

Diaamentowi partnerzy kongresu:



12 POLSKI KONGRES NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW KRAKÓW, 16-18 MAJA 2018



Streszczenia referatów

Book
of abstracts

12th POLISH CONGRESS
OF OIL AND GAS INDUSTRY PROFESSIONALS
CRACOW, 16-18 MAY 2018

Patronat:



MINISTERSTWO ENERGII



MINISTERSTWO
ŚRODOWISKA

Złoty partner:



Pure-Bore

Srebrny partner:



Partnerzy kongresu:



International
Association
of Oil & Gas
Producers



Patronat Branżowy:



EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS

Patronat medialny:



POLSKA AGENCJA PRASOWA





STABILIZACJA I BEZPIECZNY ROZWÓJ

Jesteśmy jedną z najnowocześniejszych rafinerii w Europie, producentem paliw i produktów chemicznych najwyższej jakości. Dostarczamy wysoko wyspecjalizowane usługi logistyczne i serwisowe. Naszym celem jest stabilny, bezpieczny i zrównoważony rozwój. Tworzymy przestrzeń dla innowacji.

www.lotos.pl





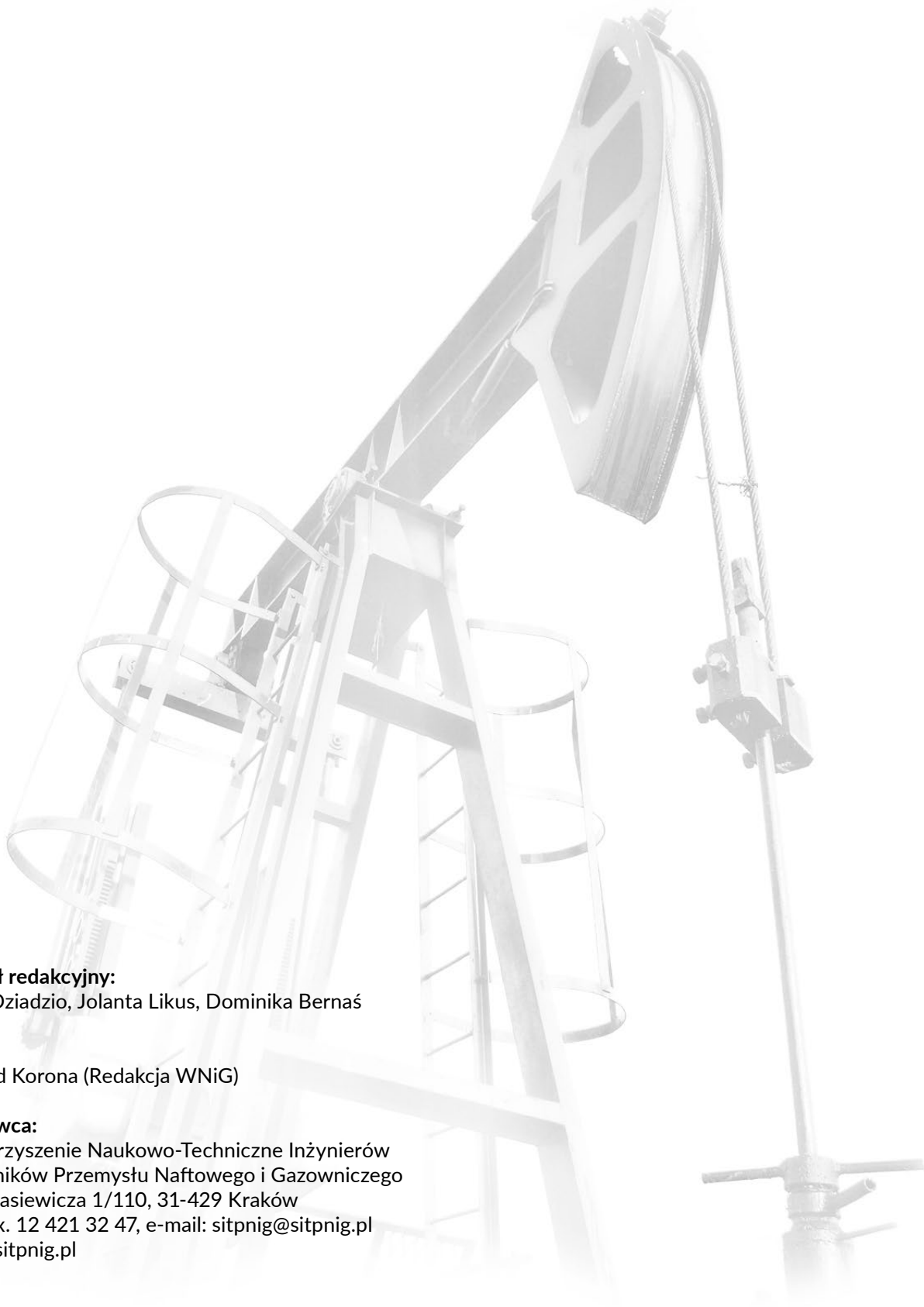
Przyszłość upstreamu i downstreamu w Polsce
na tle zmian zachodzących na europejskim rynku ropy i gazu

*The future of upstream and downstream in Poland
in the context of the changes occurring on the European oil and gas market*

Streszczenia referatów

Book of abstracts

Kraków, 2018



Zespół redakcyjny:

Piotr Dziadzio, Jolanta Likus, Dominika Bernaś

Skład:

Konrad Korona (Redakcja WNiG)

Wydawca:

Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów
i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego
ul. Łukasiewicza 1/110, 31-429 Kraków
tel./fax. 12 421 32 47, e-mail: sitpnig@sitpnig.pl
www.sitpnig.pl

Druk:

Drukarnia Aplus s.c. tel. 500 158 314

Copyright © SITPNiG. All rights reserved

Patronaty

- Krzysztof Tchórzewski – Minister Energii
Mariusz Orion Jędrysek – Wiceminister środowiska, sekretarz stanu, Główny Geolog Kraju

Honorowy Komitet Organizacyjny

- Piotr G. Woźniak – Prezes PGNiG, prezes SITPNiG – Przewodniczący
Józef Węgrecki – Członek Zarządu ds. Operacyjnych PKN ORLEN
Mateusz Aleksander Bonca – Prezes Zarządu LOTOS S.A.
Tomasz Stępień – Prezes Zarządu OGP GAZ-SYSTEM SA
Marian Żołyński – Prezes Zarządu PSG Sp. z o.o.

Honorowy Komitet Naukowy

- Maria Ciechanowska – Dyrektor INiG-PIB,
Tadeusz Słomka – Rektor AGH,
Rafał Wiśniowski – Dziekan WWNiG AGH,
Jacek Matyszkiewicz – Dziekan WGGiOŚ AGH,

Komitet wykonawczy

- Paweł Stańczak – Wiceprzewodniczący, wiceprezes SITPNiG
Wiesław Prugar – Wiceprzewodniczący, wiceprezes SITPNiG
Waldemar Wójcik – Wiceprzewodniczący, wiceprezes SITPNiG
Piotr Dziadzio – Sekretarz generalny SITPNiG
Krzysztof Knap – Skarbnik SITPNiG
Dominika Bernaś – Sekretarz Kongresu

Komitet programowy: Sesja upstreamu – Poszukiwania i Eksploatacja

- Krzysztof Potera – sesja E&P (Dyrektor w PGNiG) – Przewodniczący
Grzegorz Strzelczyk – sesja E&P (Prezes Zarządu Lotos Petrobaltic)
Jan Lubaś – sesja E&P (Z-ca Dyrektora ds. Eksploatacji Złóż Węglowodorów w INiG-PIB)
Maciej Nowakowski – sesja E&P (Dyrektor w PGNiG)
Janusz Radomski – sesja E&P (Prezes Zarządu Orlen Upstream)
Jerzy Stopa – sesja E&P (Prof. AGH)
Michał Stefaniuk – sesja E&P (Prof. AGH)
Piotr Such – sesja E&P (Z-ca Dyrektora ds. Poszukiwań Złóż Węglowodorów w INiG-PIB)

Komitet programowy: Sesja downstreamu – Przesył gazu

- Stanisław Nagy – sesja gazownicza (Prof. AGH), (SPE) – Przewodniczący
Jacek Jaworski – sesja gazownicza (Z-ca Dyrektora ds. Gazownictwa w INiG)
Robert Kwiatkowski – sesja gazownicza (Dyrektor Oddziału ZG Warszawa PSG)
Aleksander Zawisza – sesja gazownicza (Z-ca. Dyr. Pionu Rozwoju GAZ-SYSTEM)

Komitet programowy: Sesja downstreamu – Przetwórstwo ropy i gazu

- Wiesława Urzędowska – sesja rafineryjna (Z-ca. Dyr. ds. Technologii Nafty) – Przewodnicząca
Maciej Kropidłowski – sesja rafineryjna (Dyrektor Bad. i Rozw. w PKN Orlen)
Jacek Smyczyński – sesja rafineryjna (Dyrektor ds. Wdrożeń w PKN Orlen)
Jan Biedroń – sesja rafineryjna (szef Biura Innowacji LOTOS S.A.)
Grzegorz Orzeszko – sesja rafineryjna (Dyrektor ds. Efektywności Produkcji, Ochrony Środowiska i BHP w LOTOS S.A.)

Komitet programowy: Sesja młodzieży i innowacji

- Klaudia Wilk – przedstawiciel Młodych Profesjonalistów z ramienia Polski przy WPC
Kamil Klejna – Komitetu Młodych Profesjonalistów przy PKNŚRN (w organizacji)
Paweł Pisera – przewodniczący Komitetu ds. Młodzieży przy SITPNiG
Dagmara Krawiec – (Orlen Upstream)
Justyna Zając – (AGH - WGGiOŚ)

Spis treści / Contents

SESJA PLENARNA / PLENARY SESSION			
P	Tor Fjaeran	Perspektywy energetyczne w kontekście globalnym i europejskim <i>Energy Perspectives in a Global and European Context</i>	9
P	François-Régis Mouton	Ropa i gaz ziemny w Europie: gdzie dzisiaj jesteśmy, jakie są perspektywy na jutro? <i>Oil & Gas in Europe: where do we stand today, what prospects for tomorrow?</i>	11
P	Pedro Miras Salamanca	23 Światowy Kongres Naftowy: Innowacyjne rozwiązania energetyczne <i>23rd World Petroleum Congress: Innovative Energy Solutions</i>	13
P	Piotr Woźniak	Wydobycie krajowe w strategii PGNiG <i>Gas production in Poland in the PGNiG Strategy</i>	15
P	Marian Żołyński	Czynniki hamujące rozwój gazownictwa <i>Factors hampering the development of gas industry</i>	17
P	Marcel van Loon	EAGE w Polsce <i>EAGE and Poland</i>	19
SESJA A / SESSION A			
A1	Jean Jacques Biteau	The Extractive Petroleum Industry: the Revolution of Shale Hydrocarbons as part of unconventional hydrocarbons	21
A2	Tadeusz W. Patzek	The science & engineering of unconventional gas and oil in the US	23
A3	Mark Skalinski	Petrophysical Rock Typing – A Solution for Modeling Heterogeneous Reservoirs	25
A4	Gavin Graham	Partnering for Success	27
A5	Janusz Radomski, Jarosław Zacharski, Magdalena Piątkowska	ORLEN Upstream – 12 lat działalności w Polsce <i>ORLEN Upstream – 12 years of activity in Poland</i>	29
A6	Matt Rees	Inwestycje PKN ORLEN na rynku wydobywczym w Kanadzie: Szansa na rozwój i udaną dywersyfikację geograficzną działalności poszukiwawczo-wydobywczej w Grupie ORLEN <i>PKN ORLEN Investment in Oil & Gas in Canada: Opportunity and successful future-oriented diversification of E&P activity in the ORLEN Group</i>	31
A7	Paweł Poprawa, Bartosz Papiernik, Andrzej Maksym, Grzegorz Machowski	Nowy niekonwencjonalny potencjał dojrzałych prowincji naftowych w Polsce <i>New Unconventional Potential of the Mature Petroleum Provinces in Poland</i>	33
A8	Christopher Townsend, Tomasz Tuczyński	Zintegrowany proces modelowania złoża <i>An integrated reservoir modeling process</i>	35
A9	Sławomir Sochacki	Wyzwania, problemy i oczekiwania jakie wiążą się z eksploatacją ropy naftowej i gazu ziemnego w strefach morskich Bałtyku	37
A10	Krzysztof Potera, Jarosław Polit, Mariusz Miziołek, Bogdan Filar	Perspektywy zasobowo-eksploatacyjne niekonwencjonalnych mułowcowych złóż gazu ziemnego występujących na Przedgórzu Karpat <i>Gas reserves and production prospects of unconventional mudstones gas fields located in the Carpathian Foredeep</i>	39
A11	Michał Makos, Michał Muchewicz	Shale gas/shale oil w Polsce - obecny stan wiedzy w świetle doświadczeń PGNiG SA w basenie bałtyckim <i>Shale gas/shale oil in Poland - current state of knowledge in the light of PGNiG's experience in Baltic Basin</i>	41
A12	Irena Matyasik	Wyznaczanie „sweet spotów” na podstawie zintegrowanych badań geochemicznych, petrofizycznych i geomechanicznych <i>Determining the „sweet spots” on the basis of integrated geochemical, petrophysical and geomechanical researches</i>	43
A13	Bartosz Papiernik	Dobór optymalnej metodyki szacowania zasobów oraz ryzyk poszukiwawczych (geologicznych i komercyjnych) złóż niekonwencjonalnych typu shale gas, shale oil oraz tight gas w Polsce <i>Selection of an optimum methodology of estimation of resources and exploration risks (geological and commercial) for unconventional resources of the type of shale gas, shale oil and tight gas in Poland and development of a methodology of documenting the unconventional accumulations</i>	45
A14	Grzegorz Staryszak, Mariusz Słyś, Anna Danisz	Odmienne stany świadomości. Z łupków syluru w piaskowce miocenu. Czyli jak odkrywano pierwsze niekonwencjonalne złożo gazu ziemnego Kramarzówka <i>Different states of consciousness. From Silurian shale to the Miocene sandstone. That is how was the first unconventional natural gas field Kramarzówka discovered?</i>	47
A15	Mariusz Dziadkiewicz, Roman Gładzik, Łukasz Kroplewski, Krzysztof Magiera, Janusz Jureczka, Piotr Kasza, Marek Czupski	Przedeksploatacyjne odmetanowanie pokładów węgla na przykładzie projektu Gilowice <i>Coal seam pre mine drainage: Gilowice Project case study</i>	49
A16	Grzegorz Leśniak, Paweł Budak, Tadeusz Szpunar, Renata Cicha-Szot	Charakterystyka własności zbiornikowych węgli (CBM) - doświadczenia INiG-PIB <i>Characterization of Coalbed Methane Reservoirs at Multiple Length Scales – Capabilities and Experience of INiG-PIB's team</i>	51

A17	Mariusz Słyś, Grzegorz Karpiński, Mateusz Cieśla	Historia i perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w utworach miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego <i>History and perspectives for natural gas exploration in autochthonous Miocene deposits of Polish Carpathian Foredeep</i>	53
A18	Michał Kępiński	Geomechanika w procesie rozpoznania złóż w Karpatach <i>Contribution from geomechanics for better understanding of reservoirs within Carpathians</i>	55
A19	Zenon Ratuszniak, Stanisław Sieradzki, Robert Trzeciak	Nowe możliwości zwiększenia wydobycia i przyrostu zasobów gazu ziemnego na Podkarpaciu na przykładzie złoża Przemysł <i>New Opportunities for Increasing Natural Gas Production and Reserves Growth in the Podkarpacie Region on the Example of Przemysl Field</i>	57
A20	Marcin Janas, Krystian Wójcik, Hubert Kiersnowski	Ropa naftowa i gaz ziemny w Polsce: postępowania przetargowe, obszary, informacje i możliwości w 2018 roku <i>Oil and gas in Poland: licensing rounds, tender areas, information and opportunities 2018</i>	59
A21	Piotr Potępa	Akwizycja danych sejsmicznych - nowe wyzwania, nowe rozwiązania <i>Seismic data acquisition - new challenges, new solutions</i>	61
A22	Jan Barmuta, Michał Stefaniuk, Piotr Łapinkiewicz, Andrzej Pasternacki	Wpływ parametrów akwizycji danych sejsmicznych 3D na wyniki interpretacji strukturalno-tektonicznej i inwersji sejsmicznej - eksperyment sejsmiczny Wierzbica 3D AGH <i>Influence of parameters of acquisition of 3D seismic data on the results of structural-tectonic interpretation and seismic inversion - seismic experiment Wierzbica 3D AGH</i>	63
A23	Krzysztof Pieniądz, Sylwia Łabaj, Leszek Smolarski, Piotr Misiaczek	Optymalizacja metodyki akwizycji danych sejsmicznych 3D w poszukiwaniu i rozpoznawaniu złóż gazu niekonwencjonalnego - eksperyment sejsmiczny Wierzbica 3D AGH <i>Optimization of 3D seismic data acquisition methodology in exploration of unconventional gas fields - seismic experiment Wierzbica 3D AGH</i>	65
A24	Michał Stefaniuk, Tomasz Maćkowski, Jan Barmuta, Krzysztof Pieniądz	Wybrane problemy wykorzystania badań sejsmicznych dla strukturalnego i litologicznego rozpoznawania kompleksów dolnego paleozoiku w Polsce <i>Some problems of application of seismic survey to structural and lithologic recognizing of Lower Paleozoic complexes in Poland</i>	67
SESJA B / SESSION B			
B1	Piotr Suszko	Wymagania techniczne i sprzętowe podczas wiercenia otworów horyzontalnych <i>Technical and equipment requirements during horizontal drilling</i>	69
B2	Łukasz Hytroś, Marcin Gorczyzewski, Wojciech Zarudzki, Adam Pańko, Łukasz Opaliński, Marta Saks-Kondraciuk	Nanopolimer w płuczce potasowo-glikolowej <i>Nanopolymer in potassium-glycol drilling mud</i>	71
B3	Andrzej Goc, Patrycja Wojtasiak, Maciej Stec	Właściwości pęczniące skał ilastych na przykładzie otworu P-1 <i>Swelling properties of clay rocks by the example of P-1 well</i>	73
B4	Piotr Kenar, Robert Chlebosz, Wojciech Piętka, Piotr Ruciński	Analiza stosowalności technologii szczelinowania hydraulicznego w utworach Cechsztynu na obszarze Niżu Polskiego <i>Feasibility study of hydraulic fracturing technology for Zechstein formation from the Edge area</i>	75
B5	Olga Bartoszek	Ewolucja kultury bezpieczeństwa w ORLEN Upstream <i>Evolution of safety culture in ORLEN Upstream</i>	77
B6	Kazimierz Macnar, Agnieszka Myśliwiec	Wybrane aspekty sposobów postępowania w celu ochrony środowiska przed negatywnym oddziaływaniem odpadów wiertniczych <i>Selected aspects of ways of conduct to protect the environment from negative impact of drilling waste</i>	79
B7	Edyta Puskarczyk, Paulina Krakowska, Mariusz Jędrychowski, Paweł Madejski, Magdalena Habrat	Nowa metoda analizy ilościowej przestrzeni porowej i mikroszczelin w węglanach na podstawie wyników tomografii rentgenowskiej <i>New method for quantitative analysis of pore space and microcracks in carbonates on the basis of computed X-ray tomography</i>	81
B8	Łukasz Klimkowski, Stanisław Nagy	Model eksploatacyjny pojedynczego odwiertu w niekonwencjonalnym złożu gazu „tight” wraz z analizą wrażliwości kluczowych parametrów złoża i udostępnienia <i>Productivity model of a single well in the tight gas field with reservoir and completion quality sensitivity analysis</i>	83
B9	Sebastian Krocza	Dygitalizacja w przemyśle naftowym na przykładzie Voice of the Oilfield™ <i>Digitalization in Oil and Gas industry based on Voice of the Oilfield™ example</i>	85
B10	Krzysztof Magiera, Jacek Dudek	Realizacja koncepcji udostępniania złóż gazowych w niskoprzepuszczalnych piaskowcach czerwonego spągowca na obszarze monokliny przedsudeckiej z wykorzystaniem odwiertów krzywionych K/H <i>The realization of the concept of gas reservoir development in the low permeable Rotliegend sandstones in the Fore-Sudetic monocline using deviated K/H wells</i>	87
B11	Bartłomiej Kawecki, Piotr Wójcik, Krzysztof Pietrzyk, Grzegorz Paliborek, Daniel Podsobiński	Zintegrowany System Zarządzania Złożem <i>Integrated Asset Modeling</i>	89
B12	Sławomir Falkowicz, Renata Cicha-Szot	Nawadnianie mikrobiologiczne jako sprawdzony sposób efektywnej eksploatacji starych złóż ropy naftowej na Przedgórzu Karpat <i>A Success Story of Pławowice MEOR Project</i>	91

