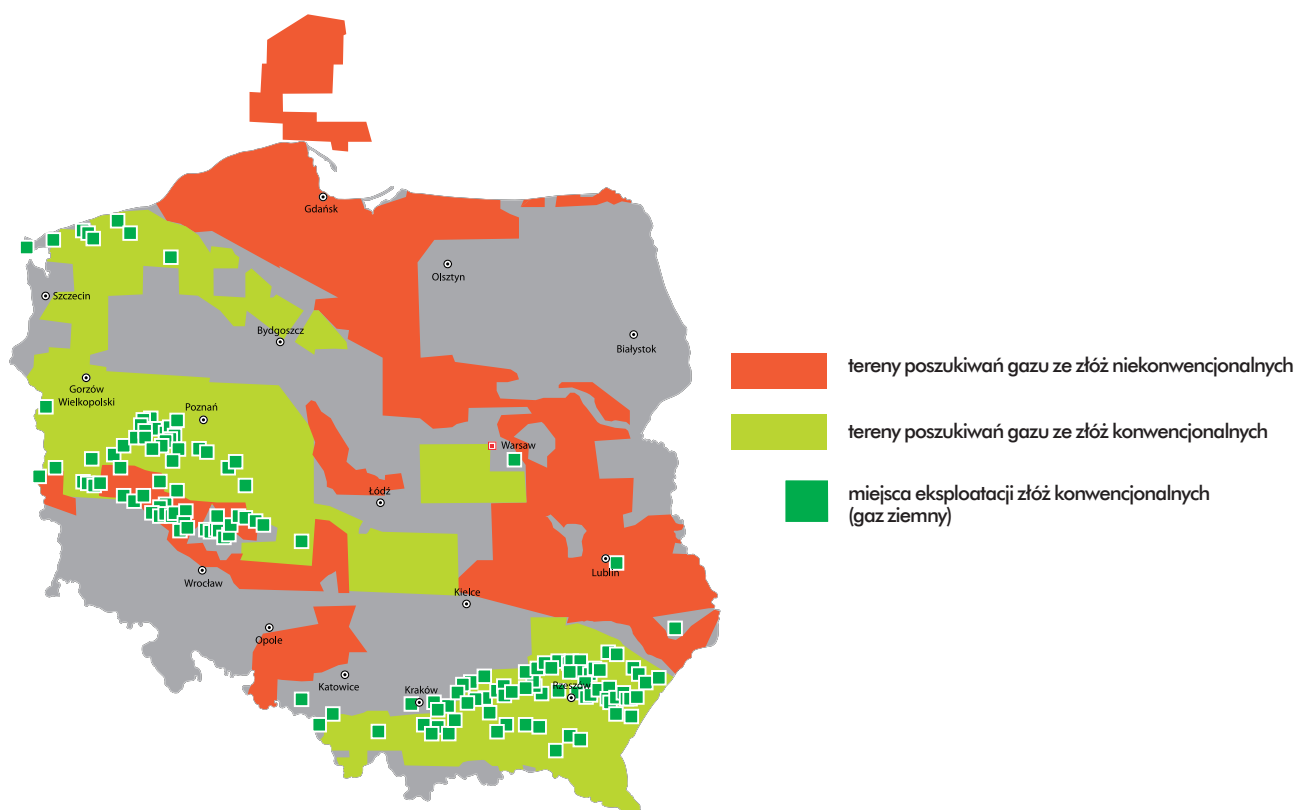
Poszukiwania gazu ziemnego w Polsce

W 2015 roku zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 16,5 mld m³, przy czym z rodzimych źródeł pochodziło 4,6 mld m³, co stanowi około 30% krajowego zapotrzebowania. Dla zaspokojenia popytu na gaz niezbędny jest więc obecnie import surowca. W ostatnich latach Polska importuje rocznie ponad 9 mld m³ gazu z Rosji i ponad 1 mld m³ z Niemiec.

Całkowite udokumentowane i wydobywalne zasoby konwencjonalnego gazu ziemnego w Polsce wynoszą około 140 mld m³ i są skoncentrowane głównie w złożach na Nizie Polskiej, przedgórzu Karpat oraz w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego. Biorąc pod uwagę obecną skalę wydobywania, żywotność wskazanych zasobów przewidywana jest na około 25 lat. Jeśli chodzi o polskie złoża niekonwencjonalne to według danych Polskiego Instytutu Geologicznego z 2012 r. najbardziej prawdopodobne zasoby surowca typu shale gas znajdują się w przedziale od 346 do 768 mld m³, czyli ponad 5 razy więcej od udokumentowanych do tej pory zasobów ze złóż konwencjonalnych. Tzw. „polski

pas łupkowy”, a więc najbardziej perspektywiczny obszar występowania gazu niekonwencjonalnego, obejmuje ok. 37 tys. km², tj. 12% obszaru kraju, i rozciąga się od północnych granic Polski (basen bałtycki) poprzez regiony centralne (basen podlaski) aż po wschód (basen lubelski). Z kolei z opublikowanych przez Państwowy Instytut Geologiczny w 2015 r. wyników badań surowcowych wynika, że w Polsce występują również liczne złoża typu *tight gas*, zlokalizowane głównie w strefie poznańsko-kaliskiej, wielkopolsko-śląskiej i w zachodniej części basenu bałtyckiego. Prognozuje się, że całkowita objętość gazu ziemnego zamkniętego w tych kompleksach geologicznych wynosi od 1528-1995 mld m³, natomiast wydobywalne zasoby wynoszą około 153-200 mld m³.

Specyfiką biznesu poszukiwawczo-wydobywczego są ogromne nakłady inwestycyjne i towarzyszące pracom ryzyko. Jeden odwiert w Polsce to średnio koszt rzędu 25-40 mln złotych, co zależy od jego głębokości, ilości wykonywanych pomiarów oraz zabiegów.