B13	Jakub Abamczyk, Piotr Lipnicki	Kompetencje ABB w zakresie sprężania gazu <i>ABB competences for gas compressing industry</i>	93
B14	Rafał Wiśniowski, Jan Ziaja	Technologie bezwykopowe dla budowy gazociągów w Polsce - możliwości i ograniczenia <i>Trenchless technologies for pipeline construction in Poland - possibilities and limitations</i>	95
B15	Ryan Besserer	<i>Effective and Efficient Project Execution at Existing Facilities</i>	97
B16	Krzysztof Witkowski, Tomasz Jakubowski	Kogeneracja przemysłowa na przykładzie bloków gazowo-parowych we Włocławku i Płocku <i>Industrial cogeneration on the example of combined cycle gas turbines in Włocławek and Płock</i>	99
B17	Przemysław Kowalski	Wykorzystanie zaawansowanych narzędzi i rozwiązań w celu poprawy efektywności energetycznej <i>The use of advanced tools and solutions to improve energy efficiency</i>	101
B18	Paweł Płachecki	Efektywność energetyczna – co to jest i dlaczego warto szukać miejsc poprawy efektywności energetycznej <i>Energy effectiveness - what is it and why it is worth looking for places to improve energy effectiveness?</i>	103
B19	Marek Czaja	System Zarządzania Energią (SZE) – narzędzie do planowania, nadzoru i poprawy efektywności energetycznej <i>Energy Management System (EMS) - a tool for planning, supervision and improvement of energy effectiveness</i>	105
B20	Anna Trojanowska	Współpraca startupów z GK PGNiG <i>Startups and PGNiG Capital Group cooperation</i>	107
B21	Maciej Michalski, Szymon Kubicki, Tymoteusz Pruchnik, Marcin Tyrajski	Efektywność energetyczna w kontekście awarii maszyn przemysłowych i przestoju procesów przemysłowych <i>Energy efficiency in the context of industrial machinery failures and downtime of industrial processes</i>	109
B22	Paulina Krakowska, Edyta Puskarczyk, Mariusz Jędrychowski, Magdalena Habrat, Paweł Madejski, Marek Dohnalik	Innowacyjne narzędzie do jakościowej i ilościowej interpretacji obrazów – poROSE: przykład zwięzłych piaskowców z polskich basenów paleozoicznych <i>Innovative tool for the image qualitative and quantitative interpretation - poROSE: a case study of tight sandstones from Polish Paleozoic basins</i>	111
B23	Jan Lubaś, Marcin Warnecki, Andrzej Janocha, Sławomir Szuflika	Typy płynów złożowych w polskich formacjach łupkowych oraz optymalne koncepcje powierzchniowego zagospodarowania złóż <i>Types of reservoir fluids in polish shale formations and optimum concepts of reservoir development</i>	113
B24	Artur T. Krzyżak	Badanie porowatości łupków w pełnym zakresie rozkładów porów przy użyciu nisko-polowego systemu MRJ <i>Study of shale porosity in the full range of pore size distribution applying the low-field NMR scanner</i>	115
B25	Marek Dohnalik, Katarzyna Drabik, Andrzej Urbaniec, Rafał Skupio, Wojciech Zarudzki, Krzysztof Wolański, Zbigniew Mikołajewski, Hubert Kiersnowski	Zastosowania metody rentgenowskiej tomografii komputerowej (CT) w badaniu skał <i>Applications of X-ray computed tomography (CT) in rocks investigations</i>	117
B26	Aleksandra Małachowska, Jan Hupka	Wykorzystanie badań geochemicznych i petrograficznych w celu zwiększenia zrozumienia właściwości złóż i potencjału produkcji węglowodorów ropy i gazu <i>Application of geochemical and petrography analysis to increase understanding properties and potential for production of oil and gas hydrocarbon reservoir</i>	119
SESJA C / SESSION C			
C1	Kacper Rosiński	Klasyczny inżynier – czy ma szanse przetrwać w czasach postępującej digitalizacji? <i>Classic engineers - will they survive the digitalization?</i>	121
C2	Jarosław Jabłoński	Wizja 2050. Rafineria i paliwa drogowe w przyszłości <i>Vision 2050. Refinery and road fuels in the future</i>	123
C3	Tomasz Przybysławski, Robert Wudecki	Utrzymanie Ruchu w wymiarze Przemysłu 4.0 <i>Maintenance in Industry 4.0 dimension</i>	125
C4	Delfina Rogowska	Rola przemysłu paliwowego i biopaliwowego w gospodarce o obiegu zamkniętym <i>The role of fuel and biofuel industry in the circular economy</i>	127
C5	Dagmara Aptowicz, Jan Biedroń	Opracowanie nowej technologii zagospodarowania nieprzereagowanego oleju z procesu hydrokrakingu z wykorzystaniem systemów filtracyjnych <i>Development of a new technology of managing Unconverted Oil (UCO) derived from hydrocracking process with the use of filtration systems</i>	129
C6	Jan Lubowicz	Co-processing w świetle wymagań dyrektywy RED <i>Co-processing in light of the RED requirements</i>	131
C7	Tadeusz Chmielniak	Możliwości rozwoju energetyki gazowej <i>Possibilities of gas power development</i>	133
C8	Robert Kwiatkowski	Długofalowe perspektywy rynku LNG w aspekcie bezpieczeństwa energetycznego Polski <i>Long-term prospects of LNG market in terms of the energy security of Poland</i>	135

C9	Wojciech Krasodowski, Mariusz Iskierski, Michał Krasodowski	Nowoczesne systemy czyszczenia zbiorników magazynowych ropy naftowej <i>Modern cleaning systems for crude oil storage tanks</i>	137
C10	Martynika Pałuchowska	Światowy rozwój technologii komponentów paliwowych wyższych generacji <i>Global development of technologies of higher-generation fuel components</i>	139
C11	Marek Bożek	Narzędzia informatyczne w optymalizacji procesów technologicznych APC – Advanced Process Control <i>IT tools for optimization of production processes</i> APC - Advanced Process Control	141
C12	Bogusław Haduch	Prognozowanie właściwości benzyn silnikowych z wykorzystaniem sieci neuronowych <i>Prediction of properties the motor gasolines using neural networks</i>	143
C13	Marcin Buława	Projekt EFRA – jak z zyskiem zagospodarować ciężkie frakcje naftowe <i>EFRA Project - how to manage heavy oil fractions profitably</i>	145
C14	Grażyna Żak, Michał Wojtasik, Jarosław Markowski	Wpływ modyfikatorów procesu spalania oleju opałowego na emisję szkodliwych składników spalin <i>The effect of heating oil combustion modifiers on the harmful exhaust emission</i>	147
SESJA D / SESSION D			
D1	Joanna Desjardins, Ulrike von Lonski	Untapped Reserves: promoting gender balance in oil and gas	149
D2	Piotr Dziadzio, Klaudia Wilk, Kamil Klejna	Główne kierunki działania polskiej komisji WPC YP Poland <i>Main lines of action of the Polish WPC YP Committee</i>	151
D3	Klaudia Wilk	Program mentoring w ramach WPC – uczy i łączy <i>WPC mentorship programme – learn and network</i>	153
D4	Pedro Miras Salamanca	Launching the Spanish WPC Youth Committee	155
D5	Agata Bartnicka, Kamil Klejna, Cezary Michalski	Postawy i oczekiwania środowiska studenckiego wobec sektora oil&gas <i>Students - attitudes, expectations, possibilities towards the oil & gas sector</i>	157
D6	Ali Rahneshein, Amin Avazpour	Best Practices of Iran WPC Young Professional Committee	159
D7	Mostafa Baiazidi	Causes of delay and cost overruns in Iran offshore oil and gas projects: case study south pars gas development 14A, 14B, 15, 16, 17B, 18B	161
D8	Mostafa Baiazidi	Pre-Commissioning, Commissioning and Start-Up of Offshore Gas Platform. <i>Case study of South Pars Gas Joint Field Offshore Platforms</i>	163
D9	Mirośław Wojnicki, Marcin Warnecki, Jerzy Kuśnierczyk, Sławomir Szuflita	Laboratoryjne badania wspomaganie wydobywania ropy metodą naprzemiennego zatłaczania wody i gazu (WAG) z wykorzystaniem CO ₂ <i>Experimental Investigation of CO₂ Miscible Water-Alternating-Gas Injection</i>	165
D10	Rafał Moska	Kruchość i anizotropia skał wyznaczona z pomiarów laboratoryjnych na potrzeby hydraulicznego szczelinowania <i>Brittleness index and rock anisotropy from laboratory ultrasonic measurements for service of hydraulic fracturing</i>	167
D11	Izabela Madeja	Wpływ nanopudru grafenowego na właściwości świeżych zaczynów uszczelniających <i>The impact of graphene nanopowder addition on fresh cement slurries</i>	169
D12	Adam Cygal, Jolanta Pilch	Wybrane przykłady wykorzystania symultanicznej inwersji niezależnych danych geofizycznych w kompleksowym rozpoznaniu ośrodka geologicznego <i>Some examples of application of simultaneous joint inversion of independent geophysical data in complex recognition of geological medium</i>	171
D13	Piotr Guzy, Anna Twaróg, Adrianna Góra	Interpretacja wyników powierzchniowych badań geochemicznych w rejonie Krosno-Besko, wschodnia część polskich Karpat zewnętrznych <i>Interpretation of the results surface geochemical surveys in the Krosno – Besko area, eastern part of Polish Outer Carpathians</i>	173
D14	Edyta Mikołajczak	Optymalizacja efektu wykraplania się kondensatu w złożu poprzez inteligentne sterowanie reiniekcją gazu <i>Optimization of condensate banking effect by smart control of gas reinjection</i>	175
D15	Adam Fheed, Natalia Radzik, Joanna Górka	Magnetyczny rezonans jądrowy w niskim polu i metody towarzyszące w ocenie geometrii przestrzeni porowej skał dolomitu głównego na bloku Gorzowa (Sieraków) <i>Low-field nuclear magnetic resonance and supplementary methods resolving pore geometry of the Main Dolomite carbonates from Sieraków (Gorzów Block, West Poland)</i>	177
D16	Jolanta Pilch	Wykorzystanie archiwalnych danych geologicznych i sieciowych zasobów GIS w interpretacji przypowierzchniowych modeli zintegrowanej inwersji sejsmiczno-grawimetryczno-elektromagnetycznej - przykład z obszaru poszukiwań naftowych Obrzycko-Golce, Niż Polski <i>Application of archival geological data and GIS web resources in interpretation of near-surface models derived from joint seismic-gravity-electromagnetic inversion – a case study from Obrzycko–Golce oil and gas exploration area, the Polish Lowlands</i>	179
D17	Magdalena Biernat	Połączenie wyników geofizyki otworowej i badań laboratoryjnych dla rozpoznania własności skał <i>Joint interpretation of laboratory experiments results and well logging to recognize rock properties</i>	181

D18	Piotr Hadro	Porównanie rozstawów powierzchniowego monitoringu mikrosejsmicznego pod względem ich wrażliwości na szum - przykład zastosowania języka programowania python <i>Comparison of various microseismic surface monitoring arrays based on their noise sensitivity - example of workflow utilizing python programming language.</i>	183
D19	Adrianna Góra, Piotr Guzy, Anna Twaróg	Analiza powierzchniowych badań geochemicznych w rejonie koncesji Sól – polskie Karpaty Zewnętrzne <i>The analysis of surface geochemical survey carried on in the "Sól" concession block – case study from Polish Outer Carpathians</i>	185
D20	Piotr Kociński, Marek Czupski, Łukasz Leśniak, Konrad Czeszyk	Nowy system do kwasowania matrycowego wykorzystujący unikalne właściwości viskoelastycznych związków powierzchniowo-czynnych <i>New system for matrix acidizing utilizing unique properties of viscoelastic surfactants</i>	187
D21	Wojciech Labuda	Metan ze zlikwidowanych kopalń węgla w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym – pomost pomiędzy „starym” i „nowym” <i>Abandoned Mine Methane In the Upper Silesian Coal Basin – Bridge Between Old and New</i>	189
D22	Andrzej Pasternacki, Eryk Świąch, Paweł Wandycz	Znaczenie połączonej interpretacji danych mikrosejsmicznych i sejsmicznych - porównanie studiów przypadku z północnej Polski <i>Value of joint interpretation of microseismic and seismic data – comparison of case studies from Northern Poland</i>	191
D23	Konrad Czeszyk	Porównanie działania różnych systemów łamania lepkości płynów przeznaczonych do szczelinowania hydraulicznego na bazie gumy guar <i>Comparison of various fluid breaking systems for hydraulic fracturing fluids based on guar gum</i>	193
SESJA E / SESSION E - WORKSHOPS			
E1	Oliver Kuchar	<i>Pure-Bore Technology Delivering World Class Proven Well Delivery to Poland Operator</i>	195
E2	Jakub Adamczyk	ABB Ability™ czyli cyfrowe, innowacyjne rozwiązania w zakresie sterowania oraz monitorowania pracy układów sprężających oraz maszyn wirujących <i>ABB Ability™ – digital and innovative solutions for operation control and monitoring of compressing modules and rotating equipment</i>	197
E3	Piotr Ruciński	cz. 1 Analiza geomechaniczna wybranej formacji złożowej pod kątem stosowalności szczelinowania hydraulicznego <i>Geomechanical analysis of selected reservoir formation for application of hydraulic fracturing design.</i>	199
E4	Robert Chlebosz	cz. 2 Projektowanie wyposażenia odwiertu na potrzeby szczelinowania hydraulicznego i przyszłej eksploatacji <i>Completions design for hydraulic fracturing and production from the well</i>	199
E5	Wojciech Piętka	cz. 3 Projektowanie zabiegu szczelinowania hydraulicznego <i>Hydraulic fracturing design</i>	199



O organizatorze

Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego

SITP NiG jest kontynuatorem polskich, naftowych organizacji technicznych działających od drugiej połowy XIX wieku na ziemiach polskich, zarówno w okresie zaborów, jak iw latach II Rzeczypospolitej (1918-1939). Na przestrzeni lat nazwa i charakter Stowarzyszenia uległy wielu zmianom, w wyniku czego od 1981 r. Nazwa została zmieniona na: Stowarzyszenie Naukowe Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.

SITP NiG jest dobrowolnym, społecznym i niezależnym zrzeszeniem inżynierów i techników pracujących w przemyśle naftowym i gazowniczym a także ochronie środowiska i ekonomii.

SITP NiG to stowarzyszenie posiadające ponad 5100 członków w 15 miastach z siedzibą Zarządu Głównego w Krakowie. Jest współzałożycielem Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce. SITP NiG poprzez swoje wydawnictwa oraz organizowane konferencje, sympozja i szkolenia, wspiera rozpowszechnianie wiedzy i najnowocześniejszych osiągnięć technicznych. Ułatwia rozwijanie kontaktów i współpracy między firmami, dążąc jednocześnie do integracji środowiska naftowców, gazowników i rafinerów. SITP NiG wspiera innowacyjność oraz młodzież w dążeniu swojego rozwoju.

Biuro Zarządu Głównego

ul. Łukasiewicza 1/110, 31-429 Kraków, Polska
Tel./fax +48 (12) 421 3247
e-mail: sitpnig@sitpnig.pl
www.sitpnig.pl

About the Organizer

Scientific Association of the Oil and Gas Industry Engineers and Technicians SAOGIET

SAOGIET is a continuator of Polish oil technical organizations acting since the second half of 19 century, both in the period of partition, and in the years of the Second Republic of Poland (1918-1939). Over the years, the name and the character of the Association have undergone a number of changes, and as the result in 1981 the name was changed into: Scientific Association of the Oil and Gas Industry Engineers and Technicians.

SAOGIET is a voluntary, self-governing association of engineers and technicians working in oil and gas industry as well as environmental protection and economics industry; Independent in its internal organization and charter activity, SAOGIET is the society with membership of over 5100 members in 15 towns. SAOGIET has its headquarter in Kraków.

SAOGIET is a co-founder of the Ignacy Łukasiewicz Memorial Museum of Oil Industry at Bóbrka. SAOGIET, through its publications and organized conferences, symposia and trainings, supports the dissemination of knowledge and state-of-the-art technical achievements. It facilitates the development of contacts and cooperation between companies, while aiming to integrate the background of professionals of oil, gas and refinery industry. SAOGIET supports innovation and young people in the pursuit of their development.

The address of the Headquarter of SAOGIET

Łukasiewicza 1/110 Str., 31-429 Kraków, Poland
Tel./fax +48 (12) 421 3247
sitpnig@sitpnig.pl
www.sitpnig.pl



Energy Perspectives in a Global and European Context

Tor Fjaeran

President, World Petroleum Council

P

The recent downturn in the global oil and gas sector resulted in major cost cutting exercises leading to more robust projects and making the oil and gas industry more competitive. Going forward, the industry needs to see how it can retain this competitive edge in a leaner and increasingly more digitalised world. With rising oil prices, the industry will be able to invest again in new projects to secure future energy. However, geo-politics and changing price mechanisms will continue to challenge stability. The climate change agenda and changes in consumption mean that the energy mix is gradually changing and the industry has to look at how to prepare itself for that.

In Europe, the impact of EU regulation and emission targets has had a huge impact on both upstream and downstream developments. Energy security is a key issue, and countries must look closely at their options for access to energy, whether it is gas, renewables, unconventional or other options. A number of different pipeline and LNG projects are changing the playing field, but creating the necessary infrastructure is critical in order to develop opportunities for short term balancing and trading.

The World Petroleum Council addresses all these issues through its global membership of nearly 70 member countries which represent 97% of the world's production and consumption. Its triennial World Petroleum Congress and special events create an open platform for dialogue and experience transfer between all stakeholders. WPC also promotes the role of the oil and gas industry in creating sustainable solutions for our future, getting the license to operate and a diverse and vibrant culture. We do that by encouraging and showcasing companies' leadership for responsible operations, engaging the young generation and women in our industry and sharing knowledge on best practices. In 2020, the 22nd World Petroleum Congress in Houston, USA, will bring all these elements together under the theme of «Innovative Energy Solutions».



Oil&Gas in Europe: where do we stand today, what prospects for tomorrow?

François-Régis Mouton

Director EU Affairs

International association of Oil & Gas Producers (IOGP)

P

The International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) represents over 80 oil and gas companies responsible for producing around 40% of the world's oil and gas, as well as service companies and national oil and gas industry associations. IOGP members account for around 90% of Europe's domestic oil and gas production.

With many of Europe's historical oil and gas fields now mature, some stakeholders may believe that domestic production in Europe is in terminal decline. However, a new study from energy consultancy Wood Mackenzie, which was commissioned by IOGP, demonstrates that Europe still has significant remaining hydrocarbon resources from which it can benefit for years to come. IOGP will present the recent developments in the upstream European oil & gas sector, and will give an overview of remaining resources and what they mean from a supply/demand perspective.

IOGP will also outline the findings of its second study, which was carried out by NERA Economic Consulting, and focuses on government taxation revenues from oil and gas.

Together, these two studies will offer to the conference's participants a snapshot of remaining resources, of government revenues coming from the sector's taxation in Europe.

Last but not least, IOGP will outline the role of oil and gas these energy sources can play in the transition to a low-emission future.



Ropa i gaz ziemny w Europie: gdzie dzisiaj jesteśmy, jakie są perspektywy na jutro?

François-Régis Mouton

Dyrektor ds. UE

Międzynarodowe Stowarzyszenie Producentów Ropy i Gazu (IOGP)

Międzynarodowe Stowarzyszenie Producentów Ropy Naftowej i Gazu (IOGP) reprezentuje ponad 80 spółek zajmujących się poszukiwaniami i wydobywaniem gazu ziemnego oraz ropy naftowej, a także podmioty świadczące specjalistyczne usługi wiertniczo-serwisowe oraz krajowe stowarzyszenia przemysłu naftowego i gazowniczego. Firmy skupione w IOGP wydobywają 40% światowej ropy naftowej i gazu oraz około 90% ropy naftowej i gazu w Europie.

Wraz z kończeniem się zasobów wielu historycznych pól naftowych i gazowych w Europie, niektórzy interesariusze mogą sądzić, że wydobywanie w Europie znajduje się w stanie upadku.

Jednak raport przygotowany przez firmę doradczą do spraw energetycznych Wood Mackenzie, pokazuje, że Europa nadal dysponuje znacznymi zasobami paliw węglowodorowych, z których może czerpać korzyści przez wiele kolejnych lat. IOGP zaprezentuje zmiany, które mają miejsce w Europejskim sektorze wydobywczym, a także pokaże, gdzie znajdują się dodatkowe zasoby ropy i gazu oraz omówi ich znaczenie z perspektywy podaży i popytu.

Ponadto, IOGP przedstawi wyniki drugiego raportu, który został przygotowany przez firmę NERA Economic Consulting, i dotyczy przychodów z podatków nałożonych na sektor wydobywczy.

Te dwa raporty dadzą uczestnikom Kongresu informacje na temat zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej oraz dochodów krajowych, pochodzących z opodatkowania sektora wydobywczego w Europie.

Ostatnią kwestią, która zostanie omówiona to rola ropy naftowej i gazu ziemnego dzisiaj oraz w rozwoju w gospodarki niskoemisyjnej.



23rd World Petroleum Congress: Innovative Energy Solutions

Pedro Miras Salamanca

Chairman of the Committee of Programmes (CPC) of the World Petroleum Council (WPC), Vice President Programme of the Executive Committee of the WPC, Chairman of the Standing Group on Emergency Questions (SEQ) of the International Energy Agency (IEA), Chairman of the Spanish Corporation of Strategic Reserves of Petroleum Products (CORES)

P

The World Petroleum Council (WPC) is a non-advocacy, non-political organisation dedicated to the promotion of sustainable management and use of the world's petroleum resources for the benefit of all.

Headquartered in London since 1933, the World Petroleum Council includes 70 member countries from around the world representing over 96% of global oil and gas production and consumption. Each country has a National Committee made up from representatives of the oil and gas industry, academia and research institutions and government departments. Governing body is the Council consisting of representation from each of the country national committees.

Every three years the Council organises the World Petroleum Congress hosted by one of its member countries. The triennial Congress covers all aspects of the industry from technological advances in upstream and downstream operations to the role of natural gas and renewables, management of the industry and its social, economic and environmental impact.

The role of the WPC Committee of Programmes (CPC) that I chair is to develop the technical programme to the highest standards for the Congress and ensure a balanced agenda. The CPC is made up of more than twenty oil & gas outstanding professionals from all around the world that meet twice a year to discuss and decide the topics to be included in the program.

"Innovative Energy Solutions", the theme for the 23rd World Petroleum Congress, to be held in Houston in 2020, sums up the vision of the oil and gas sector's contribution to a changing world and what this sector can offer to today's society. As our society grows and transforms at unequal speeds, energy is the great differentiator. Ensuring the maximum welfare for all through tailor made energy concepts in a safe and responsible way has to be top of the agenda. The oil and gas industry has an important role to play in achieving this objective.

In order to cover society's growing need for basic access to energy, better and healthier living and increased mobility, innovation is key. Our industry offers products and services; however, what citizens acquire are answers to their needs. Specifically, they seek solutions.

With the industry's potential to build upon its leadership, creativity, technology and expertise, the oil and gas sector can help develop innovative solutions which adapt to social diversity and provide scalable, customisable and sustainable energy for the world. We will need all sources of energy to succeed.

Houston is an innovation hub in many fields and from these, it is possible to extract multiple lessons. The oil & gas sector being one of the best examples. For this reason, the next WPC will focus on innovation as a solution for the needs of access and use of energy by citizens, whoever they are, in a personalised and responsible manner.

In 2020 the 23rd WPC will bring together leading experts from the oil & gas industry and cross sector initiatives in the energy capital of the world, Houston, to present innovative energy solutions for our future.

References: <http://www.world-petroleum.org/>



Wydobycie krajowe w strategii PGNiG

Piotr Woźniak

Prezes Zarządu

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

P

Wydobycie krajowe w strategii PGNiG

- Zwiększamy krajową produkcję poprzez optymalizację wykorzystania dotychczas odkrytych złóż.
- Stosujemy nowoczesne technologie rozpoznania: badania sejsmiczne 3D i nowe technologie wierceń
- Na segment E&P w kraju przeznaczymy w 2018 r. 1,5 mld zł – dwukrotnie więcej niż w 2017 r.

Nasza strategia dla całego segmentu poszukiwanie i wydobywanie w grupie PGNiG przewiduje zwiększenie do roku 2022 bazy udokumentowanych zasobów o ok. 35%, zwiększenie poziomu wydobycia węglowodorów o ok. 41%, istotne obniżenie jednostkowych kosztów poszukiwań i rozpoznania złóż, a także utrzymanie jednostkowych kosztów zagospodarowania złóż i wydobycia węglowodorów.

Zwiększamy krajową produkcję poprzez optymalizację wykorzystania dotychczas odkrytych złóż. Dzięki nowym narzędziom badawczym, zastosowaniu nowych technologii wierceń, dobrze zaprogramowanym i zaplanowanym metodom wydobycia możliwe jest zwiększenie zasobów wydobywalnych nawet do 30%. W ciągu najbliższych kilku lat zgodnie ze strategią Grupy Kapitałowej PGNiG poszukiwania złóż węglowodorów w kraju będą intensywniejsze, co umożliwi utrzymanie poziomu nowych odkryć. To próba odwrócenia tendencji spadkowej w udokumentowanych zasobach wydobywczych.

Na poszukiwanie i wydobywanie krajowe w całym 2018 r. planujemy przeznaczyć ok. 1,5 mld zł. Nie obejmuje to akwizycji, a jedynie prace i inwestycje na już posiadanych przez nas koncesjach w Polsce. To dwukrotnie większa kwota niż nakłady na ten segment w 2017 r. Do końca roku planujemy rozpocząć prace na 32 odwiertach. Na koniec ubiegłego roku wyniki złożowe uzyskano z 28 odwiertów.

Dzięki nowym technologiom, przede wszystkim badaniom sejsmicznym 3D, odkrywamy złoża węglowodorów w głębszych strukturach, w nowych horyzontach. Niedawne zastosowanie tej technologii na Podkarpaciu i analiza zdjęcia 3D ukazały dodatkowy potencjał złoża Przemysł szacowany na prawie 20 mld m³ gazu więcej, niż do tej pory uważaliśmy.

Ważnym i perspektywicznym projektem jest dla nas wydobywanie metanu z pokładów węgla. Testowe wydobywanie w Gilowicach na koncesji „Międzyrzecze”, które przeprowadziliśmy w ubiegłym roku, przyniosło zadowalające rezultaty. Pozyskaliśmy w ciągu 11 miesięcy ok. 900 tys. m³ gazu o zawartości metanu 97%. Projekt realizujemy wspólnie z Państwowym Instytutem Geologicznym. Po pogłębionym pilotażu planujemy wejść na tereny górnicze i kopalnie. Do współpracy przy kolejnych etapach zaprosiliśmy także spółki węglowe.

Przedeksploatacyjne odmetanowanie pokładów węgla ma cztery cele: zwiększenie postępu ścianowego, zwiększenie bezpieczeństwa robót, ludzi i urządzeń na dole, wydobywanie samego gazu oraz ograniczenie jego emisji do atmosfery. Jeśli razem ze spółkami węglowymi wytypujemy kopalnie wysokometanowe i przeprowadzimy odmetanowanie od powierzchni, wówczas górnicy będą mogli przystąpić do swoich prac w środowisku ze znakomicie niższą zawartością metanu. Tempo przyspieszy postęp ścianowy, bo wzrost stężenia metanu powoduje obecnie częste przestoje robót. Korzyści są więc dla obu stron.

Rozwój technologii poszukiwawczych i wydobywczych oraz analiza nowych informacji geologicznych pozwalają mieć nadzieję na nowe odkrycia, na udokumentowanie i w konsekwencji eksploatawanie nowych zasobów węglowodorów.



Gas production in Poland in the PGNiG Strategy

Piotr Woźniak

President of the PGNiG Management Board
Polish Oil and Gas Company

Gas production in Poland in the PGNiG Strategy

- We increase domestic production focusing on enhancing recovery from already discovered fields.
- We apply latest tools - 3D seismic survey and modern drilling technologies.
- In case of domestic production in the E&P segment we plan to spend a total of PLN 1.5bn in 2018 on upstream operations and investment projects – twice as much as in 2017.

Our upstream strategy for the entire PGNiG Group assumes that by 2022 the current base of hydrocarbon reserves and hydrocarbon production volumes will increase by ca. 35% and 41% respectively, while unit exploration and appraisal costs will be significantly reduced, with unit costs of field development and hydrocarbon production remaining largely unchanged.

To increase domestic production, we focus on enhancing recovery from already discovered fields. By applying new survey tools, new drilling techniques, and well-planned and designed production methods, we can increase recoverable reserves by up to 30%. In line with our strategy, the PGNiG Group is to intensify its hydrocarbon exploration work in Poland over the coming years, which will help maintain new discoveries at current levels and thus is expected to reverse the downtrend in recoverable reserves.

In 2018, we plan to spend a total of approximately PLN 1.5bn on upstream operations and investment projects on Polish fields for which we already hold licences, excluding acquisitions. The amount is double that spent on the upstream segment in 2017. By the end of this year, we expect to start work on 32 wells. As at the end of 2017, formation test results were obtained from 28 boreholes.

Using new technologies, in particular 3D seismic surveys, we are able to discover hydrocarbon reservoirs in deeper formations. Recent applying of this technology in the Podkarpacie region of Poland and analysis of 3D seismic picture have shown additional potential of the Przemyśl field. It allowed us to re-estimate the size of the field at almost 20 billion cubic metres of gas more than we had thought earlier.

Also the extraction of coal-bed methane is important and promising project for PGNiG. Results of last year's production tests in Gilowice, within the Międzyrzecze licence area, were quite satisfying. During 11 months, we produced approximately 900 thousand cubic metres of high quality gas with a 97% methane content. We conduct this project together with Polish Geological Institute. Having completed the thorough pilot stage, we are planning to extend our activities into mines and mining sites. We have invited partners from mining companies invited to join us in the second stage of the programme.

CBM extraction has four objectives: to speed up coalface advancing, improve the safety of underground works, staff and equipment, capture the gas and reduce its emissions into the air. If, working together with coal mining companies, we identify high-methane mines and extract CBM before mining, miners will be able to start work in an environment with a substantially lower methane content. Coal production will be able to advance more quickly as there will be fewer stoppages due to increased methane concentrations which is a common problem currently. So there are benefits in such projects for both parties.

With access to technology developments in the upstream industry and new geological data, we hope to discover, assign and, consequently, produce new hydrocarbon reserves.

Czynniki hamujące rozwój gazownictwa

Marian Żołyński

p.o. Prezes Zarządu

Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

P

Gaz ziemny, to paliwo kopalne zaliczane do nieodnawialnych źródeł energii. Charakteryzuje się znacznie niższą emisją substancji szkodliwych dla środowiska (np. CO₂, SO₂, NO_x, pyły PM10 i PM2,5) w stosunku do użytkowania innych paliw kopalnych. Rosnące zapotrzebowanie na energię uczyniło ze spalania paliw główne źródło zanieczyszczeń atmosferycznych pochodzenia antropogenicznego. Biorąc to pod uwagę, użytkowanie paliw gazowych w gospodarce komunalnej, przemyśle jak i w transporcie, wzrost udziału gazu ziemnego w miksie energetycznym kraju może być elementem walki ze smogiem.

W celu spełnienia powyższego, wymagana jest dalsza rozbudowa systemu gazowego, aby w sposób ciągły i niezawodny dostarczać paliwo gazowe odbiorcom końcowym. W tym celu kluczowym wyzwaniem jest eliminacja barier i ograniczeń rozwoju, aby spełnić oczekiwania w zakresie zachowania bezpieczeństwa energetycznego kraju, rozwoju gospodarki, jak i ochrony środowiska. Czynniki rozwoju istotnie wpływające na funkcjonowanie systemu gazowego to, m.in.: (i) zdolności przesyłowe i rezerwy przepustowości w systemie, (ii) osiągnięcie minimalnej rentowności przedsięwzięć inwestycyjnych oraz (iii) uwarunkowania formalno-prawne przy projektowaniu, budowie i użytkowaniu sieci gazowych. Ww. czynniki wpływają na stronę techniczną i ekonomiczną rozbudowy liniowej, a także na okres uruchomienia dostawy gazu i przyłączenia Podmiotów do sieci gazowej.

Rozbudowa punktów wyjścia z sieci przesyłowej, budowa nowych połączeń systemowych oraz sieci dystrybucyjnej wpływa na minimalizację ograniczeń przesyłowych w systemie gazowym. Budowa stacji LNG, jak i liniowa rozbudowa gazociągów dystrybucyjnych stanowi możliwe sposoby dostawy gazu odbiorcom. Niezależnie od lokalizacji planowanej gazyfikacji – czy dotyczy to centralnej Polski, czy innego regionu oraz czy na tych terenach występują obecnie tzw. białe plamy, wykorzystanie stacji LNG stanowi jeden z technicznie dopuszczalnych wariantów zasilania planowanej sieci gazowej. Spełnienie czynników ekonomicznych, tj. ocena efektywności ekonomicznej, potwierdza spełnienie uzasadnienia biznesowego dla ich realizacji. Natomiast wśród uwarunkowań formalno-prawnych realizacji sieci gazowych wymienić można szereg barier i ograniczeń, tj.:

- brak tzw. „specustawy” lub odpowiednich przepisów w obowiązujących aktach prawnych umożliwiających szybszą realizację zadań inwestycyjnych (uproszczenie procedury wejścia w teren),
- brak zapisów w aktach prawnych ograniczających udzielenie kolejnego zezwolenia na budowę lub eksploatację systemu gazociągów dystrybucyjnych na określonym obszarze, jeżeli systemy gazociągowe zostały już zbudowane lub gdy zaproponowana jest ich budowa na tym obszarze oraz gdy istniejąca lub proponowana zdolność nie jest w pełni wykorzystana (brak spójności z zapisami art. 4 ust. 4 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego I Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r.),
- poziom stawek opłat za umieszczenie infrastruktury gazowniczej w pasach drogowych oraz za zajęcie pasa na czas budowy (wpływ na rentowność inwestycji),
- sposób kalkulacji opłaty za przyłączenie do sieci gazowej dla Podmiotów zaliczanych do grupy C – obecne zapisy nakładają obowiązek ponoszenia opłaty przyłączeniowej w wysokości 100% rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia (nieproporcjonalne przeniesienie ciężaru finansowego na Podmiot przyłączany),
- zapisy Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 24 sierpnia 2011 r. w rzeczywistości ograniczające możliwości wprowadzenia biogazu rolniczego do sieci dystrybucyjnej gazowej,
- czasochłonne i pracochłonne procesy zakupowe związane z koniecznością stosowania przepisów Ustawy Prawo Zamówień Publicznych.



Factors hampering the development of gas industry

Marian Źołyński

Acting President of the Board
Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Natural gas, a fossil fuel recognised as non-renewable energy source. It is characterized by much lower emission of harmful substances to the environment (e.g. CO₂, SO₂, NO_x, PM10 and PM2.5 dust) in relation to the use of other fossil fuels. The growing demand for energy has made the combustion of fuels the main source of atmospheric pollution of anthropogenic origin. Taking into account the use of gaseous fuels in the municipal services, industry and transport, the increase in the share of natural gas in the energy mix of the country can be an essential element in fighting smog.

In order to comply with the foregoing, further expansion of the gas system is required to continuously and reliably deliver gas fuel to end-users. To this end, the key challenge is to eliminate barriers and restrictions on development in order to meet the expectations in terms of the country's energy security, economic development as well as environmental protection. Growth factors significantly affecting operation of the gas system include for example, the following: (i) transmission capacity and capacity reserves in the system, (ii) the achievement of minimum profitability of investment projects and (iii) formal and legal considerations in design, construction and use of the gas networks. The aforementioned factors affect technical and economic aspect of line infrastructure development, as well as the period of gas supply activation and connection to the gas network.

Expansion of exit points from the gas transmission network as well as construction of new interconnectors and distribution network minimize congestion in the natural gas system. Construction of LNG plants, as well as linear expansion of distribution pipelines provides possible ways to supply natural gas to customers. Regardless of the location of the planned gasification – whether it is central Poland, or any other region, and whether these areas include so called „blank spaces”, the use of LNG plants constitutes one of the technically permissible options of supplying gas to the planned gas network. The fulfilment of economic factors, that is evaluation of economic efficiency, proves the accomplishment of business justification for their implementation. In contrast, formal and legal circumstances of the construction of gas networks include a number of barriers and restrictions, i.e.:

- lack of so called “Special Act”, or corresponding provisions in the existing legislation to enable faster completion of investment tasks (simplification of the procedure to enter the site),
- lack of appropriate provisions in the legislation to restrict granting further authorisations to build and operate distribution pipeline systems in specific areas, where such pipeline systems have already been built, where their construction has been proposed or where existing or proposed capacity is not fully used (lack of consistency with the provisions of article 4 (4) of the directive of the European Parliament and the Council 2009/73/EC of 13 July 2009)
- the level of fees for placement of gas infrastructure within rights of way of public roads and for using rights of way for construction purposes (impact on the profitability of an investment),
- the calculation method of fees for connection to gas infrastructure applicable for entities classified as Connection Group C – present regulations require them to incur connection fees in the amount of 100% of actual expenditure incurred in construction of the service line (a disproportionate financial burden placed on an entity being connected to the network)
- the provisions of the regulation of Minister of Economy of 24 August 2011, which actually restrict the possibility of feeding agricultural biogas to natural gas distribution network,
- time-consuming and labour-intensive purchasing processes associated with a necessary application of the regulations of the Public Procurement Law



EAGE and Poland

Marcel von Loon

Executive Director of EAGE

P

The European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE) is a global professional, not-for-profit association for geoscientists and engineers with approximately 19,000 members worldwide. It provides a global network of commercial and academic professionals to all members. The association is truly multi-disciplinary and international in form and pursuits.

EAGE's relationship with The Scientific Association of the Oil and Gas Industry Engineers (SAOGIET) extends all the way back to 2004, when the then-named Polish Association of the Oil and Gas Engineers officially became an associated society of EAGE, an agreement that was renewed at the Barcelona Annual Conference & Exhibition in 2010. SAOGIET has been present at every Annual Exhibition since 2004, and we are really looking forward to seeing them again this June in Copenhagen.

With more than 170 Polish members including 72 students, EAGE is committed to strengthening ties in the region and has partnered with or organized a range of events in Poland over the past few years including the Seventh EAGE Workshop on Passive Seismic 2018 in Krakow in March 2018, the International Geosciences Student Conference (IGSC) October 2016 and the Nationwide Geophysical Workshop 'Geosphere'.

The EAGE Local Chapter Poland is also one of our most active local chapters, and we look forward to celebrating the ten-year anniversary of their establishment at our Annual Conference in London in 2019. It has hosted numerous DLP webinars, events, and provided great reports from workshops and conferences and engaged the geoscientific and engineering community throughout Poland.

A quick search of EAGE's First Break archives also shows numerous examples of the EAGE student chapters in Poland undertaking interesting research projects including a first geophysical exploration of permafrost at the top of Babia Mountain in 2015. At the 78th EAGE Annual Conference & Exhibition in Vienna, the AGH University of Technology and Science student chapter won the Best Student Chapter award in recognition of their contribution to the promotion of geosciences, alongside their impressive student activities. They have been an EAGE Student Chapter since 2010 and this year, with financial support from EAGE, they will be organizing the 11th Nationwide Geophysical Workshop 'Geosphere 2018' that will be held 5 to 8 April 2018. The University of Silesia also has an EAGE student chapter.

EAGE is also one of 27 partners involved in the Horizon 2020 funded project, Smart Exploration, which is seeking find new ways to explore the subsurface in a range of sites across Europe. The partners in this project include four from Poland; the Institute of Geophysics, Polish Academy of Sciences, Geopartner and Proxis. Through this engagement with research institutions, organizations and civil society groups from across Poland and Europe, EAGE can better provide knowledge and networking opportunities for its members.



The Extractive Petroleum Industry: the Revolution of Shale Hydrocarbons as part of unconventional hydrocarbons

Jean Jacques Biteau

Pretendent of EAGE

Hydrocarbons of source rocks made famous under the denomination of Shale Gas or Shale Oil, and often reduced to Shale Gas for the public audience, have represented a fantastic development in the world over the last 10 years, particularly in the USA. This represents an American vision of a self sufficiency in gas and to a large extent, oil as well. In other regions across the world, this presents significant hope of an increase in hydrocarbon productions. There are industrial pilots in Argentina, including the world's second largest shale gas deposit, the Vaca Muerta.

Like other unconventional hydrocarbons, hydrocarbons are not different from petroleum and natural gas in their chemical composition. However, production from their rocks is more difficult than clastics and carbonates because they are the result of a difficult trilogy; a reservoir, a seal and a source rock interval containing hydrocarbons.

They are the result of a long duration trapping of gas molecules, liquid molecules or both together. The source interval retains, in its porous but not very permeable network, 10 to 30% of remnant hydrocarbons which are not expelled in the primary migration process. In some cases, the development and preservation of high pressures concurs to this long term retention, especially in structurally uplifted basins (where there is no evacuation of pressure due to the impermeable nature of the rocks).

In order to ensure a viable and sustainable production, two techniques are reemployed that have been commonly used since the last century in the petroleum industry for conventional hydrocarbon productions: horizontal drilling and induced hydraulic fracturation.

For these unconventional reservoirs, a range of unconventional stakes and issues emerge. They range from the difficulty to characterize the reservoir properties (gas or oil content, permeability, etc.) to the understanding of production mechanisms that are employed and questions relating to the massive use of water (origin, additives, treatment, storage, recycling, etc.) and to the extension of facilities where a high number of wells are concentrated into clusters.

The Responses offered by the petroleum companies in reference to the last two points will account for the acceptability of projects, as well as the tools used to understand the process of fracturation during operations (e.g. micro-seismic).



The science & engineering of unconventional gas and oil in the US

Tadeusz W. Patzek

King Abdullah University of Science and Technology (KAUST),
the Ali I. Al-Naimi Petroleum Engineering Research Center

The 'hydraulic fracturing' process in the No.1 Klepper well in the Hugoton Field, Kansas combined four cubic meters of naphthenic acid and palm oil with gasoline and sand to stimulate the flow of natural gas from a limestone formation. In the Soviet Union, the first hydraulic fracturing with proppant was performed in 1952. In 1973, Amoco introduced massive hydraulic fracturing in the Wattenberg gas field of the Denver Basin to recover gas from a low-permeability sandstone. The injection of 50 cubic meters of water and 90 tons of sand proppant succeeded in recovering much greater volumes of gas than had been previously possible. In 1974, Amoco performed the first million-pound frac job, injecting more than 450 tons of proppant into a well in the Wattenberg field. Between 1981 and 1998, a Texas company, Mitchell Energy and Development, experimented with multistage hydrofracturing of horizontal wells in the Barnett gas shale formation.

By 2018, the US has had 60 years of tight gas field development, and 20 years of gas shale and 10 years of oil shale resource development. Until 2000, almost all hydrofractured wells were vertical, while today most are horizontal. Today, massive hydraulic fracturing uses up to 15,000 tons of water and 22,000 tons of proppant sand per well. Hydraulically fractured horizontal wells have accounted for most of all new wells drilled and completed since late 2014. As of 2016, about 670,000 of the 977,000 producing wells were hydraulically fractured and horizontally drilled; many of these horizontal wells have over 10 years of production history.

From my well-by-well analysis of production histories in some 61,350 mostly horizontal, hydrofractured gas well in shales, it follows that on average these wells are not that dissimilar (Haynesville is an exception), but their costs can differ significantly, favoring the Marcellus play. The deep Haynesville shale has many very productive wells and strong potential. The large future drilling programs in the Barnett and Fayetteville shales are improbable, but I still assume a robust future expansion of the Barnett in line with the DOE EIA forecasts. Many of the gas wells in Utica perform almost as well as the Marcellus ones, but are more expensive. The Eagle Ford and Permian plays produce mostly liquids, but also significant volumes of gas.

The past and current developments in the major U.S. shale plays I analyzed will provide 4.5 years of domestic gas consumption (145 Tscf), and the future production programs may add another 11 years (360 Tscf total). The current development will require 95,000 wells. I assume that well attrition is balanced by production improvements, yielding about 180,000 additional wells to provide the predicted future production.

The incredible richness of surface and well completion/operations data in the US allows for coupling the unstructured data mining with the rigorous reservoir engineering in new unusual ways. Given time, I will present the well-by-well matches of production for some 11,000 Bakken oil wells. We obtain these matches with an extension of the black-oil model developed for the free-flowing Eagle Ford wells. Because of the faster decline of reservoir pressure, there is more flowing gas saturation in the Bakken than in the Eagle Ford.



Petrophysical Rock Typing – A Solution for Modeling Heterogeneous Reservoirs

Mark Skalinski

Society of Petroleum Engineers/Chevron

Rock typing provides a vehicle to propagate petrophysical properties through association with geological attributes and therefore is critical for distributing reservoir properties such as permeability and water saturation in the reservoir model. The conventional approach to rock typing have significant gaps in: incorporating diagenetic processes, transferring rock types from the core domain to log domain, accounting for multiple pore systems and using appropriate methodology to distribute Petrophysical Rock Types (PRTs) in the static reservoir model. Presented PRT Workflow addresses these issues in a comprehensive and consistent manner.

The objective of this approach is the determination of PRTs, which control static properties and dynamic behavior of the reservoir while optimally linking to geological attributes (depositional and diagenetic) and their spatial interrelationships trends. The ultimate goal is to determine and predict rock types in the log domain, which enables the linkage between available core information and the 3D reservoir model.

This PRT approach is novel for the fact that it: 1) integrates geological processes (depositional, diagenetic and mechanical), petrophysics and earth modeling aspects of rock typing in one comprehensive workflow. 2) integrates core and log scales and therefore provides consistent input to reservoir models in log domain 3) uses a novel pore typing method addressing multimodal pore systems and 4) provides a flexible “road map from core to 3D model for variable data scenarios This presentation introduces the rationale behind this integrated workflow and demonstrates its workings and agility through application examples to several carbonate fields. The workflow can be applied to any heterogenous reservoir.