Wyzwania stojące przed Polską

Aby Polska mogła w jak największym stopniu skorzystać z potencjalnych zasobów gazu ziemnego w złożach konwencjonalnych i niekonwencjonalnych przed decydentami stoi wiele wyzwań:

- 💡 Wypracowanie spójnej polskiej polityki energetycznej, w tym surowcowej
- 💡 Wypracowanie korzystnych rozwiązań formalno-prawnych dla inwestorów poszukujących gazu
- 💡 Stworzenie katalogu zachęt inwestycyjnych, w tym korzystnych rozwiązań fiskalnych
- 💡 Rozwój i modernizacja infrastruktury przesyłowej oraz transportowej dla gazu
- 💡 Tworzenie i wsparcie ośrodków naukowo-badawczych zajmujących się rozwijaniem technologii wydobywania węglowodorów

Korzyści wynikające ze zwiększenia wydobycia gazu ziemnego w Polsce

- ✓ Rozwój gospodarczy i społeczny regionów objętych poszukiwaniem, a w przyszłości wydobyciem gazu ziemnego
- ✓ Rozwój lokalnej przedsiębiorczości i podniesienie poziomu życia
- ✓ Zasilenie budżetów samorządów (zgodnie z obecnymi regulacjami 60% opłaty koncesyjnej i eksploatacyjnej wpływa bezpośrednio do budżetów gmin oraz po 15% do powiatów i województw, zaś 10% do NFOŚiGW)
- ✓ Zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez zmniejszenie importu gazu z Rosji oraz Niemiec
- ✓ Możliwa obniżka cen gazu związana ze zwiększeniem ilości surowca na rynku
- ✓ Rozwój energetyki opartej na gazie, a tym samym spełnienie warunków UE związanych z ograniczeniem emisji CO₂ wynikającej z Pakietu Klimatycznego
- ✓ Udział inwestorów (na etapie wydobycia) w kosztach lokalnych projektów infrastrukturalnych i działaniach modernizacyjnych

Proces poszukiwań, rozpoznania i wydobywania gazu ziemnego

Do pewnego momentu proces poszukiwań i rozpoznawania złóż konwencjonalnych gazu ziemnego przebiega identycznie, jak w przypadku złóż niekonwencjonalnych. Zakres prac badawczych, przygotowanie placu wiertniczego, wiercenie pionowe lub kierunkowe – to nieodłączne elementy poszukiwań gazu ziemnego niezależnie od typu skał, z których pochodzi. Kluczowe różnice dotyczą wykonania zabiegów intensyfikacji

nych (szczelinowania hydraulicznego) na złóżach niekonwencjonalnych, które wydłużają proces i podnoszą znacznie jego koszty.

Cały proces poszukiwań, rozpoznania i wydobywania gazu ziemnego jest bardzo długi – w sumie może trwać nawet ok. 50 lat i składa się z 4 etapów:



FAZA I – POSZUKIWANIE I ROZPOZNAWANIE ZŁÓŻ

Pierwszy etap poszukiwań gazu, niezależnie od rodzaju złoża, to studia nad archiwalnym materiałem geologicznym, analiza wykonanych w przeszłości odwiertów i pomiarów oraz realizacja nowych badań sejsmicznych. Celem tego etapu prac jest określenie możliwości występowania złóż na danym terenie i podjęcie decyzji o kontynuacji prac poszukiwawczo-rozpoznawczych w celu uszczegółowienia budowy geologicznej regionu.

Badania sejsmiczne

Badania sejsmiczne polegają na wytwarzaniu, emitowaniu pod ziemię i rejestracji fal sejsmicznych. Badania prowadzone są wyłącznie przez wyspecjalizowane firmy i wymagają użycia pojazdów ze sprzętem emitującym fale oraz geofonów – odbiorników przetwarzających częstotliwość drgań podłoża na napięcie elektryczne.