A
3



LOTOS Upstream: Partnering for Success

Gavin Graham

LOTOS Upstream Sp z o.o.

LOTOS Upstream came into existence on 1st January 2018. The company was established in part to provide an umbrella organisation for LOTOS' international and upstream development portfolio (c. 24,000 boe/d from Poland, Lithuania and Norway), and in part to provide a vehicle to significantly grow that portfolio, based on industry top quartile processes and new/creative ways of working.

An implicit assumption in the creation of LOTOS Upstream was that the company would grow into new countries and, given its 10 years of experience working in Norway, priority has been given to extending the company's activities across the border into the UKCS.

LOTOS Upstream developed out of Petrobaltic, a company that has a proud history of oil and gas activities in Poland and that, going forward, will continue to operate the B3 and B8 fields in the Baltic Sea. Recognising that its experience was limited to Baltic Sea operations, Petrobaltic built its international portfolio on strong partnerships. LOTOS Upstream intends to continue this strategy, on the basis that the fastest way to grow your own capability is by working with strong partners that bring skills and experience that you do not possess.

Over the past ten years, LOTOS has partnered with companies that either helped to plug skills and capability gaps or that had deep experience in countries new to LOTOS. Going forward LOTOS aims to build broader strategic partnerships with companies that can lead to growth opportunities both in the upstream and across other segments.

In Norway, LOTOS has developed a hub-based strategy, supported by a close partnership with Statoil, operator of the Heimdal and Sleipner production hubs. This partnership, with the largest and most experienced operator on the Norwegian Continental Shelf, has provided LOTOS with an insight into doing business in Norway and also provides a natural entry into the UKCS by development of the cross-border Utgard and Peik fields, which will respectively tie back into the Sleipner and Heimdal hubs, thereby pushing back decommissioning by some five years.

In the Baltic Gas project, LOTOS has partnered with Cal Energy - a company with international experience of gas development, who have given LOTOS an international perspective and helped the company to accelerate the development of two fields that have lain dormant since their discovery in the early eighties.

In Lithuania, local experience, vested in partners Odin Energy and Tethys Oil, has proved critical in maximising value in a challenging subsurface play, and has laid the foundation for several very different options to grow LOTOS' activities in and beyond Lithuania.

Looking forward, LOTOS Upstream aims to double its production, become an operator in the North Sea, maximise the value of its Lithuania operations and bring new ideas to the Baltic Sea and other underexplored plays in Poland.

To do this we need to recruit externally and build on existing and new partnerships. We hope to learn from companies like AkerBP, operator of the exciting "North of Alvheim" hub development in Norway, which pushes the boundaries of conventional field development, with intent to promote digitalisation and new ways of partnering to reduce costs and time to first oil.

Only by embracing such changes and learning from its partners will LOTOS Upstream be able to meet the challenges of the volatile oil price world that looms ahead.



ORLEN Upstream – 12 lat działalności w Polsce

Janusz Radomski, Jarosław Zacharski, Magdalena Piątkowska

ORLEN Upstream Sp. z o.o.

A
5

Początki ORLEN Upstream sięgają 2006 roku, kiedy podjęto decyzję o rozpoczęciu działalności poszukiwawczo-wydobywczej, mającej zapewnić Grupie ORLEN dostęp do własnych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego. Obecnie ORLEN Upstream jest nie tylko nowoczesną i dynamiczną organizacją, ale także jednym z liderów branży poszukiwawczo-wydobywczej w Polsce.

W 2007 roku ORLEN Upstream pozyskał pierwsze koncesje na poszukiwanie ropy naftowej i gazu ziemnego. Na początku działania spółka koncentrowała się na Lubelszczyźnie, gdzie realizowany był projekt poszukiwania i rozpoznania złóż niekonwencjonalnych (Lublin Shale) w utworach staropaleozoicznych (sylur, ordowik) oraz złóż konwencjonalnych (utwory młodopaleozoiczne – dewon, karbon).

Zasoby staropaleozoiczne ordowiku i syluru stanowią kluczowe, perspektywiczne horyzonty w basenie lubelskim, definiowane jako niekonwencjonalne. W ramach oceny potencjału węglowodorowego tych utworów przeprowadzono ewolucję strukturalną sukcesji dolnego paleozoiku oraz szczegółowo określono kluczowe parametry litologiczno-złożowe oraz ich rozprzestrzenienie. W tym czasie ORLEN Upstream wykonał 13 odwiertów poszukiwawczych, w tym 9 pionowych i 4 horyzontalne, przeprowadził również 3 zabiegi szczelnienia hydraulicznego w otworach horyzontalnych. W trakcie prac wiertniczych pozyskano ponad 2100 m rdzeni wiertniczych, które zostały poddane badaniom i szczegółowej analizie.

Nowe dane z odwiertów wykonanych przez ORLEN Upstream w basenie lubelskim potwierdziły ogólne, znane trendy występowania sukcesji łupkowej i dużą złożoność budowy tektonicznej tego obszaru. Zaobserwowano także duże zróżnicowanie podstawowych parametrów geochemicznych oraz właściwości geo-mechanicznych skał. Wykazano, że występuje wyraźna korelacja pomiędzy stopniem przeobrażenia materii organicznej a głębokością horyzontów. Niestety, nie stwierdzono anomalnych ciśnień złożowych, mogących zintensyfikować ewentualną produkcję. Ze względu na skomplikowaną budowę geologiczną, uzyskiwane niskie przepływy HC, wahania cen ropy naftowej i duże ryzyko poszukiwawcze, odstąpiono od kontynuowania prac w tym projekcie.

Obecnie w tym rejonie trwa szczegółowa analiza utworów dewonu i karbonu pod kątem możliwości odkrycia konwencjonalnych złóż węglowodorów. W tym celu wykonano zdjęcia sejsmiczne Lublin 3D (140 km²) oraz Potycz-Garwolin (165 km²), które pozwolą wytypować obszary do dalszych prac.

Ze względu na uwarunkowania makroekonomiczne, w 2015 roku dokonano weryfikacji posiadanych aktywów, rezygnując z mniej perspektywicznych obszarów. W tym czasie poprzez przejęcie FX Energy Inc. pozyskano nowe aktywa w obszarach wielkopolskiej i pomorskiej prowincji naftowej. Zakupiono także karpaccie aktywa DEA Deutsche Erdoel AG, co pozwoliło na rozpoczęcie poszukiwań złóż w najstarszej znanej w Polsce małopolskiej prowincji naftowej. Na aktywach karpaccich prowadzona jest obecnie intensywna działalność poszukiwawcza, w tym analityczna i badawcza. Wykonano już 3 otwory wiertnicze oraz jedno zdjęcie sejsmiczne 2D (Korzenna). Obecnie realizowane są: akwizycja danych sejsmicznych 3D w rejonach Biecza i Jasła oraz uzupełniające badania kartograficzne.

Spółka ORLEN Upstream posiada obecnie prawa do 16,5 tys. km² obszarów koncesyjnych. Na ok. 10 tys. km² prowadzi prace jako operator, na pozostałych natomiast współpracuje z partnerem – firmą PGNiG SA. Osiągnięta dywersyfikacja portfela oraz obecność w najważniejszych obszarach naftowych w Polsce pozwala na zmniejszenie ryzyka geologicznego oraz daje szansę na odkrycie kolejnych złóż węglowodorów.



ORLEN Upstream – 12 years of activity in Poland

Janusz Radomski, Jarosław Zacharski, Magdalena Piątkowska

ORLEN Upstream Sp. z o.o.

ORLEN Upstream was established in 2006, after the decision to start up the exploration and production activity was made, which could provide ORLEN Group with an access to their own oil and gas resources. Nowadays, ORLEN Upstream is not only modern and dynamic organization, but also one of the leaders in E&P sector in Poland.

In 2007 ORLEN Upstream purchased first licenses for exploration of oil and gas. At the beginning, the company's operations were focused on Lublin area, carrying out a project of exploration and identification of unconventional HC accumulations (Lublin Shale) in lower Paleozoic formations (Silurian, Ordovician) and conventional reservoirs (upper Palaeozoic formations – devonian, carboniferous).

The Lower Paleozoic, Ordovician and Silurian shale succession represents key promising horizons in the Lublin basin defined as unconventional resources. Under the evaluation on the hydrocarbon potential of these formations the structural evolution of lower Paleozoic was made. The lithological and reservoir parameters and their extension was described in details. At that time ORLEN Upstream drilled 13 exploration wells, including 9 vertical and 4 horizontal ones in which the company performed 3 hydraulic fracturing procedures. Over 2,100 m of core samples were collected from the wells, while performing drilling operations, for further studies and detailed analysis.

New data from the wells drilled by ORLEN Upstream in the Lublin Basin confirmed the general, known trends of shale succession and high tectonic complexity within this area. A high diversity of the basic geochemical parameters and geomechanical properties of the rock were noticed. The analysis showed the clear correlation between the level of transformation of organic matter and the depth of the horizons. Unfortunately, the reservoir overpressure, which could intensify the possible production, hasn't occurred. Due to the complexity of geological structure, low flow of HC, variation of petroleum prices and high risk of exploration, the company decided to abandon this project.

The devonian and carboniferous formations of this area are now being analyzed for the prospects of discovering conventional hydrocarbon reservoirs. For this purpose, Lublin 3D (140 sq km) and Potycz-Garwolin 3D (165 sq. km) seismic surveys were taken – it will allow to indicate areas to further operations.

Due to macroeconomic conditions, in 2015 the assets were verified and the less promising areas were abandoned. Meanwhile with FX Energy Inc. acquisition, the new assets in Wielkopolska and Pomorze petroleum provinces were purchased. Moreover, the Carpathian assets from DEA Deutsche Erdoel AG were purchased, which enabled to begin explorations in the eldest petroleum province in Poland (Małopolska). Now, an intensive exploration activity (including analysis and researches) is taking place on Carpathian assets. Three wells and one 2D seismic survey (Korzenna) were made so far. The acquisition of 3D seismic data in Biecz and Jasło area as well as complementary surface geological mapping are currently undertaken.

Currently, ORLEN Upstream holds exploration licenses of total area amounting to 16 500 sq. km. On 10,000 sq. km the company have been working as an operator, and on other areas as a partner with PGNiG.

Diversification of our portfolio and presence in the most important petroleum provinces allows to decrease geological risk and gives an opportunity to discover in the future new hydrocarbon fields.



PKN ORLEN Investment in Oil & Gas in Canada: Opportunity and successful future-oriented diversification of E&P activity in the ORLEN Group

Matt Rees

ORLEN Upstream Canada

A
6

PKN ORLEN made the decision to invest in the Upstream Oil and Gas Industry in Canada in 2013 and has continued to grow the business since that point. The Upstream Oil and Gas Industry in Canada is unique in many senses, including the maturity of the basin, diverse opportunity set both on a geologic and acquisition basis, the development and technology utilization, and the future potential that still exists. With over 600,000 wells drilled in Western Canada to date, the experience and knowledge built over the last 100 years has led to intellectual capital and technology development is unparalleled. While this significant development within the basin might lead some to believe that it's in its last years, the remaining reserves of both gas and oil in Western Canada are world class and exceed those of all but a few countries in the world. These reserves are still centred around two major types: natural gas and heavy oil (oil sands) however recent technology implementation has allowed for the development of unconventional reservoirs earlier thought to be uneconomic. These unconventional plays continue to improve and provide significant opportunity for both existing and new entrants into the basin. The uniqueness of the basin and the remaining resources provide an opportunity for PKN ORLEN to diversify its business by continuing to grow well into the future.



Inwestycje PKN ORLEN na rynku wydobywczym w Kanadzie: Szansa na rozwój i udaną dywersyfikację geograficzną działalności poszukiwawczo-wydobywczej w Grupie ORLEN

Matt Rees

ORLEN Upstream Canada

W 2013 roku PKN ORLEN podjął decyzję o zainwestowaniu w rynek ropy naftowej i gazu ziemnego w Kanadzie i od tego momentu stale rozwija tu działalność. Przemysł wydobywczy ropy naftowej i gazu ziemnego w Kanadzie jest szczególnie pod wieloma względami, m. in. stopnia rozwoju branży naftowej, charakterystyki geologicznej regionu, dynamiki rynku M&A, rozwoju i wykorzystania technologii, a także potencjału, który wciąż tu istnieje. Zdobyte w ciągu minionych 100 lat doświadczenie, wynikające z ponad 600 000 odwiertów wykonanych w rejonie zachodniej Kanady, doprowadziło do niespotykanego rozwoju technologii i wiedzy w ramach branży naftowej. Choć znaczący rozwój wydobycia w obrębie basenów kanadyjskich może skłaniać do myślenia, że są one w fazie dojrzałej, to pozostałe rezerwy gazu i ropy naftowej w zachodniej Kanadzie należą do największych na świecie i wciąż przewyższają rezerwy obecne w wielu innych (z wyjątkiem zaledwie kilku) krajach. Kanadyjskie zasoby koncentrują się wokół dwóch rodzajów zasobów węglowodorów – gazu ziemnego i ciężkiej ropy (piaski bitumiczne), jednak niedawno wdrożone technologie umożliwiły dynamiczny rozwój wydobycia z niekonwencjonalnych złóż, co wcześniej uważane było za nieopłacalne. Postęp technologii sprawił, że dostęp do złóż niekonwencjonalnych nieustannie się poprawia, zapewniając dobre perspektywy zarówno dla obecnych, jak i nowych uczestników kanadyjskiego rynku oil & gas. Wyjątkowość i zasobność kanadyjskich złóż daje PKN ORLEN doskonałe perspektywy do dywersyfikacji działalności poprzez dalszy rozwój na tym rynku w przyszłości.

Nowy niekonwencjonalny potencjał dojrzałych prowincji naftowych w Polsce

Paweł Poprawa¹, Bartosz Papiernik¹, Andrzej Maksym², Grzegorz Machowski¹

¹Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

²Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

W ostatniej dekadzie teoria szczytu wydobywania ropy/gazu straciła znaczenie w wyniku udostępnienia nowych, niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Nowe koncepcje poszukiwawcze, rozwinięte w USA i Kanadzie, są obecnie wprowadzane w licznych, dojrzałych prowincjach naftowych na świecie. Dotyczy to również Polski, charakteryzującej się zaawansowanym stopniem poszukiwań oraz systematycznym spadkiem wydobywania. Obecnie jednak koncepcje gazu i ropy zamkniętych, łupkowych, metanu pokładu węgla i systemów hybrydowych uwiarygodniły znaczącej skali nowy potencjał.

Szczególną uwagę poświęcono ostatnio łupkowej ropie/gazowi w utworach ordowiku i syluru w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim, gdzie odwiercono 70 nowych otworów. Ich wyniki potwierdziły koncepcję geologiczną, lecz maksymalne przypięty gazu w czasie testów (15-20 tys. m³/d) nie osiągnęły poziomu komercyjnego. Zasoby wydobywalne złóż łupkowych są tu oceniane na co najmniej kilkaset mld m³ gazu i ~150 mln ton ropy. Możliwa komercyjność tego projektu zależy od cen gazu/ropy, obniżenia kosztów technologii i poprawy efektywności zabiegów stymulacyjnych.

Waryscyjskie baseny w Polsce również posiadają nowo uświadamiany, niekonwencjonalny potencjał. W najgłębszej części basenu górnośląskiego występują warunki korzystne dla powstania systemu z gazem w centralnych częściach basenu. W obszarze tym obecnie brak jest jednak otworów odpowiednio głębokich dla weryfikacji tej koncepcji. Rolę skały macierzystej pełniły by w tym przypadku podkłady węgla pogrzebane do głębokości 4000-5000 m, a gaz uwięziony byłby w zwięzłej skale zbiornikowej. Głównym elementem ryzyka poszukiwawczego jest niepewność co do czasu generowania gazu, rzutu-jąca na możliwość jego zachowania w złożu. Zasoby wydobywalne gazu są tu oceniane na 100-250 mld m³. Ponadto w południowo-zachodniej Polsce utwory górnego dewonu i dolnego karbonu analizowano pod kątem występowania gazu łupkowego. Rezultaty 3 wierceń poszukiwawczych nie były jednak rozstrzygające.

Permsko-mezozoiczny basen polski również jest analizowany pod kątem możliwości występowania niekonwencjonalnych akumulacji ropy i gazu. Gaz zamknięty występuje w czerwony spągowiec, głównie w eolicznych skałach zbiornikowych, w głębokiej części basenu. Wyzwanie w tym przypadku stanowi wysoki wykładnik wodny. Wyniki kilkunastu nowych otworów (maksymalny przypięty gazu 180 tys. m³/d) są zachęcające dla dalszych poszukiwań. Według PIG zasoby wydobywalne czerwonego spągowca wynoszą 150-200 mld m³. W basenie polskim zidentyfikowano też możliwość występowania ropy łupkowej w utworach jury i dolnej kredy.

W Karpatach fliszowych przeprowadzono pierwsze, zachęcające próby zastosowania szczelinowania hydraulicznego w stymulacji łupków i zwięzłych piaskowców. Jednak większy potencjał posiada miocenne zapadlisko przedkarpackie, gdzie biogeniczny gaz wydobywany jest z dużej miąższości pakietów mułowcowo-piaszczystych bez stymulacji. Niska głębokość zalegania decyduje o niskich kosztach wydobywania, gwarantujących komercyjność projektu. Nowe, niekonwencjonalne zasoby gazu ziemnego w tym basenie oceniane są na 150-400 mld m³.

Sfinansowane przez fundusz badań statutowych Katedry Surowców Energetycznych, Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, AGH.



New Unconventional Potential of the Mature Petroleum Provinces in Poland

Paweł Poprawa¹, Bartosz Papiernik¹, Andrzej Maksym², Grzegorz Machowski¹

¹AGH University of Science and Technology in Krakow

²Polish Oil and Gas Company

During the last decade a theory of peak oil/gas was discredited by development of diverse unconventional hydrocarbon fields. New concepts developed in US and Canada are now applied to numerous mature basins across the World. This includes Poland, characterized by mature exploration and systematic production decline. However, currently the concepts of tight gas/oil, shale gas/oil, CBM and hybrid systems, revealed a significant new upscale potential.

High attention was focused on the Ordovician–Silurian shale oil/gas in the Baltic-Podlasie-Lublin Basin, where 70 new wells were drilled last years. The exploration proved the geological concept, though the maximum gas flow rates (15-20 Mcm/d) were not at a commercial level. The basin's recoverable shale resources are estimated to at last a few hundred Bcm of gas and ~1 BB of oil. Future commerciality of the project depends on oil/gas prices, reduction of technology costs, and improvement of stimulation effectiveness.

The Variscan basins in Poland also reveal new unconventional petroleum potential. In the deep part the Upper Silesian Basin conditions favorable for development of the basin-centered gas system are identified, however there is no legacy wells deep enough to verify the play concept at present. Gas is thought to be sourced from the coal source rock buried down to some 4000-5000 m, and is potentially trapped in tight sandstone by permeability jail seal mechanism. The key risk factor remains an uncertain timing of gas generation, having an impact on gas preservation potential. Recoverable tight gas resources are estimated in this case to 100-250 Bcm. In the Southern and Western Poland the Upper Devonian–Lower Carboniferous shale was currently explored for unconventional gas. Results of the first 3 exploration wells were not conclusive.

A few unconventional plays are recognized within the Permian-Mesozoic Polish Basin. The Rotliegend (Upper Permian) tight gas is associated mainly with the eolian reservoir sandstone in the deep part of basin. Results of several new wells, with the maximum initial production from vertical well with single frac job equal to 180 Mcm/d, encourage further exploration. The key challenge in development of the Rotliegend tight gas fields is high brine production. According to PGI recoverable tight gas resources of the Rotliegend amounts to 150-200 Bcm. In the central part of the Polish Basin the Jurassic to Lower Cretaceous shale oil play is identified.

In the Outer Carpathians, producing oil and gas since the mid of nineteenth century, the first current attempts for oil and gas production from both shale and tight sandstone reservoir stimulated by hydraulic fracturing became successful. In the Miocene Foredeep of the Outer Carpathian tight biogenic gas is produced at a commercial flow rate from the thick pile of mudstone reservoir without stimulation. Shallow depth allows for limited cost of drilling and ascertains production commerciality. New unconventional gas contingent resources of this basin are estimated to some 150-400 Bcm of recoverable gas.

This research has been Financially supported by the Statutory funds of Department of Fossil Fuels, Faculty of Geology, Geophysics and Environmental Protection, AGH UST.



Zintegrowany proces modelowania złożeń

Christopher Townsend, Tomasz Tuczynski

PGNiG Upstream Norway AS

W pracy przedstawiono proces numerycznego modelowania złóż, który jest stosowany w celu określenia zasobów geologicznych oraz wydobywalnych złóż węglowodorów. Zaproponowany proces został stworzony i wykorzystany przy analizie złoża gazowo-kondensatowego Ærfugl.

Złoże Ærfugl znajduje się w obrębie Morza Norweskiego, w sąsiedztwie produkującego złoża Skarv. Węglowodory zakumulowane są w stratygraficznej pułapce, która wyklinowuje się w stronę wyniesienia Nordland Ridge. Wymiary pułapki to około 50 km długości i 3 km szerokości. Horyzont produkcyjny znajduje się w formacji geologicznej Lysing (kreda), leżącej na głębokości około 2800 m p.p.m. Powyższą formację budują głębokomorskie piaskowce turbidytowe oraz osady masowych spływów grawitacyjnych. Długoterminowy test produkcyjny prowadzony jest na złożu Ærfugl od 2013. Zebrane dane produkcyjne były kluczowe dla zrozumienia charakterystyki złoża oraz wyboru optymalnego sposobu zagospodarowania.

Prezentowany proces polega na stworzeniu zbioru możliwych, geologicznych scenariuszy, które uwzględniają wszystkie zidentyfikowane niepewności analizowanego złoża. Kolejny krok to przekształcenie statycznych modeli geologicznych w dynamiczne modele złożowe i ich walidacja, przy wykorzystaniu historycznych danych produkcyjnych. Geologiczne modele statyczne tworzone są w oparciu o maksymalne, bądź minimalne wartości zdefiniowanych parametrów, takich jak: NTG, porowatość, przepuszczalność itp. Rezultaty uzyskane, na podstawie modeli dynamicznych są analizowane, a wyciągnięte wnioski implementowane w kolejnych cyklach obliczeniowych.

Modele dynamiczne, odwzorowujące historyczną produkcję, są wykorzystywane do:

- ponownej analizy wartości zdefiniowanych parametrów,
- identyfikacji wpływu poszczególnych parametrów na dokładność kalibracji modelu,
- bardziej precyzyjnego oszacowania zasobów geologicznych,
- oszacowania zasobów wydobywalnych,
- testowania wpływu oraz uniwersalności różnych sposobów zagospodarowania złoża.

Zaproponowany proces scala dane geologiczne, geofizyczne, petrofizyczne, PVT, SCAL oraz produkcyjne. Powyższa integracja została uzyskana dzięki wykorzystaniu oprogramowania Petrel, a w szczególności funkcji umożliwiającej cykliczne powtarzanie zadanych obliczeń tzw. workflows. Prowadzenie analizy złoża w opisany sposób umożliwia szybką implementację nowych danych, zarówno produkcyjnych jak i geologicznych, co prowadzi do zwiększenia dokładności końcowych szacunków. Zaproponowane podejście wzmaga również dialog oraz wymianę doświadczeń pomiędzy członkami interdyscyplinarnego zespołu złożowego.



An integrated reservoir modeling process

Christopher Townsend, Tomasz Tuczynski

PGNiG Upstream Norway AS

The paper describes a multi-scenario geo-modeling process, suitable for in-place and reserves assessment. The process was created and used for the purpose of uncertainty study on the gas condensate Ærfugl Field.

The Ærfugl Field lies in the Norwegian Sea adjacent to the currently producing Skarv Field. It forms a circa 50x3 km elongate stratigraphic trap, pinching out against the Nordland Ridge. The Ærfugl reservoir is in the deep-marine turbidities and mass-flow deposits of the Cretaceous Lysing, Fm. It lying at a depth of around 2800 m tvdss. A long term production test has been run using a single well since 2013. The gathered production data have been crucial for understanding the reservoir characteristics and how the field can be optimally developed.

The basis of proposed process was to create a suite of geological scenarios representing the full uncertainty and stringently validate them against production history. The individual scenarios were constructed by using hi/lo values of specific parameters e.g. NTG, porosity, permeability, etc. A full-factorial suite of models were created for each analysis, which allowed learning, model refinement and re-analysis.

The models with an excellent history match were used to:

- narrow or extend the ranges of uncertain parameters,
- identify the impact of each uncertainty parameter,
- constrain the likely range of in-place volumes,
- calculate possible reserves range,
- test the impact and robustness of different development scenarios.

In principle the proposed process integrates geological, geophysical, petrophysical, PVT, SCAL and production data. The given integration was achieved using workflows created within the Petrel software. Setting up a set of scenarios allowed for the incorporation into the process of new production or geological data in order to further constrain the various solutions. The proposed approach encouraged dialog and thinking among the various interdisciplinary team members.



Wyzwania, problemy i oczekiwania jakie wiążą się z eksploatacją ropy naftowej i gazu ziemnego w strefach morskich Bałtyku

Sławomir Sochacki

LOTOS Petrobaltic S.A.

Na wstępie zostaną wymienione złoża obecnie eksploatowane z ramienia Lotos Petrobaltic, oraz posadowione na nich platformy, wraz z krótkim rysem historycznym działalności wydobywczej w Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej.

Część główna prezentacji będzie zorientowana wokół specyfiki i unikatowych wyzwań wynikających z wydobycia węglowodorów na morzu. Poruszone zostaną m.in. zagadnienia związane z oczyszczaniem wody złożowej i brakiem jej zrzutu (tzw. konwencja Helsińska), oczyszczaniem wody morskiej w celach zatłaczania, ekonomicznym wykorzystywaniem wydobywanego gazu ziemnego, unikając spalania do atmosfery, ćwiczeniach przeciw rozlewowym i inne. Ponadto, w prezentacji wspomniana zostanie klasyfikacja prawna struktur morskich (platform, jednostek bezzałogowych) i wynikające z niej obowiązki dla LPB.



Perspektywy zasobowo-eksploatacyjne niekonwencjonalnych mułowcowych złóż gazu ziemnego występujących na Przedgórzu Karpat

Krzysztof Potera¹, Jarosław Polit¹, Mariusz Miziołek², Bogdan Filar²

¹Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

²Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy

Autorzy artykułu zauważyli, w 2010 roku, że definicja geologiczna złóż typu „shale gas” opisuje skałę gazonośną zbliżoną do niektórych miocenijskich złóż zlokalizowanych w Polsce południowo-wschodniej. W związku z tym, autorzy artykułu, począwszy od 2010 roku zajęli się analizą możliwości eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego występujących w łupkowo-mułowcowych utworach miocenu. W grudniu 2010 roku zespół INIG (B. Filar i M. Miziołek) przedstawił w PGNiG SA Oddział Geologii i Eksploatacji projekt tematu dotyczącego analizy warstw miocenijskich pod kątem możliwości rozpoznania, odkrycia i eksploatacji nowych złóż zlokalizowanych w miocenijskich utworach łupkowo-mułowcowych zapadliska przedkarpackiego. W grudniu 2010 roku została podpisana umowa na realizację projektu pod tytułem:

„Określenie możliwości eksploatacji gazu łupkowego w utworach miocenu w SE części zapadliska przedkarpackiego”.

Pracownicy INIG, którym powierzono realizację zadania zaprosili do współpracy pracowników PGNiG SA oraz firmy Baker Hughes. Wyniki wykonanych prac zostały przedstawione w styczniu 2012 roku. W opracowaniu wykonano szczegółową analizę budowy geologicznej dla dwóch wstępnie wybranych rejonów: Husowa-Rączyny i złoża Przemyśl.

Analiza rejonu Husowa-Rączyny pozwoliła na wydzielenie dwóch perspektywicznych serii łupkowo-mułowcowych (górnej i dolnej), zlokalizowanych w obrębie garbu Husowa. Natomiast analiza złoża Przemyśl również pozwoliła na wydzielenie dwóch perspektywicznych kompleksów łupkowo-mułowcowych: horyzontu III+IV oraz warstw zalegających pomiędzy horyzontami VIII, a VIIIa'. W opracowaniu określono szacunkowe zasoby warstw zalegających pomiędzy horyzontami VIII, a VIIIa' na wynoszące około 16 mld m³ gazu. Należy podkreślić, że warstwy te dotychczas były powszechnie uznawane za płone. Z drugiej strony złoże Przemyśl horyzont III+IV było eksploatowane od 1970 roku przeszło 70-ciomą otworami. Zgodnie z obowiązującą dokumentacją zatwierdzone zasoby horyzontu III+IV, w roku 2011 wynosiły 3,46 mld m³ gazu. Przeprowadzona analiza wykazała, że szacunkowe zasoby horyzontu III+IV zawierają się w przedziale 7-12 mld m³. Autorzy doszli do wniosku, że dalsze prace, których celem będzie opracowanie ekonomicznie opłacalnej technologii udostępniania warstw łupkowo-mułowcowych zostaną przeprowadzone dla złoża Przemyśl horyzont III+IV, ze względu na bardzo dobre rozpoznanie złoża. W latach 2012-2014 trwały prace związane z opracowaniem technologii wiercenia i udostępniania warstw łupkowo-mułowcowych. Pierwszy otwór, odwiercony do horyzontu III+IV w 2014 roku (P-284) potwierdził perspektywiczność warstw łupkowo-mułowcowych. W roku 2015 zespół INIG, wspólnie z zespołem pracowników PGNiG opracował projekt dalszego rozwiercania złoża gazu ziemnego Przemyśl horyzont III+IV. Po wykonaniu analizy ekonomicznej, z platformy P-284 odwiercono następujące otwory P-285H (w 2014 roku), P-288k, P-302k i P-305k (w 2017 roku). Z pośród wykonanych otworów odwierty P-284 i P-285H zostały włączone do eksploatacji.

W prezentacji zostanie przedstawiona koncepcja rozwiercania i eksploatacji miocenijskich złóż łupkowo-mułowcowych, która narodził się po 2010 roku. Przedstawione zostaną również dotychczas wykonane prace geologiczno-wiertnicze, rozwiązania techniczne zastosowane w projektowanych odwiertach wraz z osiągniętymi wynikami i perspektywy, które występują w miocenijskich złożach łupkowo-mułowcowych Polski południowo-wschodniej.

Shale gas/shale oil w Polsce – obecny stan wiedzy w świetle doświadczeń PGNiG SA w basenie bałtyckim

Michał Makos¹, Michał Muchewicz²

¹Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, OGiE, Dział Projektowy Warszawa

²Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, OGiE, Dział Projektowy Piła

W latach 2011 – 2015 PGNiG SA prowadziło poszukiwania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w basenie bałtyckim na trzech koncesjach (Wejherowo, Kartuzy–Szemud i Stara Kiszewa), odwiercając 14 otworów, w tym 4 otwory poziome. Ponadto wykonano 3 zdjęcia sejsmiczne 2D oraz 5 zdjęć sejsmicznych 3D o łącznej powierzchni 299 km². Na pobranych rdzeniach wykonano standardowy zestaw analiz laboratoryjnych, niezbędnych do prawidłowej oceny potencjału generacyjnego i produkcyjnego formacji łupkowych.

Najlepsze skały macierzyste występują w obrębie ogniwa iłowców bitumicznych z Jantar (landower) oraz formacji iłowców z Sasina (karadok). Charakteryzują się one dobrym, bardzo dobrym oraz w niektórych przypadkach doskonałym potencjałem generacyjnym (średnie TOC – 3-4%). Miąższość całkowita interwałów macierzystych maleje w kierunku południowym od około 25 do 17 m przy jednoczesnym wzroście głębokości ich zalegania od 2900 do 4000 m. Wraz z głębokością wzrasta również poziom dojrzałości termicznej materii organicznej. Stopień konwersji termicznej i ropotwórczy typ kerogenu wskazują, że na znacznej powierzchni obszaru badań skały macierzyste generowały ropę naftową i kondensat (0.6 – 1.4%Ro), a jedynie w południowo-zachodniej części koncesji Stara Kiszewa generowany był suchy gaz (>1.4%Ro). Taki obraz ewolucji termicznej basenu znajduje swoje odzwierciedlenie w zapisie składu molekularnego i izotopowego badanych gazów włącznie z tzw. „efektem rollover”. Całkowita zawartość gazu w badanych formacjach jest niewielka i maksymalnie osiąga 2.3 m³/t. Wyniki modelowania 1D procesów naftowych w basenie bałtyckim wskazują, że większość wygenerowanych i migrujących wolnych węglowodorów uległa rozproszeniu podczas tektonicznej przebudowy basenu na przełomie karbonu i permu. Na resztkowe nasycenie węglowodorami jak i brak istotnego potencjału produkcyjnego w profilu ordowiku i syluru dolnego wskazują jednoznacznie wyniki pomiarów geofizycznych. Ponadto bardzo niska przepuszczalność matrycy skalnej (50 – 200 nD) uniemożliwia efektywną produkcję ropy naftowej. Porowatości całkowite w obrębie formacji macierzystych zawierają się w zakresie 6 – 10%.

Dotychczasowe negatywne wyniki poszukiwania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów typu shale w basenie bałtyckim mogą być uzasadnione kilkoma czynnikami, do których należą: niska zawartość gazu wolnego w formacjach złożowych; brak nadciśnień w formacjach złożowych; bardzo niska przepuszczalność matrycy skalnej; resztkowe nasycenie węglowodorami w przestrzeni porowej; znaczny udział ciężkich węglowodorów, które blokują dopływ metanu do otworu.

Jednocześnie należy zwrócić uwagę na fakt, że potencjał basenu bałtyckiego nie został jeszcze do końca rozpoznany, szczególnie w strefie generacji suchego gazu. Niewątpliwą korzyścią, którą osiągnięto podczas prac wiertniczych w formacjach łupkowych jest pozyskanie wiedzy i umiejętności wykorzystania nowych technologii dotyczących wiercenia i udostępniania do eksploatacji formacji uznawanych dotychczas za nieproduktywne głównie ze względu na bardzo słabe własności zbiornikowe.

Shale gas/shale oil in Poland – current state of knowledge based on PGNiG’s experience in Baltic Basin

Michał Makos¹, Michał Muchewicz²

¹Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, OGiE, Dział Projektowy Warszawa

²Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, OGiE, Dział Projektowy Piła

During the years 2011 to 2015, PGNiG SA has been exploring the unconventional hydrocarbons reservoirs in Baltic Basin on three blocks (Wejherowo, Kartuzy-Szemud and Stara Kiszewa), drilling 14 wells, including 4 laterals. Moreover, three 2D and five 3D seismic surveys (299 km²) were performed. Cores were carried out using the standard set of laboratory analyses, that are necessary for proper assessment of the generative and production potential of shale formations.

The best source rocks are located within the bituminous shale of the Jantar Member (Llandovery) and the Sasino Formation shale (Caradocian). They have good, very good and in some cases excellent generative potential with average TOC of 3-4 %. The total thickness of source intervals decreases southward from 25 to 17 m with simultaneously increasing depth of their location from 2900 to 4000 m. According to increasing depth the thermal maturity of source section rises as well. Extent of thermal conversion and oil-prone character of kerogen both determine generation of oil and condensate (0.6 – 1.4 %Ro) in large part of the study area, and only southwestern part of the Stara Kiszewa block exhibits dry gas potential (>1.4%Ro). Such a pattern of thermal evolution in the basin finds confirmation in molecular and isotopic gas composition including the “rollover effect”. Total gas content in the studied formations is relatively small with maximum values of 2.3 m³/t. 1D modelling of hydrocarbon generation process in the Baltic Basin indicates that most of generated and migrated free hydrocarbons have been expelled and dispersed during the Carboniferous/Permian tectonic rejuvenation of the area. Residual hydrocarbon saturation and lack of serious production potential in Lower Silurian and Upper Ordovician sections are indicated by the wireline logging and its interpretation. Moreover, very low matrix permeability (50-200 nD) is highly negative for effective oil flow and production. Total porosity of the reservoir formations are in the range 6-10%.

Negative results of unconventional shale reservoirs exploration in the Baltic Basin completed so far can be explained by following factors: low free gas content in reservoir formations; lack of overpressure in the reservoirs; very low matrix permeability; residual hydrocarbon saturation in pore space; significant contribution of heavy hydrocarbon fractions that block methane inflow to the well.

At the same time it has to be emphasized that the potential of Baltic Basin has not been fully discovered yet, especially in the dry gas generation zone. Unquestionable benefits from drilling jobs in shale formations are our knowledge and skills in using new technologies of drilling and completion in tight formations that have been inferred as non-productive so far, mostly due to very poor reservoir conditions.

Wyznaczanie „sweet spotów” na podstawie zintegrowanych badań geochemicznych, petrofizycznych i geomechanicznych

Irena Matyasik

Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy

W prezentacji są zawarte ogólne metody identyfikacji tzw. sweet spotów w formacjach zawierających gaz w łupkach z wykorzystaniem wielokierunkowych badań i analiz laboratoryjnych prowadzących do charakterystyki cech skał, takich jak porowatość, dojrzałość termiczna, zawartości substancji organicznej, kruchość skał. Zasadniczą cechą „gazu łupkowego” odróżniającą go od gazu zawartego w złożach konwencjonalnych jest brak spontanicznego przypiływu do otworu wiertniczego w ilościach, które uzasadniałyby ekonomiczną eksploatację za pomocą tradycyjnych metod. Dla właściwej oceny parametrów zasobowych gazu łupkowego konieczne jest określenie wszystkich zestawów parametrów geologicznych, geochemicznych, petrofizycznych, geomechanicznych, mineralogicznych i petrograficznych. Określenie sweet spot jest wielorako rozumiane, w zależności od typu informacji branych pod uwagę, przy interpretacji. Najogólniej można go zdefiniować jako: *określenie kolokwialne dla określonego miejsca lub obszaru w obrębie rejonu poszukiwawczego zbiornika reprezentującego najlepszą produkcję lub potencjalną produkcję. Sweet spoty w zbiornikach łupkowych mogą być określone przez zasobność w SO lub miąższość skał, obecność naturalnych szczelin lub innych czynników, wyznaczonych przy użyciu danych geologicznych, takich jak wielostronna analiza rdzeni.*

Każda z cech ma indywidualne kryteria dla wyznaczania sweet spotów, zgodnie z definicją tego pojęcia w odniesieniu do szacowania ryzyka poszukiwania gazu w formacjach łupkowych. Jako koincydencja (najkorzystniejsza kombinacja) wielu czynników: geologicznych, geomechanicznych, petrofizycznych i geochemicznych ograniczonych do jednej strefy wymaga określenia wielu czynników /parametrów interdyscyplinarnych, z których znaczna część dotyczyła zadania geochemicznego

Pierwsze kryterium, które jest wyjściowym - to zasobność w substancję organiczną TOC, które jest określane albo w sposób ciągły z pomiarów geofizyki wiertniczej, albo z bezpośrednich pomiarów stosując różnego typu analizatory np. Leco lub Rock-Eval. Należy podkreślić, że jest to parametr pomierzony na obecnym etapie ewolucji termicznej, który w zależności od stopnia transformacji i typu materii organicznej może charakteryzować się różną produktywnością i właściwościami sorpcyjnymi.

Najwięcej kontrowersji i niepewności co do właściwego pomiaru trzeciego kryterium z zakresu geochemii, przysparza parametr dojrzałości termicznej, który jest bardzo zmienny a jego wartość zależy od typu oznaczenia. Jako kryterium przyjęto wartość 0,8%VR, czyli nieco niższą niż zalecana w literaturze. Wartość parametru dojrzałości była otrzymywana kilkoma drogami, z których pomiar refleksyjności maceratów wityrynitopodobnych, posłużył do kalibracji innych parametrów określających także dojrzałość.

Z punktu widzenia właściwości geomechanicznych, jednym z ważnych kryteriów jest skład mineralogiczny, zwłaszcza zawartość krzemianu > 30%. Dla formacji łupkowych w Polsce wybrano 10 czynników do analizy oceny ryzyka poszukiwania gazu w formacjach łupkowych. Ważną cechą formacji łupkowych, która wpływa na obecność sweet spotów, co jest podkreślane przez wielu badaczy, jest ich niejednorodność pod względem właściwości geochemicznych i geologicznych.

Wyniki uzyskane z realizacji projektu finansowanego przez NCBiR w programie BlueGas (BG1/MWSSSG/13).



Determining the „sweet spots” on the basis of integrated geochemical, petrophysical and geomechanical researches

Irena Matyasik

Oil and Gas Institute - National Research Institute

This presentation includes the general methods for the identification of the most promising places of shale gas resources (sweet spot) using multidirectional research and analytical activities leading to the characterization of generally understood characteristics of rocks such as porosity, organic content thermal maturity, rock fragility. The common feature of 'shale gas' which distinguishes them at the same time from conventional accumulations of natural gas is their lack of spontaneous inflow into a drilled bore in volumes which would justify economic exploitation using traditional methods. For the proper estimation of shale gas reservoirs parameters, it is necessary to determine all sets of geological, geochemical, petrophysical, geomechanical, mineralogical and petrographical parameters.

The term sweet spot is understood in many ways, depending on the type of information being taken into account when interpreting the results of the study. Generally it can be defined as a colloquial term for a particular place or area within a search area / reservoir representing the best production or potential production. Sweet spots in shale reservoirs can be determined by SO abundance or rock thickness, presence of natural fractures, or other factors determined using geological data such as multilateral core analysis.

As a coincidence (the most favorable combination) a lot of geological, geomechanical, petrophysical and geochemical factors limited to one zone, many interdisciplinary factors / parameters need to be identified, many of them are geochemical

The first criterion that is the starting point is the TOC organic matter, which is determined either continuously from drilling rig measurements, or from direct measurements using different analyzers such as Leco or Rock-Eval. These direct point measurements are often used to calibrate continuous measurements.

The TOC should be read as a measure of the amount of OM (organic matter), measurable in the laboratory, and its value is closely connected with the degree of thermal transformation, and therefore depends on the burial depth formation, where the gas is being explored. The TOC content can be reconstructed to an initial value, taking into account the kerogen starting composition and the degree of thermal transformation.

The most controversial and simultaneously uncertain is the proper measurement of thermal maturity which is the crucial geochemistry parameter. As a criterion, a value of 0.8% VR was used, which is slightly lower than recommended in the literature.

From the point of view of geomechanical properties, one of the important criterion is the mineralogical composition, especially silicate content > 30%.

For the shale formations in Poland, 10 factors were selected for the analysis of the risk assessment of gas exploration in shale formations. An important feature of shale formation, which affects the presence of sweet spots, which is noted by many researchers, is their heterogeneity in terms of geochemical and geological properties.

Project was realize by a consortium comprising PGNiG (leader), AGH -UST in Cracow (consortium member), Lotos Upstream (consortium member), Oil and Gas Institute - NRI ((scientific leader) Warsaw University of Technology (consortium member) in the frame of project funded by the National Centre for Research and Development. BlueGas (BG1/MWSSSG/13).



Dobór optymalnej metodyki szacowania zasobów oraz ryzyk poszukiwawczych (geologicznych i komercyjnych) złóż niekonwencjonalnych typu shale gas, shale oil, oraz tight gas w Polsce

Bartosz Papiernik

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

A
13

Główny cel projektu ŁUPZAS stanowiło wypracowanie metodologii i zasad dokumentowania zasobów węglowodorów niekonwencjonalnych - gazu łupkowego, ropy łupkowej oraz gazu zamkniętego, na podstawie rzeczywistych danych pozyskanych z utworów starszego paleozoiku Polski i zintegrowanych w formie trójwymiarowych modeli naftowych. W celu osiągnięcia tych celów opracowano szereg map i modeli 3D w różnych skalach i wariantach metodologicznych. Prace obejmowały również szeroką reinterpretację sejsmiki 2D i 3D, krzywych geofizycznych oraz nowe interpretacje laboratoryjne na podstawie materiału rdzeniowego. Mapy i modele zostały opracowane odrębnie dla trzech obszarów, gdzie prowadzono poszukiwania gazu łupkowego. Dodatkowo przeprowadzono badania w obszarach spodziewanego występowania gazu zamkniętego i ropy łupkowej. Zostały one wyznaczone w basenach bałtyckim i lubelskim i marginalnie podlaskim. Modelowanie przeprowadzono z wykorzystaniem metod deterministycznych i stochastycznych. Ostatnim etapem modelowania było uaktualnienie modeli o najnowsze dane od partnerów przemysłowych, oraz wyników realizacji projektu.