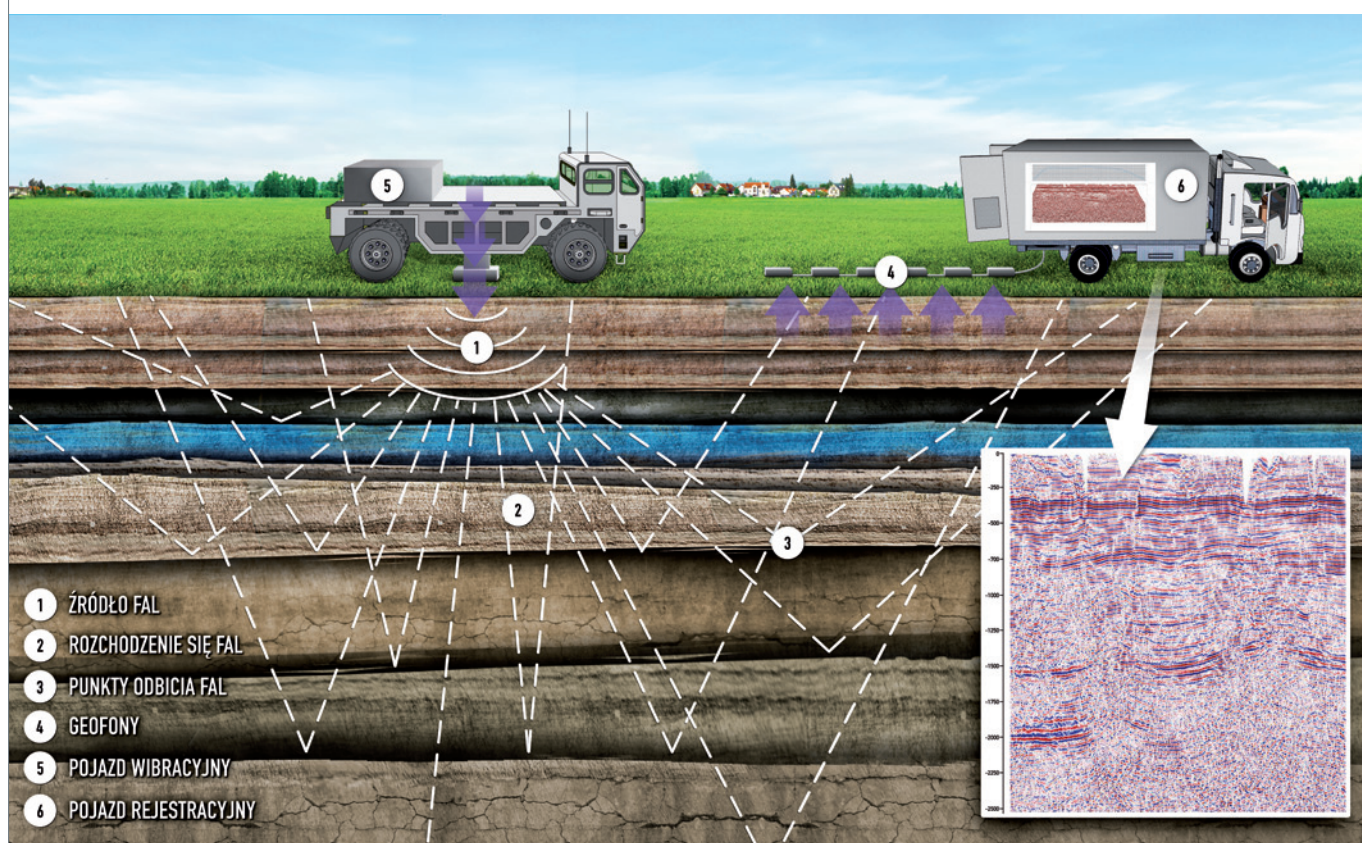
Badania sejsmiczne każdorazowo poprzedzone są uzgodnieniami z właścicielami gruntów, na których są prowadzone. Na podstawie zawartych porozumień, firmy geofizyczne rozpoczynają prace i wyznaczają rozmieszczenie



Badania sejsmiczne

urządzeń pomiarowych. Specjalne pojazdy przemieszczają się wzdłuż wyznaczonych linii opuszczając na ziemię płyty wibracyjne wywołujące fale akustyczne skierowane w głąb ziemi. Fale wędrują pod powierzchnią ziemi odbijając się od napotkanych warstw skalnych i po powrocie na powierzchnię zostają zarejestrowane. Od różnych

BADANIA SEJSMICZNE



ośrodków skalnych, fale odbijają się w zróżnicowany sposób, co umożliwia odpowiednią interpretację powracającego sygnału. Zebrane dane są szczegółowo analizowane. Dzięki pozyskanemu w ten sposób obrazowi powstaje mapa warstw skalnych, na podstawie której geolodzy określają dokładne miejsce odwiertu poszukiwawczego.

Wibratorowa metoda badań seismicznych jest całkowicie bezpieczna i stosowana powszechnie w przemyśle naftowo-gazowniczym od lat 80. XX wieku. Badania nie wpływają na jakość wód podziemnych i gleby, zaś wywoływane drgania nie są w żadnym stopniu zagrożenia dla okolicznych zabudowań.

Wiercenia

Kolejnym istotnym krokiem w procesie poszukiwań gazu ziemnego, jest wybór miejsca odwiertu. Poza wynikami badań seismicznych, inwestor analizuje również archiwalne informacje geologiczne, istniejącą infrastrukturę drogową, dostępne źródła zaopatrzenia w wodę i energię, a także stopień zurbanizowania

terenu. Po wytypowaniu lokalizacji, następuje zawarcie umów o dzierżawę ziemi z właścicielami działek i rozpoczyna się proces administracyjny związany z przygotowaniem terenu do wykonania odwiertu. Po uzyskaniu stosownych zezwoleń i uzgodnieniu szczegółów z odpowiednimi organami administracji państwowej, inwestor rozpoczyna budowę placu wiertniczego. Teren placu zajmuje średnio powierzchnię około hektara i jest starannie zabezpieczony. Wierzchnią warstwę gleby (humus), która po zakończeniu prac będzie służyła do rekultywacji, zdejmuje się i układa w pryzmach, a teren odpowiednio niweluje. Wyrównaną powierzchnię wykłada się płytami betonowymi izolującymi i utwardzającymi grunt.

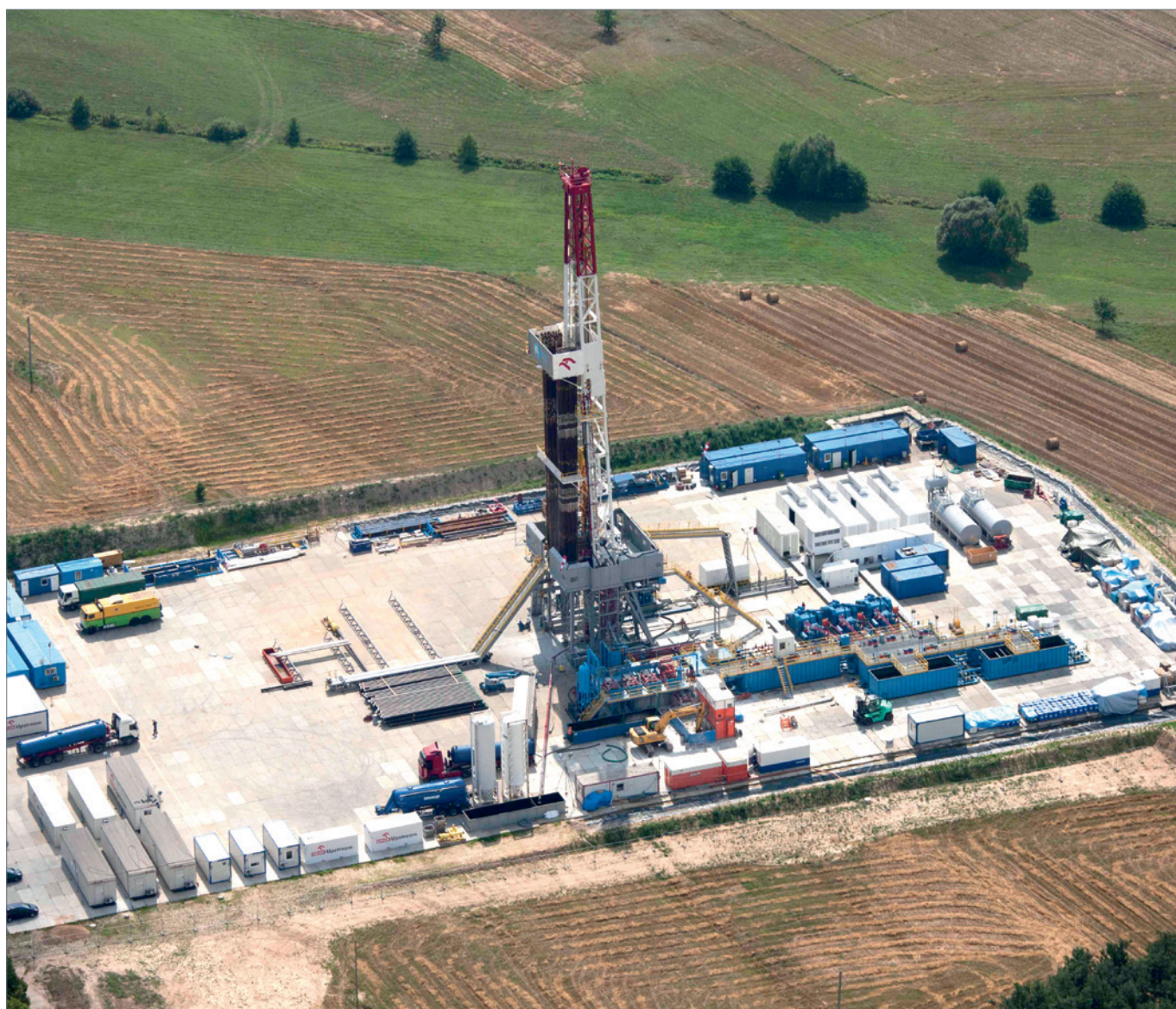
Projekt otworu wiertniczego każdorazowo zależy od właściwości geologicznych danego złoża. Każdy otwór wiertniczy przygotowywany jest z uwzględnieniem zasad dotyczących bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego, w tym przepisów odnoszących się do zabezpieczenia warstw wodonośnych. Konstruk-

cię otworu stanowi kilkuwarstwowe, stalowe orurowanie, zacementowane w przestrzeni pomiędzy rurami a otworem (patrz str. 10). Tak szczelna konstrukcja skutecznie oddziela otaczające odwiert formacje skalne oraz zasoby wód podziemnych od wnętrza otworu. Prace wiertnicze związane z wykonaniem jednego odwiertu pionowego trwają około 4-8 tygodni. Na tym etapie, w przypadku złoża konwencjonalnego, inwestor podejmuje decyzję o tym, czy dana lokalizacja kwalifikuje się do zagospodarowania złoża i rozpoczęcia przemysłowej produkcji gazu.

W odróżnieniu od gazu konwencjonalnego, proces po-

szukiwań gazu ze skał łupkowych typu shale gas lub tight gas trwa dalej.

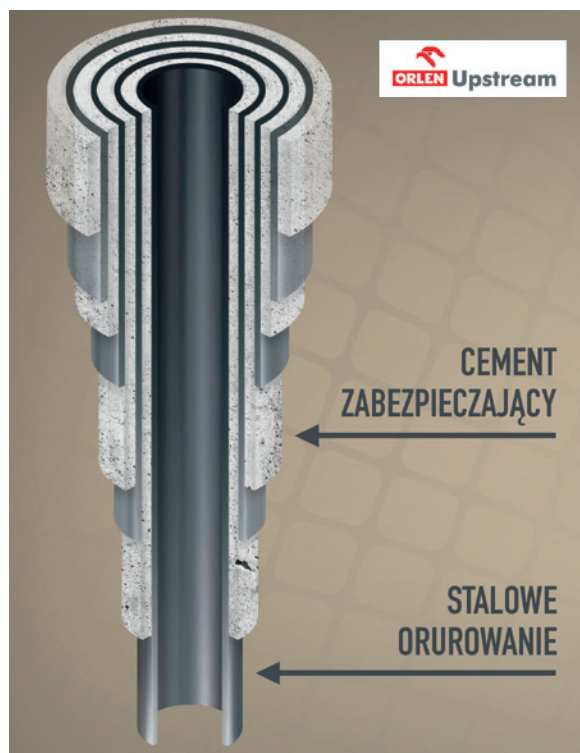
Po starannej analizie próbek rdzenia skalnego, pobranego podczas wiercenia pionowego, inwestor decyduje o następnych etapach prac. Kolejnym krokiem zmierzającym do rozpoznania niekonwencjonalnego złoża gazu może być wykonanie z tego samego placu kolejnego otworu. Z jednej lokalizacji (jednego placu wiertniczego) wykonuje się dziś nawet kilkanaście otworów kierunkowych pod ziemią, co umożliwia jednocześnie udostępnienie dużych powierzchni złoża. Pozwala to na ograniczenie wykorzystywanej przez przemysł przestrzeni na powierzchni ziemi.