W trakcie projektu opracowano metodologię modelowania przestrzennego, statycznego i dynamicznego stref zbiornikowych oraz przestrzennego definiowania lokalizacji stref perspektywicznych dla występowania węglowodorów niekonwencjonalnych. Przeprowadzone badania objęły zasobność skał macierzystych, generowanie (PetroMod), modelowania strukturalne, facjalne, parametryczne oraz, w miarę możliwości, modelowanie dynamiczne (Petrel, Eclipse, Techlog). Uzyskane modele 3D, statystyki i mapy pozwoliły przetestować różne metody szacowania zasobów, a także różne rozdzielczości modeli. Zintegrowane w projektach Petrel dane sejsmiczne, mikrosejsmiczne, geomechaniczne, krzywe geofizyczne, dane laboratoryjne oraz wyniki modelowania 1D, 2D i 3D wykorzystano do przeprowadzenia wielowariantowych szacunków zasobów. Obejmowały one metody objętościowe, zmodyfikowaną metodę Schmokera (genetyczną, objętościową) i wykorzystującą analogi USGS.

Analiza uzyskanych wyników pozwala stwierdzić, że na obszarze basenu bałtyckiego kompleksy perspektywiczne składają się głównie z czarnych łupków karadoku i dolnego landoweru (ogniwo z Jantaru), natomiast w basenie lubelskim złoża mogą występować w osadach wenloku. Prezentowane obliczenia powinny być traktowane jako wstępne oszacowania zasobów, w związku z brakiem dostępu do części danych geologiczno-geofizycznych i całkowitym brakiem danych eksploatacyjnych. W kategoriach klasyfikacji PRMS zasoby mogą być określone jak TRR Resources GIIP/OIIP (metoda genetyczna) lub TRR GIP/OIP (bardziej zaawansowane metody genetyczne, objętościowe i USGS). Lokalnie, w centralnej części basenu bałtyckiego wyniki można zakwalifikować, jako GIP/OIP w klasie Contingent Resources (zasoby dyspozycyjne).

Projekt został zrealizowany przez konsorcjum składające się z PGNiG (lider), AGH w Krakowie (lider naukowy), Orlen Upstream (członek konsorcjum), Lotos Upstream (członek konsorcjum), Instytut Nafty i Gazu - NRI (członek konsorcjum), Politechnikę Warszawską (członek konsorcjum) w ramach projektu finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. BlueGas (BG1/ŁUPZAS/13).



Selection of an optimum methodology of estimation of resources and exploration risks (geological and commercial) for unconventional resources of the type of shale gas, shale oil and tight gas in Poland and development of a methodology of documenting the unconventional accumulations

Bartosz Papiernik

AGH University of Science and Technology in Krakow

The main goal of the ŁUPZAS project was to work out a methodology and rules for documenting unconventional hydrocarbon resources: shale gas, tight gas and shale oil, based on real data integrated into 3D digital petroleum models. To gain these aims variety of multiscale maps and 3D structural- parametric models had to be constructed, along with extensive reinterpretation of seismic and log data which included new core measurements. These maps/models were elaborated separately for the 3 areas where exploration of shale gas took place. Additionally research was performed in the areas of expected occurrence of tight gas zone and shale oil zone. The zones were defined together with the industrial party within Baltic, Lublin, and, marginally, Podlasie Basins. Modelling was performed with use of stochastic and deterministic methods, assuming an increase in the accuracy level in subsequent models. The final stage of modelling was upgrading of the models with the latest data, both acquired from industrial partners and .being the result of the project realization.

In the course of project the methodology of spatial, static and dynamic modelling of reservoir zones, and spatial delineating location and shape of prospective accumulations of unconventional hydrocarbons. The performed research encompassed source rock richness, generation (PetroMod), structural, facies and parametric modeling and, where possibly, the dynamic modeling (Petrel, Eclipse, Techlog). The obtained 3D models, statistics and maps allowed to test different deterministic and stochastic methods of resources assessment, as well as, different model resolutions Integrated in Petrel projects seismic, microseismic, geomechanical data, well logs, laboratory data and 1D, 2D, 3D modelling results were used to perform of the multivariant assessments of resources. These comprised the volumetric methods, modified Schmoker method (genetic, volumetric) and the analog based USGS method.

Analysis of the results obtained, allows to state that in the area of the Basin Baltic the perspective complexes comprise mainly Caradoc and lower Llandovery (Jantar Member) black shales while in the Lublin Basin accumulations can occur in Wenlock deposits. Presented in project assessments should be treated as preliminary results due to lack of some geological and geophysical data, as well as due to the complete lack of the production data According to PRMS Classification assessed hydrocarbons can be qualified as TRR Resources of GIIP/OIIP (genetic method) or TRR Resources of GIP/OIP (advanced genetic, volumetric and USGS methods). Locally, the central part of the Baltic Basin, results of GIP/OIP estimates could be qualified to Contingent Resources class.

Project was realize by a consortium comprising PGNiG (leader), AGH -UST in Cracow (scientific leader), Orlen Upstream (consortium member), Lotos Upstream (consortium member), Oil and Gas Institute - NRI (consortium member), Warsaw University of Technology (consortium member) in the frame of project funded by the National Centre for Research and Development. BlueGas (BG1/ŁUPZAS/13).



Odmienne stany świadomości. Z łupków syluru w piaskowce miocenu. Czyli jak odkrywano pierwsze niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego Kramarzówka

Grzegorz Staryszak, Mariusz Słyś, Anna Danisz

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

**A
14**

W południowo-wschodniej Polsce prace poszukiwawcze ropy i gazu są prowadzone od przeszło wieku. Jednak w ciągu ostatnich 10 lat nastąpiły poważne zmiany w poglądach na możliwości akumulacji węglowodorów, definicję skały zbiornikowej i technologiczne możliwości udostępniania złóż. Bezpośrednią przyczyną tych zmian był bum naftowy

w Stanach Zjednoczonych Ameryki gdzie opracowano teoretycznie i sprawdzono praktycznie możliwości eksploatacji węglowodorów z utworów o słabych parametrach zbiornikowych.

Początki tych zmian w PGNiG sięgają roku 2007 kiedy to przedstawiciele firmy Exxon Mobile zawitali do naszej firmy z propozycją współpracy. Koledzy z Ameryki przedstawili nam najnowsze poglądy na budowę systemu naftowego i obecne możliwości techniczne wydobywania węglowodorów z t.zw. złóż niekonwencjonalnych, czyli charakteryzujących się bardzo niskimi parametrami zbiornikowymi, które w ujęciu klasycznym nie były odpowiednie do eksploatacji.

W tym czasie w dziedzinie poszukiwania złóż zaczęliśmy dochodzić do kresu możliwości interpretacyjnych i technicznych. Odkrywane były maleńkie złoża, które nie dawały szerszych perspektyw na przyszłość a koszty zagospodarowania ich były wysokie. Spadało zastępowanie zasobów wyeksploatowanych nowoodkrytymi.

W roku 2010 w Polsce nastąpiło przekierowanie prac poszukiwawczych na utwory łupkowe syluru. W tym czasie PGNiG wykonało w strefie Rowu Lubelskiego dwa otwory i dwa otwory w obszarze Wyniesienia Radomsko-Krasnickiego. Otwory te wykazały wysoki potencjał węglowodorowy dolnej części syluru. Jednak ze względu zbyt małe miąższości skał produktywnych temat został zamknięty. Prace badawcze w otworach były wykonywane kompleksowo z wykorzystaniem wszystkich najnowszych technik i przyrządów. Na każdym etapie prac prowadzone były szerokie konsultacje z doświadczonymi specjalistami z kraju i zagranicy w tej dziedzinie. Geolodzy zdobyli ogromną wiedzę praktyczną i teoretyczną na temat złóż niekonwencjonalnych. Potrafią obecnie sprawnie i przy pomocy uboższego aparatu badawczego ocenić potencjał obszaru i utworów słabo przepuszczalnych.

Doświadczenie to zostało przeniesione na obszary które od lat stanowiły główne źródło przyrostu zasobów w Polsce południowej tj. Zapadlisko Przedkarpackie i Karpaty. Analiza danych z licznych otworów pozwoliła na wytypowanie rejonów, które spełniają kryteria dla złóż niekonwencjonalnych. Wykonano pierwsze wiercenia, które potwierdziły możliwość komercyjnej produkcji gazu z utworów dotychczas uważanych za nieperspektywne.

Pierwszym udokumentowanym złożem niekonwencjonalnym udostępnionym zabiegiem szczelinowania hydraulicznego w utworach miocenu autochtonicznego jest złożo Kramarzówka. Na tym złożu wykonano szereg prac po raz pierwszy i jest to pole doświadczalne zarówno dla geologów, służb wiertniczych, jak i dla inżynierii złożowej.

W referacie opisane zostanie złożo gazu ziemnego Kramarzówka i omówione będą kolejne etapy prac geologicznych w tym obszarze.



Different states of consciousness. From Silurian shale to the Miocene sandstone. That is how was the first unconventional natural gas field Kramarzówka discovered?

Grzegorz Staryszak, Mariusz Słyś, Anna Danisz

Polish Oil and Gas Company

In south-eastern Poland, exploratory works for oil and gas fields have been carried out for over a century. However, in the last 10 years there have been major changes in views on the potential for hydrocarbon accumulation, the definition of reservoir rocks and technological ability to make deposits available. The immediate cause of these changes was the oil boom in the United States of America where the theoretical and practically tested possibilities of exploiting hydrocarbons from deposits with poor reservoir parameters were developed.

The beginnings of these changes at PGNiG date back to 2007 when representatives of Exxon Mobile came to our company with a proposal for cooperation. Colleagues from America give us the latest views on the structure of the oil system and the current technical possibilities of exploitation hydrocarbons from the so-called unconventional deposits, i.e. characterized by very low reservoir parameters, which in classical terms were not suitable for exploitation.

At that time, in the area of exploration, we began to come to the end of interpretative and technical possibilities. Small fields, that did not give a wider perspective for the future, were discovered and the costs of managing them were high. The replacement of resources exploited by the newly discovered ones fell.

In 2010, the exploration works in Poland were redirected to Silurian shale. At that time, PGNiG made two wells in the Lublin Graben zone and two wells in the area of the Radom-Kraśnik Elevation. These wells showed a high hydrocarbon potential of the lower part of the Silurian. However, due to the insufficient thickness of productive rocks, the topic was closed. Research works in wells were performed comprehensively using all the latest instrument technology. Extensive consultations were carried out at every stage of the work with experienced specialists from home and abroad in this field. Geologists have gained a lot of practical and theoretical knowledge about unconventional deposits. They are now able to efficiently and with the help of a poorer research device evaluate the potential of the area and poorly permeable deposits.

This experience has been transferred to areas that for years have been the main source of resource growth in southern Poland, i.e. the Carpathian Foredeep and the Carpathians. Analysis of data from numerous wells allowed for the selection of regions that fulfil the criteria for unconventional deposits. The first drilling works were carried out, which confirmed the possibility of commercial gas production from deposits hitherto regarded as non-prospective.

The first documented unconventional gas field made available by hydraulic fracturing in the Autochthonous Miocene is the Kramarzówka field. In this field a number of works were carried out for the first time and it is an experimental field for both geologists, drilling services and for reservoir engineering.

The paper will describe the Kramarzówka gas field and the next stages of geological works in this area will be discussed.



Przedeksploatacyjne odmetanowanie pokładów węgla na przykładzie projektu Gilowice

**Mariusz Dziadkiewicz, Roman Gładzik, Łukasz Kroplewski, Krzysztof Magiera¹,
Janusz Jureczka², Piotr Kasza, Marek Czupski³**

¹Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

²Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy

³Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy

A
15

Polska branża naftowa nadal żywo zainteresowana jest pozyskiwaniem węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych. Po okresie wzmożonej aktywności w obszarze udostępniania łupków gazonośnych i niezbyt zadowalających rezultatach, zainteresowanie przekierowane zostało na kolejne niekonwencjonalne zasoby gazu jakim są pokłady węgla. Wiadomo bowiem, że Polska ma nadal olbrzymie zasoby węgla kamiennego z czego sporą część stanowią pokłady metanowe. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo wraz Państwowym Instytutem Geologicznym – Państwowym Instytutem Badawczym przystąpiło do realizacji Projektu Gilowice, mającego na celu sprawdzenie potencjału produkcji metanu z pokładu węgla 510 w rejonie Gilowic. Pokład ten został udostępniony dwoma odwiertami, pionowym oraz poziomym. W ramach realizacji tego projektu konieczne było wykonanie rekonstrukcji w odwiercie poziomym Gilowice-2H. W tym celu sprawdzono stan techniczny odwiertu, wykonano badania geofizyczne oraz zapuszczono i zacementowano rury okładzinowe 4 ½ cala. Takie przygotowanie odwiertu dało możliwość wykonania szeregu zabiegów hydraulicznego szczelinowania pokładu węgla 510. Wiadomo bowiem, że tylko dzięki metodą stymulacji złóż a w szczególności poprzez hydrauliczne szczelinowanie, możliwe jest uruchomienie produkcji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych. W ramach tych prac przygotowano strategię i technologię hydraulicznego szczelinowania oraz przygotowano projekt techniczny wykonania tych prac. Zgodnie z nim, w odwiercie wykonano pięć zabiegów szczelinowania stosując technikę plug and perf oraz perforację klastrową. Podczas każdej z operacji szczelinowania wtłoczono ok. 800 m³ cieczy technologicznej i 80 ton materiału podsadzkowego. W trakcie prowadzenia operacji szczelinowania wykonywane były pomiary mikrosejsmiczne z wykorzystaniem geofonów zainstalowanych w odwiercie pionowym Gilowice-1. Wyniki potwierdziły zeszczelinowanie pokładu węgla oraz brak symetrii w pionowej propagacji szczelin. Kolejnym etapem realizacji projektu było przywrócenie łączności hydraulicznej odwiertów, zainstalowanie pomp oraz wypompowywanie cieczy pozabiegowej z jednoczesnym testowaniem produkcji metanu z odwiertu. Testy te trwały blisko 6 miesięcy. Podczas ich trwania rejestrowano wydobycie cieczy pozabiegowej/solanki oraz gazu w funkcji ciśnienia panującego w odwiercie. Po ponad trzech miesiącach produkcji metanu uzyskano stabilną wydajność odwiertu. W wyniku przeprowadzonych zabiegów szczelinowania uzyskano ok. 30 krotny wzrost wydajności gazu w porównaniu do wydajności odwiertu przed wykonaniem zabiegów hydraulicznego szczelinowania.



Coal seam pre mine drainage: Gilowice Project case study

***Mariusz Dziadkiewicz, Roman Gładzik, Łukasz Kroplewski, Krzysztof Magiera¹,
Janusz Jureczka², Piotr Kasza, Marek Czupski³***

¹Polish Oil and Gas Company

²Polish Geological Institute - National Research Institute

³Oil and Gas Institute - National Research Institute

Polish oil and gas industry is still very interested in obtaining hydrocarbons from unconventional reservoirs. After intensive activity of completion shale gas formations and not satisfactory results, research activity was focused on other unconventional source of methane – coal seams. It is known, that Poland has significant coal resources and some part of this contains methane. Polish Oil and Gas Company together with Polish Geological Institute – National Research Institute has started Gilowice Project. Mine goal of its was to confirm potential of gas production from coal seam 510 in Gilowice region. This coal seam was completed using two wells, vertical and horizontal. To realize this project few stages was planned. On the beginning Gilowice-2H well workover was realized. During this stage well condition was checked, geophysical measurements were done and 4 ½ in casing were pushed and cemented. After workover it was possible to perform hydraulic fracturing treatments in this well to complete 510 coal seam. It is known that only this technology allows to get gas production from unconventional reservoirs. Stimulation strategy, technology and treatments design were prepared on this stage. Five fracturing treatment was design using plug and perf technique, clusters perforation using 800 m³ and 80 tons of proppant for each treatment. During fracturing treatments microseismic monitoring was conducted using geophones installed in Gilowice-1 well. Microseismic results confirmed fractured coal seam and lack of symmetry with vertical fractures propagation. After last fracturing treatment, hydraulic connection between wells were restored and water pumps were installed in both wells. During testing period, water/brine were pumped out from the wells and gas production was registered. Testing stage was carried on for almost 6 months. During this time water and gas production was measured as a function of pressure in the well. After 3 months stable gas production was achieved. Based on well testing results it was confirmed that due to hydraulic fracturing 30 fold increase in gas production was obtained compare to the production before fracturing.

Charakterystyka własności zbiornikowych węgla (CBM) - doświadczenia INiG-PIB

Grzegorz Leśniak, Paweł Budak, Tadeusz Szpunar, Renata Cicha-Szot

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

W obecnym czasie w Polsce nastąpił powrót do poszukiwań nowych metod eksploatacji metanu z węgla kamiennego. Analizując pomiary wykonywane standardowo w polskich kopalniach praktycznie nie znajdziemy zestawu pomiarów wykorzystywanych w pracach poszukiwawczych czy też w czasie przygotowania złoża do eksploatacji w przemyśle naftowym. Podstawowymi pomiarami wykonywanymi standardowo są pomiary potrzebne do określenia wartości energetycznej węgla oraz pomiary gazonośności. Pomiary te jednak nie są wystarczające dla poszukiwań i eksploatacji metanu - brakuje petrofizycznego opisu złóż CBM oraz niezbędnej bazy danych do budowy modeli i symulacji wydobywania metanu.

Wydawałoby się, że można wprost przenieść metodykę badań skał zbiornikowych na badania węgla. Doświadczenia INiG-PIB wskazują na konieczność modyfikacji tej metodyki ze względu na skomplikowaną budowę węgla, wartości oznaczanych parametrów jak i sposób udostępnienia złóż CBM.

W oparciu o prace prowadzone w INiG-PIB oraz doświadczenia z projektu GasDrain został wypracowany schemat postępowania oraz zestaw badań, jakie powinny być wykonywane na rdzeniach wiertniczych pochodzących z pokładów węgla. W zależności od stopnia rozpoznania ilość i typ analiz mogą być modyfikowane jednak podstawowy zestaw badań powinien być wykonany dla każdego analizowanego pokładu węgla.

Badania laboratoryjne są niezbędne zarówno na etapie wiercenia otworów jak i określenia potencjału eksploatacyjnego złóż CBM. Ze względu na heterogeniczność węgla konieczne jest odpowiednie zaplanowanie prac badawczych, które należy podzielić na trzy etapy.

Etap pierwszy - badania na pełnym rdzeniu, (desorpcja, CT, zdjęcia). Etap drugi - analizy na pobranych próbkach obejmujące pełen zakres badań petrofizycznych, petrograficznych oraz z zakresu inżynierii naftowej (CT i RTG; analiza mikroszczelin; pomiary porowatości, przepuszczalności; uszkodzenie przepuszczalności; ściśliwość; przepuszczalności fazowe; NMR.; skład macerałowy; refleksyjność wityryny; Rock-Eval; analiza mineralogiczna; SEM; wpływ cieczy wiertniczych na skały). W obu etapach należy zwrócić uwagę na kolejność wykonywanych analiz, tak aby jako pierwsze wykonane zostały wszystkie badania nieniszczące, oraz by jak najdokładniej odwzorować warunki złożowe. Z kolei etap trzeci to badania in-situ pozwalające na dokładniejszy up-scaling punktowych pomiarów laboratoryjnych. Ze względu na specyfikę złóż CBM nie zawsze istnieje możliwość wykonania standardowych testów hydrodynamicznych. W otworach z chodników można wykonać pomiary przepuszczalności przewiercanych pokładów węgla w oparciu o metody opracowane w INiG-PIB.

Proponowany schemat wykonywania badań laboratoryjnych powinien wejść do kanonu wykonywania badań laboratoryjnych złóż CBM. W trosce o poprawność i możliwości korelacji wyników badań nie powinno się dopuszczać do żadnych odstępstw ani w wyznaczaniu próbek ani w kolejności wykonywania analiz.

W pracy wykorzystano wyniki projektu "Development of Improved Methane Drainage Technologies by Stimulating Coal Seams for Major Risks Prevention and Increased Coal Output "GasDrain" - projekt finansowany ze środków European Commission, Research Programme of the Research Fund for Coal and Steel, Technical Group: TGC1. Praca naukowa finansowana ze środków finansowych na naukę w latach 2014-2017 przyznanych na realizację projektu międzynarodowego współfinansowanego



Characterization of Coalbed Methane Reservoirs at Multiple Length Scales—Capabilities and Experience of INiG—PIB’s team

Grzegorz Leśniak, Paweł Budak, Tadeusz Szpunar, Renata Cicha-Szot

Oil and Gas Institute - National Research Institute

At present, Poland has gone back to searching for new methods of coalbed methane (CBM) extraction. When considering standard methods of measurement used in Polish mines, one can hardly find any set of methods applied at the exploration or completion stage. The basic standard measurement methods are these used for further calculation of the calorific value of coal, coal classification and gas content estimation. However, these measurements are not sufficient when it comes to exploration and extraction of methane. No petrophysical description of CBM deposits is available and there is no database for model building and reservoir simulation, either.

In case of reservoir rock analysis, one would think that the methodology of research, at least as far as essential petrographic aspects are concerned, could be directly applied to coal testing. Is it entirely true? The experience of the INiG—PIB proves that some methodological changes are necessary, mainly because of the complex structure of coal, the values of previously measured parameters, as well as the manner in which the CBM deposits are opened up for production.

Based on the studies conducted by the INiG—PIB to date and the experience from the GasDrain project, a work flow and a set of tests, which should be carried out on core samples from coal beds have been developed. Depending on the level of exploration, the number and type of analyses can be modified. However, a basic set of tests should be performed for samples from each coal bed.

Laboratory tests are crucial, both at the drilling stage and for the assessment of the production potential of CBM deposits. Due to the heterogeneity of coal, a properly thought-out plan of research is essential. The research has to be divided into three stages.

The first stage is a whole core analysis (desorption, CT scanning, photographic documentation), which is performed before cutting the core. The second stage is the analysis of the collected samples. The analysis takes into account the full range of petrophysical, petrographic and petroleum engineering tests (CT and X-ray scanning, microfracture analysis, permeability measurements, permeability reduction from drilling fluids analysis, porosity measurements, adsorption, compressibility tests, analysis of relative permeability of gas and water in a gas-water system, NMR, contact angle measurements, maceral composition, vitrinite reflectance study, Rock-Eval, mineralogical analysis, SEM, the analysis of the effect of drilling fluids on rocks). At both stages, a particular attention should be paid to the analysis sequence. The testing should start from performing all non-destructive tests. Reservoir conditions need to be reflected as precisely as it is possible. The third stage involves in-situ tests, which allow for a more detailed upscaling of laboratory point measurements.