Goździk, sierpień 2012 r.

Bezpieczeństwo prowadzonych prac

Bezpieczeństwo prowadzonych prac, zdrowie pracowników i mieszkańców oraz troska o środowisko naturalne są podstawą działalności ORLEN Upstream. Ocena oddziaływania na otoczenie jest każdorazowo wykonywana przed, jak i po zakończeniu prac terenowych. Wszystkie przeprowadzone dotąd w skali kraju badania pokazują, że jakość wód gruntowych i powierzchniowych oraz gleb nie ulega zmianie po zakończeniu prac wiertniczych i intensyfikacyjnych. Niezwykle istotna w całym procesie jest technologia cementowania rur okładzinowych odwiertu, która zapewnia uzyskanie całkowicie szczelnej konstrukcji.



W 2011 r. Państwowy Instytut Geologiczny (PIG) na zlecenie Ministerstwa Środowiska przeprowadził badania na obszarze pierwszego w Polsce odwiertu z pełnoskalowym szczelinowaniem hydraulicznym w Łebieniu. Poza geologami i hydrogeologami z PIG w badaniach uczestniczyli specjaliści z Instytutu Geofizyki PAN, Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska, Politechniki Warszawskiej, Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie. Wnioski z raportu: „nie zaobserwowano wpływu prac związanych ze szczelinowaniem na jakość wód powierzchniowych i podziemnych, a sam pobór wody nie wpłynął na zmniejszenie zasobów wód podziemnych w rejonie wiertni.” Pełna wersja raportu dostępna jest na stronie: <http://www2.pgi.gov.pl/pl/kontakt/rzecznik-prasowy/4091-raport-z-lebienia-materialy-prasowe.html>

Z kolei w marcu 2015 r. Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska ogłosiła wyniki projektu badawczego „Gaz z łupków: bezpieczeństwo i odpowiedzialność”, zrealizowanego na zlecenie Ministerstwa Środowiska. Badania przeprowadzono między innymi na terenie odwiertu badawczego Syczyn-OU2H wykonanego przez ORLEN Upstream na terenie koncesji Wierzbica. Raport GDOŚ podsumowuje pierwszy, realizowany na tak szeroką skalę zarówno w Polsce, jak i w Europie, projekt badania wpływu prac poszukiwawczych na środowisko naturalne. Jego wyniki potwierdzają jednoznacznie brak negatywnego oddziaływania poszczególnych elementów procesu rozpoznawania złóż niekonwencjonalnych, w tym zabiegów szczelinowania hydraulicznego, na poddane analizie elementy środowiska.

FAZA II – ZAGOSPODAROWANIE ZŁOŻ

Pozytywna decyzja o rozpoczęciu eksploatacji gazu na skalę przemysłową rozpoczyna etap zwany zagospodarowaniem złoża, czyli przygotowaniem pełnej infrastruktury umożliwiającej wieloletnie wydobywanie surowca i jego dostarczanie

na rynek. Etap zagospodarowania złoża obejmuje budowę kopalń i zbiorników gazu, sieci gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych oraz innego rodzaju urządzeń niezbędnych do zapewnienia prawidłowej produkcji gazu.

FAZA III – WYDOBYCIE GAZU

Po przygotowaniu odpowiedniej infrastruktury następuje etap wydobywania surowca. Wydobycie gazu odbywa się bez wpływu na otoczenie. Na miejscu odwiertu pozostaje jedynie głowica eksploatacyjna (zwiększająca i zabezpieczająca eksploatowany otwór) oraz niewielka instalacja towarzysząca. Zajmowany obszar wiertni zmniejsza się z hektara do kilku arów.

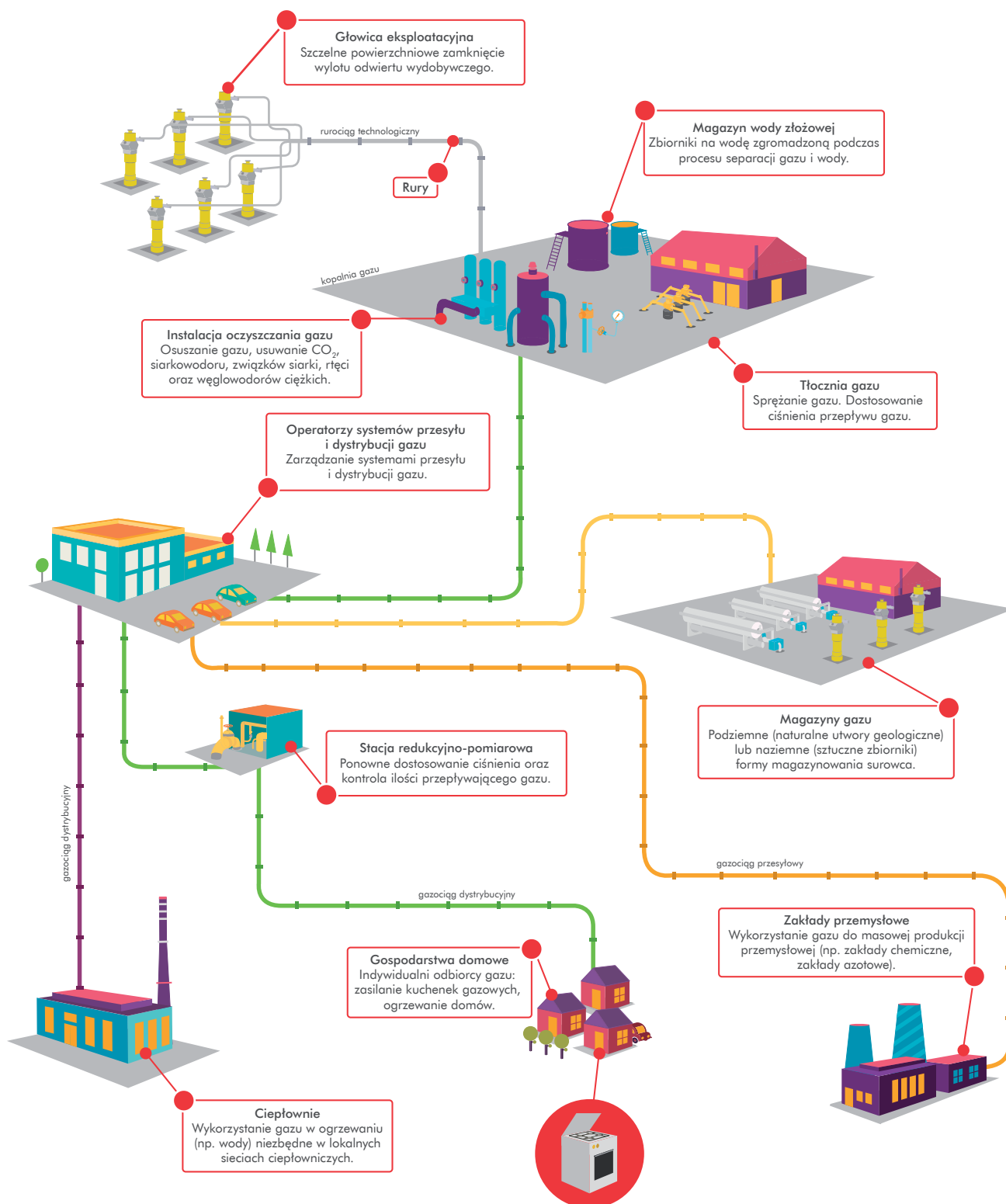
Wydobywany na powierzchnię ziemi gaz jest poddawany skomplikowanej obróbce technologicznej. W tym celu surowiec trafia rurociągiem z miejsca wydobywania do instalacji przetwórczej (strefy przyodwiertowej zorganizowanej w ośrodku produkcyjnym tzw. fabryki gazu). Na tym etapie gaz ziemny zawiera, poza metanem, wiele zbędnych składników (wodę, siarkę, inne gazy). W wyniku procesów chemiczno-przemysłowych, w fabryce surowiec zostaje oczyszczony, odwodniony i odsiarczony. Dodatkowo, w celu zagwarantowania użytkownikom bezpie-

czeństwa, gaz poddany jest procesowi nawaniania. Dzięki temu specyficzny zapach jest wyczuwalny w przypadku nieszczelności instalacji gazowej (czysty gaz ziemny jest bowiem bezwonny!).

Oczyszczony surowiec, po osuszeniu do temperatury punktu rosy (temperatury, w której przy danym składzie gazu i ustalonym ciśnieniu, może rozpocząć się proces jego skraplania), jest następnie transportowany rurociągami przesyłowymi i dystrybucyjnymi. Gaz może trafić do specjalnych magazynów podziemnych, z których czerpany jest podczas deficytów surowca lub bezpośrednio do sieci dystrybucyjnych administrowanych przez uprawnionych operatorów. Coraz bardziej popularnym działaniem jest skraplanie gazu ziemnego (LNG), dzięki czemu jego objętość zmniejsza się ok. 600 razy. Obecnie ok. 25% transportu gazu odbywa się w postaci skroplonej.



PRODUKCJA, DYSTRYBUCJA I WYKORZYSTANIE GAZU ZIEMNEGO



SCHEMAT POKAZUJE DROGĘ, JAKĄ MUSI POKONAĆ GAZ OD MOMENTU WYDOBYCIA NA POWIERZCHNIĘ ZIEMI AŻ DO ODBIORCY KOŃCOWEGO (NP. DOMU JEDNORODZINNEGO CZY CIEPŁOWNI). GAZ ZIEMNY WYPŁYWAJĄCY Z ODWIERTU ZNACZNIE RÓŻNI SIĘ OD TEGO, KTÓRYM ZASILANE SĄ PIECE CZY KUCHENKI GAZOWE. JEGO WŁAŚCIWOŚCI ZMIENIAJĄ SIĘ GŁÓWNIIE PODCZAS OBRÓBKĄ SUROWCA W TZW. FABRYKACH GAZU. JEST ON TAM PODDAWANY OSUSZANIU, OCZYSZCZANIU I NAWANIANIU. NASTĘPNIE, POD ODPOWIEDNIM CIŚNIENIEM, GAZ JEST TRANSPORTOWANY RUROCIĄGAMI I, W ZALEŻNOŚCI OD PRZEZNACZENIA, TRAFIA DO MAGAZYNÓW, ZAKŁADÓW PRZEMYSŁOWYCH ORAZ GOSPODARSTW DOMOWYCH. TRANSPORTEM GAZU ZARZĄDZAJĄ POWOŁANE DO TEGO FIRMY I INSTYTUCJE: OPERATORZY SIECI PRZESYŁOWYCH I DYSTRYBUCYJNYCH.

FAZA IV – LIKWIDACJA ZŁOŻA, REKULTYWACJA TERENU

Eksploracja złoża gazu ziemnego może trwać nawet kilkadziesiąt lat. Po wyczerpaniu zasobów złoża, cała instalacja wydobywcza jest likwidowana, a teren odwiertu zostaje przywrócony do stanu sprzed rozpoczęcia poszukiwań. Otwory wiertnicze są szczelnie izolowane (cementowane i ucinane poniżej poziomu gruntu), a grunty poddaje się rekultywacji.