The proposed workflow of laboratory tests on CBM deposits should be incorporated into standard practice. For the sake of accuracy and the future correlation of test results, no exception to the selection of samples and the order of analysis should be allowed.

The paper is based on the results of research conducted in connection with the project: “Development of Improved Methane Drainage Technologies by Stimulating Coal Seams for Major Risks Prevention and Increased Coal Output ‘Gas-Drain’”, co-founded by the European Commission under the Research Programme of the Research Fund for Coal and Steel, Technical Group: TGC1



Historia i perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w utworach miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego

Mariusz Słyś, Grzegorz Karpiński, Mateusz Cieśla

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

W południowo-wschodniej części Polski ropa naftowa i gaz ziemny występują w utworach Karpat i zapadliska przedkarpackiego. Od początku prowadzonej tu eksploatacji wydobyto łącznie około 130 mld m³ gazu ziemnego i około 15 mln ton ropy naftowej.

Około 80% wydobytego dotychczas gazu ziemnego (ponad 100 mld m³) uzyskano z utworów piaskowcowo-mułowcowo-łupkowych miocenu autochtonicznego. Pierwszym udokumentowanym w tych utworach złożem gazu ziemnego jest złożo Lubaczów, którego eksploatacja rozpoczęła się w roku 1959.

Od tego wydarzenia do dnia dzisiejszego poszukiwania złóż gazu ziemnego w utworach miocenu autochtonicznego można podzielić na kilka faz, w których odkrycia oparte były o różne koncepcje poszukiwawcze. Fazom tym towarzyszył również postęp związany z nowymi możliwościami technicznymi i technologicznymi, które pozwalały na lepsze wykorzystanie zarówno doświadczeń specjalistów, jak i posiadanych danych geologicznych i geofizycznych.

Z dzisiejszej perspektywy zauważyć można, że każdy z tych etapów kończył się obniżeniem trafności realizowanych wierceń, a w konsekwencji malejącą ilością dokumentowanych nowych zasobów gazu ziemnego.

Obecnie, po kilku latach słabszych wyników prac prowadzonych w oparciu o lokalizację otworów na anomalnych zapisach sejsmicznych i obniżenia potencjału zasobowego, nastąpił przełom, wywołany zmianą koncepcji poszukiwań. Olbrzymią ilość archiwalnych danych otworowych i sejsmicznych przeanalizowano z uwzględnieniem nowych założeń. Pozwoliło to na wytypowanie obszarów perspektywicznych dla odkrycia nowych złóż gazu ziemnego. Skutkiem odwiercenia otworów pilotażowych było odkrycie i udokumentowanie nowych złóż.

Pierwsze pozytywne rezultaty prac, prowadzonych w wyznaczonych obszarach, dały podstawę do planowania nowych i kontynuacji już rozpoczętych prac poszukiwawczo-rozpoznawczych, co w konsekwencji powinno przyczynić się do zatrzymania spadku wydobycia gazu ziemnego w obszarze działalności Oddziału Wydobywczego w Sanoku.



History and perspectives for natural gas exploration in autochthonous Miocene deposits of Polish Carpathian Foredeep

Mariusz Słyś, Grzegorz Karpiński, Mateusz Cieśla

Polish Oil and Gas Company

In southeastern part of Poland there are crude oil and natural gas deposits located in Carpathians and Carpathian Foredeep deposits. Since the beginning of exploitation there were produced 130 billion cubic meters of natural gas and 15 million tons of crude oil.

About 80 % of natural gas (more than 100 billion cubic meters) was produced from sandstone-mudstone-claystone deposits of autochthonous Miocene. First ever documented natural gas field in those deposits was Lubaczów gas field, where production started in 1959.

Since then up to now exploration of natural gas can be divided into a few phases, where discoveries were based on different exploration concepts. Those phases were accompanied by development of equipment and technologies providing better use of owned geological and geophysical data as well as specialists experience.

With hindsight it can be observed that every stage ended with dropping the level of success drillings and consequently lowering the amount of new natural gas deposits discovered.

Nowadays, after the few years of worse exploration results where wells were drilled based on seismic anomalies we can observe breakthrough triggered by changing concept of exploration works. Huge amounts of archival well and seismic data were analyzed with new approaches taken into account. This allowed us to select areas perspective for new natural gas discoveries. Drilling the pilot holes leads us to discovering of new natural gas deposits.

First, promising results gave us a basis to plan a new and continuing pending exploration-exploitation activities. That should contribute to halt the decline of natural gas production in Sanok Branch.



Geomechanika w procesie rozpoznania złóż w Karpatach

Michał Kępiński

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

A
18

W ostatnich latach wraz ze wzrastającym światowym zapotrzebowaniem na energię znacznie wzrosło zainteresowanie niekonwencjonalnymi zasobami węglowodorów w obliczu ograniczonych zasobów konwencjonalnych. W tym kontekście budowa modeli geomechanicznych stała się nieodzownym elementem procesu poszukiwań węglowodorów. Wynika to bezpośrednio z wielorakiego zastosowania takich modeli przy analizie stabilności otworów wiertniczych (dobór odpowiedniego ciężaru płuczki wiertniczej, stabilna trajektoria, projekt orurowania), optymalizacji trajektorii pod kątem ewentualnych zabiegów intensyfikacyjnych, odtworzenia przepływu w szczelinach, a także analizie naprężeniowej spękań w obrębie perspektywicznych interwałów (Zoback M.D., 2007). Ponadto geomechanika jest nam potrzebna do odpowiedzi na pytania dotyczące reaktywacji uskoków, kompaktacji oraz integralności skał nadkładu. Zrozumienie własności geomechanicznych złoża umożliwia jego późniejsze optymalne zagospodarowanie, a w przypadku złóż o skomplikowanej budowie strukturalnej staje się wręcz niezbędne w procesie budowy modeli statycznych oraz dynamicznych.

Celem niniejszego referatu jest przedstawienie zastosowania geomechaniki przy różnych projektach poszukiwawczych PGNiG w Karpatach od stabilności otworów wiertniczych poprzez wyznaczenie reżimu tektonicznego po analizę przewodności spękań w obrębie złoża. Przedstawione metody są szeroko stosowane w zagranicznej praktyce naftowej, jednakże w Polsce wciąż jest to temat stosunkowo nowy i wymagający dalszych badań.

Literatura

Zoback M.D. 2007. Reservoir geomechanics. Cambridge University Press.



Contribution from geomechanics for better understanding of reservoirs within Carpathians

Michał Kępiński

Polish Oil and Gas Company

In recent years, with increasing global energy demand, interest in unconventional hydrocarbon resources has increased significantly in the face of limited conventional resources. In this context, the construction of geomechanical models has become a key element of the hydrocarbon exploration process. This results directly from the multiple use of such models when analyzing the wellbore stability issues (selection of the appropriate weight of drilling mud, stable trajectory, casing design), trajectory optimization for stimulations, flow modeling in fractures, and analysis of critically stressed fractures within reservoir intervals (Zoback M.D., 2007). In addition, we need geomechanics to answer questions about the reactivation of faults, compaction and assessing exploration risk associated with seal integrity. Understanding the geomechanical properties of the reservoir allows its subsequent optimal development, and in the case of reservoirs with complicated structural architecture becomes almost indispensable in the process of building static and dynamic models.

The aim of this study is to present the application of geomechanics to various exploration projects of PGNiG in the Carpathians from the wellbore stability through the determination of the tectonic regime to the analysis of fracture conductance within the reservoir. The presented methods are widely used in petroleum practice, however, in Poland it is still a relatively new topic and requires further research.

REFERENCES

Zoback M.D. 2007. Reservoir geomechanics. Cambridge University Press.



Nowe możliwości zwiększenia wydobycia i przyrostu zasobów gazu ziemnego na Podkarpaciu na przykładzie złoża Przemysł

Zenon Ratuszniak, Stanisław Sieradzki, Robert Trzeciak

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Złoże Przemysł jest największym złożem gazu ziemnego w Polsce. Znajduje się w południowo-wschodniej części Polski, na terenie województwa podkarpackiego. Wschodnią granicę złoża stanowi granica polsko-ukraińska.

Gaz wydobywa się z horyzontów piaszczysto-mułowcowo-ilastych miocenu autochtonicznego, na podstawie koncesji z 1994 r., której obszar górniczy został określony na 205 km². Szacowana wielkość pierwotnych zasobów wydobywalnych określona na podstawie sporządzonych dokumentacji i bilansu zasobów to 72,6 mld m³. Pozyskiwany gaz jest surowcem energetycznym o najwyższej jakości. Zawartość metanu sięga 98-99%. Dotychczas ze złoża wydobyto ok. 64,6 mld m³ gazu ziemnego.

W latach 2010-2011, na terenie Polski rozpoczęto poszukiwania gazu określonego mianem łupkowego oraz tight gazu, w złożach niekonwencjonalnych.

W 2011 roku na zlecenie PGNiG w Instytucie Nafty i Gazu w Krakowie wykonano opracowanie „Określenie możliwości eksploatacji gazu łupkowego w utworach miocenu w SE części zapadliska przedkarpackiego”, w którym przedstawiono koncepcję poszukiwania gazu niekonwencjonalnego na obszarze zapadliska.

W 2013 roku w Dziale Projektowym w Jaśle i Sanoku powstało opracowanie „Analiza możliwości występowania złóż niekonwencjonalnych w utworach miocenu autochtonicznego od południka Mielca do granicy państwa”, w którym po wnikliwej analizie, zaproponowano potencjalne obszary występowania gazu niekonwencjonalnego w horyzontach o niskiej przepuszczalności, m.in. w seriach ilasto-mułowcowych (szczególnie w hor. VIIIa).

Wydzielone w tych opracowaniach perspektywiczne obiekty dały podstawy do opracowania projektów robót geologicznych i do rozpoczęcia prac wiertniczych.

Na etapie projektowania i realizacji nowych otworów wiertniczych podjęto decyzję o wykonaniu dodatkowo zdjęcia sejsmicznego 3D we wschodniej części złoża Przemysł, które zostało wykonane w 2016 r.

Na podstawie wykonanej interpretacji materiału sejsmicznego oraz analizy geologiczno-złożowej tego obszaru wydzielono kilka obiektów (elementów) o potencjalnych możliwościach akumulacji gazu, w głębszej części profilu miocenu pomiędzy horyzontami VIII a IX.

Aktualnie trwają prace projektowe mające na celu rozpoznanie najgłębszych horyzontów od VIIIa do XI, we wschodniej części złoża.

Na podstawie wykonanych wierceń i projektów robót geologicznych szacuje się, że możliwe jest zwiększenie zasobów geologicznych gazu ziemnego w ilości około 10 mld m³, a zasobów wydobywalnych około 5 - 6 mld m³ gazu.



New Opportunities for Increasing Natural Gas Production and Reserves Growth in the Podkarpacie Region on the Example of Przemysl Field

Zenon Ratuszniak, Stanisław Sieradzki, Robert Trzeciak

Polish Oil and Gas Company

Przemysl field is the largest natural gas field in Poland. It is located in the south-eastern part of Poland in the Podkarpackie Region. The east boundary of the field is the Polish-Ukrainian border.

Gas is extracted from sandy-mudstone-claystone horizons of The Miocene autochthonous, based on the concession given in 1994 defining 205km² of the mining area. The primary recoverable reserves determined on the basis of documentation and reserves balance prepared for that purpose has been estimated at 72.6 billion m³. The gas from this concession is the highest quality energy raw material, with 98-99% methane content. So far, 64.6 bln m³ of natural gas have been extracted from the field.

2010-2011 was the start of shale and tight gas exploration in unconventional deposits in Poland.

In 2011, on request of PGNiG, the Oil and Gas Institute in Krakow prepared a study on „Determination of Potential Shale Gas Production in the Miocene Deposits in SE Part of the Carpathian Foredeep”, presenting a concept of unconventional gas exploration on the foredeep area.

In 2013, a study on „Possibility of Occurrence of Unconventional Reservoirs in Miocene Autochthonous Deposits Extended from Mielec Meridian to the State Border” was prepared by the Design Dept. in the towns of Jaslo and Sanok in which, as a result of an in-depth analysis, potential areas of unconventional gas accumulations in low-permeability horizons, i.a. clay-mudstone series (especially in VIIIa hor) were proposed.

Prospective objects identified in these studies laid the foundation for setting out a plan for geological works plans and commencing the drilling activities.

At the designing stage and when working on new boreholes, a decision was made to conduct an additional 3D seismic survey in the eastern part of Przemysl field. The survey was completed in 2016.

Based on seismic data interpretation as well as on a geological-reservoir analysis of this area, several objects (elements) were separated, demonstrating a potential for gas accumulation in the deeper part of the Miocene profile between horizons VIII and IX.

Currently, designing is under way, focusing on identifying the deepest horizons from VIIIa to XI in the eastern part of this field.

Based on wells and geological work plans done so far, is estimated that the geological reserves of natural gas and the recoverable gas reserves may be potentially increased by approximately 10 bln m³ and 5 - 6 bln m³, respectively.

Ropa naftowa i gaz ziemny w Polsce: postępowania przetargowe, obszary, informacje i możliwości w 2018 roku

Marcin Janas, Krystian Wójcik, Hubert Kiersnowski

Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy

Dnia 29 czerwca 2016 r. oraz 28 czerwca 2017 r., Minister Środowiska ogłosił granice obszarów wytypowanych do drugiej i trzeciej rundy postępowania przetargowych na koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż. Osiem obszarów zostało wytypowanych do postępowania w drugiej rundzie przetargowej, która będzie procedowana w drugim kwartale 2018 roku. Kolejnych 15 obszarów trzeciej rundy przetargowej jest w trakcie opracowania. Procedura przetargowa zakłada nieograniczony dostęp do prowadzenia działalności poszukiwawczej i wydobywczej złóż węglowodorów i jest zgodna z Dyrektywą Węglowodorową Unii Europejskiej. Koncesja jest udzielana na okres od 10 do 30 lat i jest podzielona na dwie fazy: (1) poszukiwawczo-rozpoznawczą, która trwa od 4 do 5 lat z możliwością wydłużenia o 2 lata, oraz (2) eksploatacyjną. Każdy podmiot zainteresowany udziałem w przetargu musi przejść procedurę kwalifikacyjną.

Obszary przetargowe (perspektywiczne do odkrycia konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węglowodorów) zostały wyznaczone przez geologów Państwowego Instytutu Geologicznego – PIB na podstawie danych zgromadzonych w Narodowym Archiwum Geologicznym (kursywą oznaczono obszary drugiej rundy przetargowej). Sześć obszarów przetargowych jest położonych w małopolskiej prowincji naftowej; są to: Sucha Beskidzka-Wiśniowa, Bochnia, Proszowice W, Wetlina, Błażowa i Rudnik-Lipiny. Perspektywy poszukiwawcze na tych obszarach są związane z konwencjonalnymi nagromadzeniami ropy i gazu w jednostkach Karpat, zapadlisku przedkarpackim oraz w paleozoiczno-mezozoicznym podłożu.

Jeden obszar przetargowy – Ryki (lubelska prowincja naftowa) został wyznaczony w związku z możliwością odkrycia konwencjonalnych złóż gazu w utworach górnego dewonu i karbonu, a także możliwością występowania gazu zamkniętego w węglanach franu.

Sześć obszarów przetargowych znajduje się w wielkopolskiej prowincji naftowej. Pięć z nich: Szamotuły-Poznań Północ, Złotów-Zabartowo, Chodzież, Piła i Leszno jest perspektywicznych dla konwencjonalnych złóż gazu ziemnego w czerwonym spągowcu oraz złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w dolomicie głównym. Wymienione wyżej obszary, z wyłączeniem obszaru Leszno, niosą ze sobą również ryzyko lub szansę na odkrycie złóż gazu zamkniętego w czerwonym spągowcu. Na obszarze Szamotuły-Poznań Północ akumulacji gazu ziemnego można spodziewać się także w skałach karbonu. Perspektywy poszukiwawcze na szóstym obszarze – Konin – są związane z utworami jury górnej i dolnej kredy.

W pomorskiej prowincji naftowej nadzieje na odkrycie złóż węglowodorów występują w utworach dewonu, karbonu i permu (czerwonego spągowca i dolomitu głównego). Wyznaczono tutaj pięć obszarów przetargowych: Koszalin-Polanów, Sierpowo, Debrzno-Człuchów, Orle i Chełmno.

Kolejnych pięć obszarów dedykowanych do przetargu znajduje się w gdańskiej prowincji naftowej: Damnica, Żarnowiec, Wejherowo, Bytów i Braniewo-Miłakowo. Nagromadzeń węglowodorów można spodziewać się tutaj w strukturalno-litologicznych pułapkach naftowych środkowego kambru, jak też w ropo- i gazonośnych formacjach łupkowych dolnego paleozoiku.



Oil and gas in Poland: licensing rounds, tender areas, information and opportunities in 2018

Marcin Janas, Krystian Wójcik, Hubert Kiersnowski

Polish Geological Institute – National Research Institute

On the 29th of June 2016 and 28th of June 2017, the Polish Ministry of the Environment announced the boundaries of the tender areas selected for the second and third bidding rounds for concessions for prospection, exploration and exploitation of hydrocarbons. Eight tender areas are dedicated to the 2nd round, which is going to be proceeded in the II quarter of 2018. Another 15 areas are dedicated to the 3rd round (in preparation). The tender procedure provides non-discriminatory access to the execution of activities related to the prospecting, exploration or production of hydrocarbons and is consistent with the Hydrocarbons Directive. As a rule, a concession is granted for a period of 10 to 30 years and is divided into 2 phases: (1) prospecting and exploration phase (which lasts 4 to 5 years and can be extended for another 2 years), (2) production phase. Every entity interested in obtaining a concession needs to undergo the qualification procedure.

The geologists of Polish Geological Institute-NRI selected tender areas (promising for discoveries of conventional and unconventional oil and gas field) based on the geological data resources stored in the National Geological Archive (Italics indicate tender areas from the 2nd licensing round). Six tender areas are located in the Carpathian Petroleum Province. These are: Sucha Beskidzka-Wiśniowa, Bochnia, Proszowice W, Wetlina, Błażowa and Rudnik-Lipiny. Prospects within these tender areas are related to conventional oil and gas deposits in the Carpathians, Carpathian Foredeep and their Palaeozoic-Mesozoic basement.

One tender area is located in the Lublin Petroleum Province. The exploration target of the Ryki area is related to conventional gas deposits in the Upper Devonian and Carboniferous, as well as unconventional tight gas deposits in the Frasnian carbonates.

Six tender are situated in the Wielkopolska Petroleum Province. Five of them – Szamotuły-Poznań Północ, Złotów-Zabartowo, Chodzież, Piła and Leszno are dedicated to conventional gas deposits in the Rotliegend sandstones and, in some cases, also oil deposits in the Zechstein/Main Dolomite. Excluding Leszno tender area, risks or chances for tight gas discoveries exist within the Rotliegend sandstones. In the case of Szamotuły- Poznań Połnoc the Carboniferous sandstones also seems to be prospective. The exploration target of the sixth – Konin tender area is related to conventional fields in the Jurassic and Lower Cretaceous.

In the Pomerania Petroleum Province the exploration target is generally related to conventional hydrocarbon deposits in the Devonian, Carboniferous and Permian (Rotliegend and Zechstein/Main Dolomite). Five tender areas located within the Pomerania Petroleum Province include: Koszalin-Polanów, Sierpowo, Debrzno-Człuchów, Orle and Chełmno.

The last five tender areas: Damnica, Żarnowiec, Wejherowo, Bytów and Braniewo-Miłakowo are in the Gdańsk Petroleum Province. The exploration targets of these areas are generally related to structural-lithological traps in the Middle Cambrian, as well as to unconventional shale oil and gas in the Lower Palaeozoic.



Akwizycja danych sejsmicznych - nowe wyzwania, nowe rozwiązania

Piotr Potępa

Geofizyka Toruń S.A.

W związku z szybko postępującymi zmianami zachodzącymi praktycznie w każdym aspekcie życia społecznego, takimi jak rosnąca świadomość prawna, ekologiczna i biznesowa – prowadzenie poszukiwawczych prac sejsmicznych na dotychczasowych zasadach staje się procesem coraz dłuższym oraz bardziej kosztownym, a w wielu przypadkach wręcz niewykonalnym.

Obszary rolnicze, tereny zurbanizowane, obszary górnicze i przemysłowe oraz coraz częściej występujące obszary objęte ochroną przyrodniczą, to tylko niektóre z wyzwań z jakimi musi się mierzyć dzisiejsza sejsmika lądowa, chcąc sprostać ciągle rosnącym oczekiwaniom jakościowym, stawianym przez firmy naftowe.

Obecne sejsmiczne prace polowe kojarzone są z dużą aktywnością pojazdów technicznych, przemierzających się w obszarze badań. Stanowi to dużą uciążliwość dla społeczności lokalnych wynikającą z nagłego, dużego wzrostu ruchu pojazdów na przestrzeni dnia, a często również w późnych godzinach wieczornych. W konsekwencji nieuniknione są, zależne od warunków pogodowych, szkody w infrastrukturze lokalnych dróg oraz uprawach rolnych.

Wyżej wymienione przyczyny sprawiają, że obecna technologia prowadzenia prac sejsmicznych powoli wyczerpuje swoje możliwości. Nieuniknionym kierunkiem rozwoju poszukiwań sejsmicznych wydaje się zatem wdrożenie nowych rozwiązań sprzętowych i metodycznych, pozwalających na wysokorozdzielcze obrazowanie sejsmiczne w sposób szybki i ekonomiczny, z równoczesnym ograniczeniem uciążliwości dla społeczności lokalnych, zmniejszeniem oddziaływania prac terenowych na środowisko naturalne oraz umożliwiając prowadzenie poszukiwań w miejscach dotychczas niedostępnych.

Mając na uwadze powyższe, odchodzenie od sejsmicznych pomiarów opartych na transmisji kablowej danych, w stronę ultralekkich, bezprzewodowych oraz energooszczędnych systemów sejsmicznych, jest naturalnym i nieuchronnym etapem rozwoju procesu akwizycji danych sejsmicznych.



Seismic data acquisition - new challenges, new solutions

Piotr Potępa

Geofizyka Toruń S.A.