Obowiązek przywrócenia terenu do stanu pierwotnego wynika z warunków koncesji, jaką firma wydobywcza uzyskuje od Ministra Środowiska. Po całkowitej rekultywacji terenu, działki zwracane są pierwotnym właścicielom, którzy mogą kontynuować uprawy lub wykorzystać grunty do dowolnych celów.



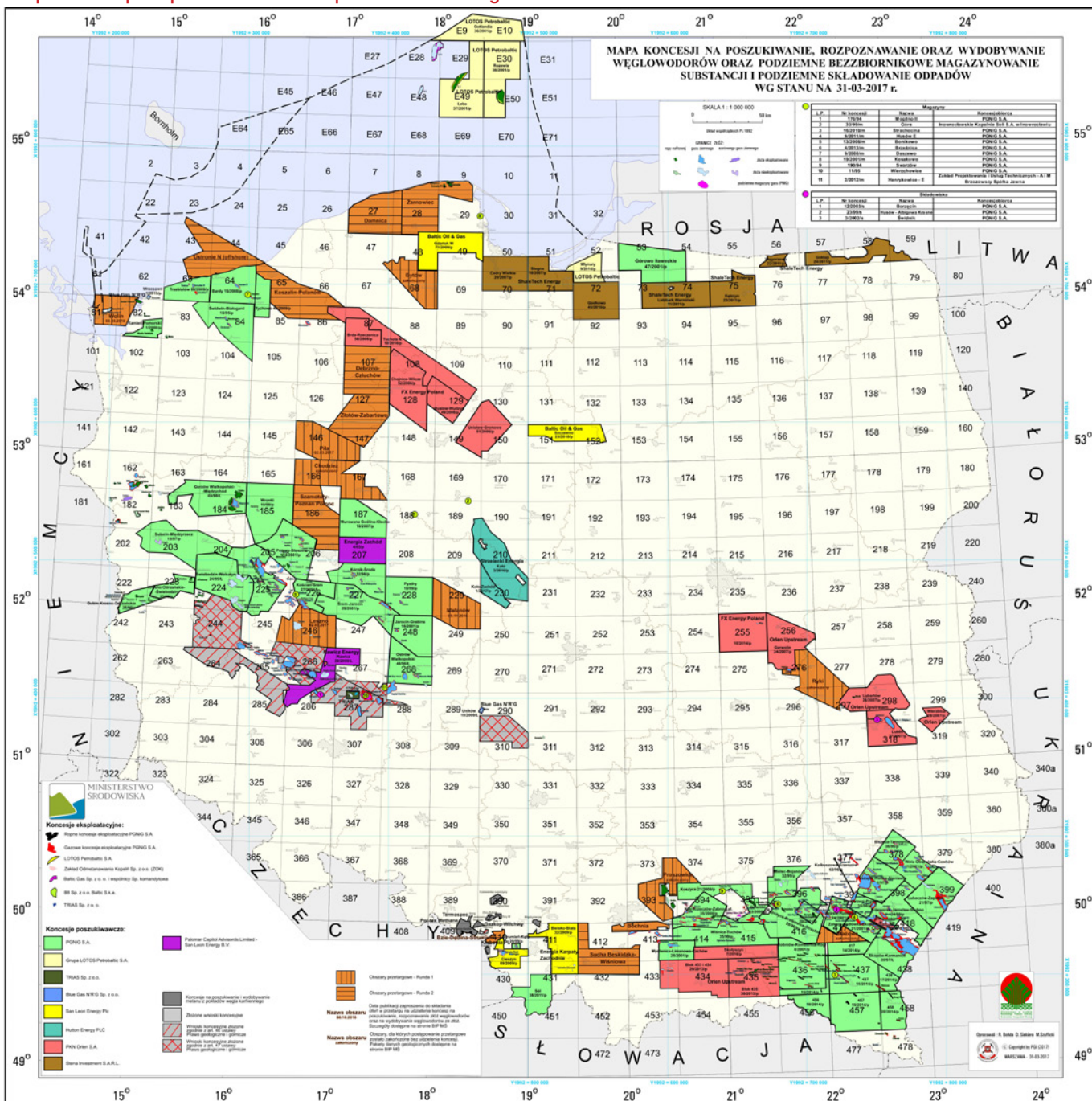
ORLEN: największa polska firma poszukuje gazu

Poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie ropy i gazu, jest jednym z priorytetów obecnej strategii biznesowej PKN Orlen, największego koncernu naftowego w Polsce.

Działająca w imieniu Koncernu spółka Orlen Upstream, powołana w 2006 roku do realizacji strategii w zakre-

sie eksploatacji złóż węglowodorów, prowadzi operacje na 27 koncesjach położonych na terenie 8 województw. Na obszarze 13 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie ropy naftowej i gazu ziemnego prowadzi prace samodzielnie. Pozostałych 14 koncesji objętych jest wspólnymi operacjami z Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem S.A.

Mapa koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu



Źródło: Ministerstwo Środowiska, www.mos.gov.pl

Celem tych działań jest poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie węglowodorów w obrębie województwa podkarpackiego, małopolskiego i wielkopolskiego.

W lipcu 2016 roku podpisany został pomiędzy ORLEN Upstream oraz Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem list intencyjny o rozszerzeniu współpracy w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania węglowodorów. Planowane wspólne operacje mają objąć rejony Basenu Pomorskiego, Basenu Lubelskiego, Monokliny Przedsudeckiej, Bloku Gorzowa oraz Przedgórze Karpat i Karpat.

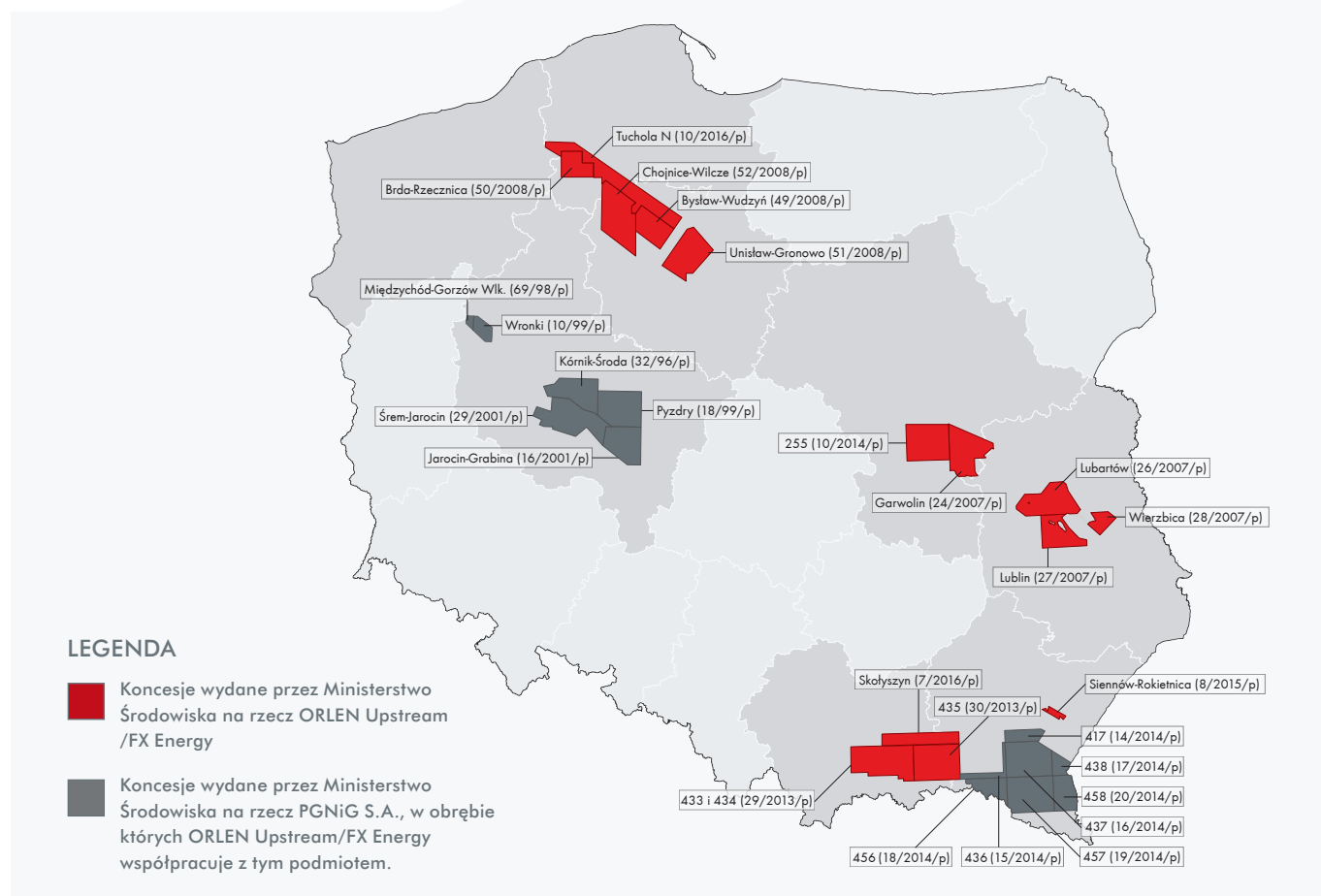
ORLEN Upstream posiada w swoim portfelu aktywów dostęp do 7 produkujących złóż w Polsce położonych na terenie województwa wielkopolskiego. Ponadto prowadzi wydobywanie w Kanadzie w regionie Alberta za pośrednictwem spółki ORLEN Upstream Canada.

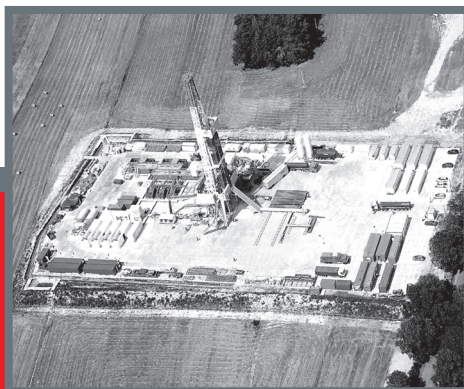


13 października 2015 roku spółka ORLEN Upstream zawarła umowę inicjującą procedurę przejęcia akcji spółki FX Energy Inc. („FX Energy”) notowanej na giełdzie NASDAQ w Nowym Jorku. Z końcem 2015 r. PKN ORLEN za pośrednictwem ORLEN Upstream stał się właścicielem 100% akcji FX Energy, posiadającej aktywa poszukiwawcze i produkcyjne w Polsce. W wyniku akwizycji Koncern przejął kontrolę nad działalnością FX Energy. Zobowiązania koncesyjne tego podmiotu od stycznia 2016 r. realizowane są pod nadzorem połączonych zespołów ORLEN Upstream i FX Energy. Obecnie trwa integracja działalności obu spółek, która doprowadzić ma do wygaszenia istnienia FX Energy.

Równoległe do intensywnych działań inwestycyjnych, firma prowadzi otwarty dialog ze społecznościami lokalnymi na obszarach objętych przyznanymi koncesjami.

Mapa koncesji ORLEN Upstream





Czekamy na Państwa pytania:
upstream@orlen.pl

Więcej informacji na temat gazu:
www.orlenupstream.pl, www.opppw.pl, www.pgi.gov.pl