Due to the rapid changes taking place in nearly all aspects of social life, such as the growing awareness of legal, environmental and economic matters, conducting seismic data acquisition the same way it has been done so far becomes a process that is increasingly longer, more expensive and in many cases even impossible.

Rural and urban areas, mining and industrial zones, as well as the more and more numerous protected natural areas, are just some of the challenges that the modern land seismic has to face if it wants to meet the ever growing quality requirements of oil companies.

Currently, seismic field works are characterised by a high activity of specialised vehicles, moving around the surveyed area. A rapid and significant increase of vehicle traffic during the day and even late in the evening is a considerable nuisance for local communities. As a result, it is inevitable that local road infrastructure and agricultural areas sustain some weather-related damage.

Due to the above-mentioned reasons, the current technology of land seismic acquisition is slowly reaching the end of its potential. It seems to be an unavoidable development direction for seismic prospecting to implement new solutions in terms of equipment and methods that will allow to carry out high-resolution seismic imaging in a fast and economical manner, with a simultaneous reduction of nuisance for local communities, reduced environmental impact, as well as to prospect in previously inaccessible areas.

In light of the above, abandoning data cable transmission-based seismic acquisition in favour of ultra-light, wireless and energy-saving seismic systems is a natural and inevitable stage in the development of land seismic.



Wpływ parametrów akwizycji danych sejsmicznych 3D na wyniki interpretacji strukturalno-tektonicznej i inwersji sejsmicznej - eksperyment sejsmiczny Wierzbica 3D AGH

Jan Barmuta, Michał Stefaniuk, Piotr Łapinkiewicz, Andrzej Pasternacki

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Geologii,
Geofizyki i Ochrony Środowiska

Niekonwencjonalne złoża węglowodorów wymagają znacznie lepszego obrazowania sejsmicznego w celu określenia zarówno elementów strukturalnych jak i petrofizycznych. W celu uzyskania lepszej jakości danych sejsmicznych standardowo zmniejsza się interwały pomiędzy punktami wzbudzenia i odbioru oraz odległości pomiędzy liniami, co, poprzez wzrost krotności, poprawia stosunek sygnału do szumu oraz rozdzielczość pionową i poziomą. Skutkiem takiego podejścia jest jednak znaczny wzrost kosztów akwizycji danych sejsmicznych.

W ramach prac oceniony został wpływ różnych konfiguracji odległości pomiędzy punktami wzbudzenia i odbioru oraz liniami na przetworzone dane sejsmiczne w celu zoptymalizowania parametrów akwizycji.

Zdjęcie sejsmiczne Wierzbica 3D AG zostało zaprojektowane w celu przetestowania odległości pomiędzy liniami wzbudzenia i odbioru w zakresie od 120 do 360 metrów i odległościami między punktami w zakresie od 20 do 40 metrów. Finalne wersje przetwarzania w wersji migracji przed składaniem zostały przeanalizowane pod kątem jakości dopasowania sejsmogramów syntetycznych, efektywności inwersji sejsmicznej oraz procedury ekstrakcji sygnału, jak również zdolności do obrazowania mikrotektoniki.

Na podstawie prac stwierdzono, że w zakresie testowanych parametrów, na jakość danych w nieznacznie większym stopniu wpływają punkty odbioru niż punkty strzałowe. W związku z powyższym rekomenduje się zagęszczanie punktów odbioru niż punktów strzałowych. Stwierdzono również, że niewielkich rozmiarów uskoki i szczeliny zostały wiarygodnie zobrazowane jedynie w przypadku wolumenu o najgęstszej siatce pomiarowej.



Influence of the acquisition parameters of 3D seismic survey on the results of structural interpretation and seismic inversion – the Wierzbica 3D seismic experiment

Jan Barmuta, Michał Stefaniuk, Piotr Łapinkiewicz, Andrzej Pasternacki

**AGH University of Science and Technology in Krakow,
Faculty of Geophysics and Environment Protection**

Unconventional hydrocarbon deposits require much more detailed seismic imaging to predict the nature of the target zone from both structural and petrophysical point of view. In purpose to obtain better quality seismic data, the common practice is to diminish shotpoints' and receivers' offset, as well as shot lines' and receiver lines' spacing, hence due to the increase in fold number, seismic data is less noisy and exhibit better horizontal and vertical resolution. This approach however causes significant increase of final cost of seismic acquisition operations. In our work we evaluated an effect of different configuration of shotpoints' and receivers' offset as well as receivers' and shot line spacing on processed data to determine optimal acquisition parameters.

The Wierzbica 3D AGH seismic survey was designed to test the influence of acquisition parameters within the range of 120 to 360 meters for shot lines and receivers lines and 20 to 40 meters for shotpoints' and receivers' offset. Final prestack migrated seismic volumes were analysed in terms of seismic – to – well tie quality, effectiveness of seismic inversion and wavelet extraction procedure, as well as the ability to determine small scale tectonics.

Based on the research results it is concluded that, within the range of tested parameters, the increase of seismic data quality depends slightly more on receivers than on shotpoints. Therefore, it is recommended to densify receivers rather than shotpoints. However small scale tectonic features were reliably imaged only in the case of highest shot points and receivers density per square kilometre.



Optymalizacja metodyki akwizycji danych sejsmicznych 3D w poszukiwaniu i rozpoznawaniu złóż gazu niekonwencjonalnego - eksperyment sejsmiczny Wierzbica 3D AGH

Krzysztof Pieniądz, Sylwia Łabaj, Leszek Smolarski, Piotr Misiaczek

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

W ramach projektu badawczego „Blue Gas” zrealizowano zdjęcie sejsmiczne 3D Wierzbica 3D, którego celem było uszczegółowienie rozpoznania budowy geologicznej perspektywicznych osadów dolnego paleozoiku w rejonie basenu lubelskiego pod kątem eksploatacji złóż gazu niekonwencjonalnego. Zdjęcie sejsmiczne Wierzbica 3D AGH zostało wykonane w formie zagnieżdżenia fragmentu obszaru o bardzo bogatej metodyce (krotność profilowania max 2400) zlokalizowanej wokół otworu Stręczyn OU-1 w zdjęciu klasycznym obejmującym obszar około 150 km². Geometria zagęszczonego fragmentu pozwoliła na wykonanie szeregu testów, które umożliwiły wyciągnięcie wniosków optymalizujących proces projektowania zdjęć sejsmicznych w przyszłości. Przetestowano wpływ na końcowy wynik interwału linii odbioru i wzbudzania w zakresie od 120 m do 360 m, interwału punktów odbioru i wzbudzania dla 20 i 40 m. Sprawdzono szereg kombinacji układu parametrów jak również ekwiwalencje punktów odbioru i wzbudzania. Dodatkowo rejestrując pojedyncze sweeepy, określono wpływ ich sumowania na wynik. Przed wykonaniem właściwego zdjęcia w ramach prac testowych zarejestrowano profil 2D, zaprojektowany w sposób umożliwiający śledzenie odbicia Ordowiku. Na tym profilu wykonano osiem całościowych rejestracji, testując szeroki wachlarz parametrów wzbudzania.

Analizę wszystkich wykonanych testów przeprowadzono zarówno w sposób jakościowy jak i ilościowy. Autorzy opracowali nowatorską metodę analizy ilościowej testów na danych przed sumowaniem, umożliwiającą ocenę poszczególnych testów na dowolnym etapie przetwarzania. Wynikiem przeprowadzonych testów są rekomendacje obejmujące parametry wzbudzania (czas sweeepu, ilość sweeepów itp) jak również sposób budowania krotności zdjęcia i parametrów geometrycznych zdjęcia (interwały linii, punktów, offset maksymalny, itp.). Zaproponowana analiza ilościowa pozwala określić wpływ kosztów na uzyskaną poprawę jakości zdjęcia.

W wyniku opracowania danych z eksperymentu sejsmicznego Wierzbica 3D uzyskano dobrze udokumentowane wnioski pozwalające projektować zdjęcia sejsmiczne 2D i 3D o wysokiej jakości z metodyką optymalizującą stronę kosztową.



Optimization of 3D seismic acquisition methodology in the search for and recognition of unconventional gas deposits - seismic experiment Wierzbica 3D AGH

Krzysztof Pieniądz, Sylwia Łabaj, Leszek Smolarski, Piotr Misiaczek

AGH University of Science and Technology in Krakow

As a part of the „Blue Gas” research project, a seismic survey Wierzbica 3D was conducted in the central part of Poland. Its purpose was to identify the geological structure of the prospective sediments of the Lower Paleozoic in Lublin Basin region for the exploration of unconventional gas reservoirs. A high fold, nested 3D survey, located around Stręczyn OU-1 well, was recorded during acquisition of classic, low fold 3D survey of about 150 sq. km. The high density survey (up to 2400 fold of coverage) allowed for a series of tests, which enabled drawing conclusions for a seismic survey design optimization. The influence of the following parameters on the final result were tested: the interval of the receiver and source lines (in the range from 120 m to 360 m), the interval of source receivers points (20 or 40 m), and the combinations of these parameters. The equivalence of source and receivers points was also checked. Additionally, by recording single sweeps, the influence of the sweep effort on structure’s imaging was determined. Before acquiring actual 3D survey, as a part of test works a 2D seismic line was designed in order to track the Ordovician’s reflection. The complete seismic line was acquired eight times with different source parameters.

The analysis of all the performed tests was carried out both in a qualitative and quantitative way. The authors have developed an innovative method of quantitative analysis of tests results on prestacked gathers, that allows to evaluate individual tests at any stage of data processing. The analyses of the tests resulted in recommendations for survey design that include guides for choosing source parameters (sweep time, number of sweeps, etc.) and geometrical parameters of the survey (intervals of source and receiver lines, points, maximum offset, etc.). The proposed quantitative analysis allows to determine the relation of costs of survey acquired with different parameters to their quality improvement.

Well-documented conclusions allowing to design high-quality 2D and 3D seismic surveys with the cost optimization methodology constitute the main outcome of Wierzbica 3D AGH seismic experiment.



Wybrane problemy wykorzystania badań sejsmicznych dla strukturalnego i litologicznego rozpoznawania kompleksów dolnego paleozoiku w Polsce

Michał Stefaniuk, Tomasz Maćkowski, Jan Barmuta, Krzysztof Pieniądz

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Geologii,
Geofizyki i Ochrony Środowiska

A
24

Perspektywy poszukiwań naftowych w Polsce wiążą się w znaczącej części z utworami paleozoicznymi. Istotną rolę odgrywają w tym względzie kompleksy piaskowcowe i łupkowe dolnego paleozoiku środkowej i północnej części Kraju, szczególnie przy uwzględnieniu perspektyw występowania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Potencjalnie perspektywiczne formacje paleozoiku zalegają na względnie dużych głębokościach i w zróżnicowanych warunkach geologicznych, co stanowi poważne utrudnienie dla prac eksploacyjnych.

Głównym problemem w realizacji badań sejsmicznych jest niewielka miąższość i znaczna głębokość zalegania potencjalnych horyzontów produktywnych, sytuujące je na granicy rozdzielczości sejsmicznej metody refleksyjnej, co w szczególności dotyczy złóż niekonwencjonalnych. Ograniczenia powierzchniowych badań sejsmicznych związane są także ze zróżnicowaną charakterystyką skał nadległych. Podstawową barierą stanowi cechsztyński kompleks ewaporatowy o wysokiej refleksyjności, tworzący ekran dla propagacji fali sejsmicznej. Z tymi kompleksami związane są struktury solne o złożonej i problematycznej dla obrazowania sejsmicznego budowie wewnętrznej. Doświadczenia z centralnej części basenu czerwonego spągowca sugerują natomiast wysokie prawdopodobieństwo występowania akumulacji gazu ziemnego w pułapkach uformowanych poniżej struktur wysadowych.

Próby rozwiązania powyższych problemów podjęte zostały w ramach szeregu projektów badawczo-wdrożeniowych i naukowo-badawczych, realizowanych przez Katedrę Surowców Energetycznych Akademii Górniczo-Hutniczej. Projekty powyższe zorientowane były na zdefiniowane formacje geologiczne, lecz ich wyniki znajdują szersze zastosowanie w pracach prospekcyjnych i badaniach warunków złożowych zarówno dla konwencjonalnych jak i niekonwencjonalnych akumulacji węglowodorów w obrębie utworów paleozoiku centralnej i północnej Polski. Głównym zadaniem było opracowanie i wdrożenie skutecznej metodyki akwizycji danych sejsmicznych pozwalającej na obrazowanie struktur podcechsztyńskich, w tym utworów dolnopaleozoicznych. Istotne dla detalicznego rozpoznawania kompleksów dolnopaleozoicznych było opracowanie i przetestowanie procedur przetwarzania danych sejsmicznych z zapewnieniem podwyższonej rozdzielczości zapisów pola falowego oraz sposobów określenia ich zróżnicowania litologicznego i petrofizycznego. Odrębnym zagadnieniem było rozpoznawanie struktury i pola prędkości strefy przypowierzchniowej wykorzystywanych w przetwarzaniu danych sejsmicznych. Wysokiej jakości dane pomiarowe i wolumeny poprocesingowe były podstawą wiarygodnej i wielowątkowej interpretacji strukturalnej, litologicznej i petrofizycznej danych geofizycznych. Wypracowane procedury zostały przetestowane i rozwinięte w trakcie projektowania i realizacji metodycznego zdjęcia sejsmicznego 3D, wykonanego w rejonie Wierzbicy w obrębie koncesji poszukiwawczej Orlen Upstream. Integralną jego częścią było zweryfikowanie i dopracowanie metodyki akwizycji opracowanej na podstawie zaawansowanej analizy wcześniejszych danych sejsmicznych 2D i 3D zarejestrowanych w podobnych warunkach geologicznych.

W pracy wykorzystane zostały wyniki projektów realizowanych w ramach programu „Blue Gaz I”: BG1/GASŁUPSEJ-SM/13, BG1/GASŁUPMIKROS/13 oraz badań potencjału czerwonego spągowca, umowa nr: 72.72.140.8425, finansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo oraz Orlen Upstream. Prezentacja opracowana została w ramach prac statutowych Katedry Surowców Energetycznych, umowa nr: 11.11.140.176.



Some problems of application of seismic survey to structural and lithological recognizing of Lower Paleozoic complexes in Poland

Michał Stefaniuk, Tomasz Maćkowski, Jan Barmuta, Krzysztof Pieniędz

**AGH University of Science and Technology in Krakow,
Faculty of Geophysics and Environment Protection**

The prospects of petroleum prospection in Poland are connected in important part with Paleozoic measures. From this point of view sandstones and shales of Lower Paleozoic in central and northern part of The Country are important, especially taking into account chances of occurrence of unconventional accumulations. Potentially prospective Paleozoic formations are located at relatively big depth and in different geological conditions that forms important obstacles during exploration works.

The general problem in making of seismic survey is small thickness and big depth of bury of the potential productive horizons, locating them close to boundary of reflection seismic method resolution, especially in relation to unconventional oil and gas fields. Limitations of surface seismic survey are also connected with different characteristic of overburden rocks. The most important barrier forms Zechstein evaporitic complex characterized by high reflectivity that creates elastic screen for seismic wave propagation. The salt structures of complex and problematic for seismic imaging internal constructions are connected with that horizon as well. However, experiences from central part of The Rotliegend basin suggest high probability of natural gas accumulations occurrence in traps formed below salt domes.

An attempts of resolving of mentioned above problems were undertaken during making of several research and development projects realized in Department of Fossil Fuels, AGH – University of Science and Technology. The projects were oriented on predefined geological formations but obtained results could find more wide application in prospection works and deposit conditions recognizing as well for conventional as unconventional accumulations inside Paleozoic measures of central and northern Poland. The main subject of projects was elaboration and implementation of effective methodology of seismic data acquisition enabling for sub Zechstein structures imaging, including Lower Paleozoic formations. Important for detailed recognition of Lower Paleozoic complexes was elaboration and testing of seismic data processing procedures guarantying high resolution of seismic wave field recording as well as ways of its lithological and petrophysical differentiation. The other problem was recognition of the structure and wave field of near surface zone that were applied for improving of data processing results. The high quality acquired and post processing data were the base of reliable and multi – subject structural, lithological and petrophysical interpretation of geophysical data. The elaborated procedures were tested and developed during projecting and realizing of methodic 3D seismic survey made in Wierzbica area, inside prospecting concession field of Orlen Upstream. Integral part of the survey were verification and pricing of data acquisition methodology prepared basing on 2D and 3D seismic data recorded earlier in comparative geological conditions.

Results of projects carried out in the framework of the program "Blue Gas I": BG1/GASŁUPSEJSM/13, BG1/GASŁUPMIKROS/13 and investigation of Rotliegend formations petroleum potential, no: 72.72.140.8425., financed by National Centre for Research and Development, Polish Oil and Gas Co. and Orlen Upstream were used. Presentation was prepared in AGH University of Science and Technology Statutory Research, no:11.11.140.176.



Wymagania techniczne i sprzętowe podczas wiercenia otworów horyzontalnych

Piotr Suszko

EXALO DRILLING S.A. Dywizja Wierceń

Rozwój technologii i techniki w wiertnictwie umożliwia obecnie projektowanie konstrukcji otworów, które jeszcze kilka lat temu były niewykonalne. Obecnie można wiercić otwory horyzontalne o odejściu mierzonym kilometrami, wielodenne i przecinające się. Główna korzyść to uzyskanie wielokrotnie większej powierzchni kontaktu otworu ze złożem w odcinku poziomym niż w otworze pionowym.

Wiercenia horyzontalne są znacznie trudniejszymi projektami w realizacji niż wiercenia pionowe. Są wyzwaniem dla realizujących je załóg oraz sprzętu wiertniczego i już na wstępnym etapie projektowania otworu wiertniczego uwzględniane są przez projektantów.

Po zapoznaniu się z danymi geologicznymi przewiercanych skał projektuje się optymalną trajektorię otworu wiertniczego, umożliwiającą osiągnięcie założonego celu, przy wykorzystaniu dostępnego parku maszynowego.

Projektując otwór należy obliczyć rozkład naprężeń wzdłuż jego osi oraz wyznaczyć dopuszczalne naprężenia zestawu wiertniczego. Często programy komputerowe umożliwiają dokonanie analizy porównawczej po odwierceniu otworu.

By sprostać zwiększonym obciążeniom występujących przy wierceniach kierunkowych i przeciwdziałać awariom stosujemy sprzęt o wyższych parametrach wytrzymałościowych odporny na szybkie zużycie często wykonany z droższych materiałów niż przy wierceniu pionowym, niejednokrotnie produkowany według zaawansowanych technologii. W zestawie przewodu wiertniczego używamy dodatkowo zbrojonych rur płuczkowych z wysokogatunkowych stali oraz HWDP (grubościenne rury płuczkowe), które umożliwiają przenoszenie znacznie większych momentów obrotowych. HWDP w porównaniu do standardowych rur płuczkowych są bardziej odporne na siły zginające i rozciągające. W razie potrzeb stosujemy wyrabiacze wrębów niwelujące newralgiczne miejsca w trajektorii otworu, które nie usunięte w porę mogą być przyczyną późniejszych komplikacji. Ponadto by zmniejszyć siły tarcia przewodu wiertniczego o rury okładzinowe lub górotwór w zestawie możemy stosować łączniki redukujące moment obrotowy. Aby zmniejszyć siły tarcia wynikające z oddziaływania różnicy ciśnienia płuczki wiertniczej na przylegającą do ściany otworu kolumnę zestawu przewodu wiertniczego stosujemy w odcinku poziomym specjalne łączniki wymuszające właściwy przepływ płuczki i oczyszczanie dna, w tym przypadku ściany otworu. Stosowanie systemów pozwalających na obracanie rurami okładzinowymi z możliwością cyrkulacji płuczki podczas rurownia pozwala na sprawne i bezawaryjne zapuszczanie kolumn rur eksploatacyjnych w odcinkach horyzontalnych. Olbrzymią rolę odgrywa obieg płuczkowy. Odpowiednio skonfigurowany pozwala zapewnić prawidłowe parametry płuczki oraz wymagane parametry technologiczne. Odpowiednia receptura płuczki wiertniczej (stosowanie środków smarnych) umożliwia zmniejszenie sił tarcia w otworze zarówno w odniesieniu do zestawu wiertniczego jak i zapuszczanych kolumn rur okładzinowych. Po analizie wszystkich ww. aspektów dokonujemy wyboru urządzenia wiertniczego o wystarczającym udźwigu, momencie obrotowym, mocy oraz wyposażone w TOP DRIVE, które zagwarantuje możliwość odwiercenia zaprojektowanego otworu poziomego.



Technical and equipment requirements during horizontal drilling

Piotr Suszko

EXALO DRILLING S.A. Drilling Division

The development of the technology and methodology in drilling allows now designing borehole structures that had been impossible several years ago. Horizontal boreholes are now possible with kilometre-range distance, with multiple bottoms and crossing. The main benefit is a much larger area of contact of the borehole with the deposit in the horizontal segment than in the vertical borehole.

Horizontal drilling is significantly more difficult to carry out than vertical. They are a challenge for the crew and for the drilling equipment and are taken into consideration by the designers as early as in the initial stage of designing the borehole.

After examining geological data of the drilled rock, the optimum trajectory of the borehole is designed to enable reaching the designed objective with the available machine stock.

When designing the borehole, the distribution of stresses should be calculated along its axis, and the allowed stresses of the drilling rig should be determined. Computer programs often allow to perform comparative analysis after the borehole drilling is started.

To handle increased loads in directional drilling and prevent malfunctioning, we use equipment of higher strength parameters, resistance to fast wear, often made of more expensive materials than used in vertical drilling, quite often produced in advanced technologies. We additionally use in the drilling pipe reinforced drill pipes of high quality steel and HWDP (heavyweight drill pipes), which enable transferring significantly larger torques. HWDP, as compared with standard drill pipes, are more resistant to bending and stretching forces. If needed, keyseat wipers are used that eliminate critical places in the borehole trajectory; not eliminated early enough, these could cause subsequent complications. Moreover, to reduce friction forces of the drilling pipe against casing pipes or rockmass, couplers in the drilling pipe that reduce torque. To reduce friction forces resulting from the difference of the drilling fluid pressure against the drilling pipe in contact with the wall, we use special couplers in the horizontal segment that force the proper flow of the drilling fluid and cleaning of the bottom of the borehole wall. Using systems that allow rotation of casing pipes with the possibility of drilling fluid circulation of the casing serves efficient and failure-free insertion of columns in operational pipes in horizontal segments. The drilling fluid circulation plays a huge role. Properly set up, it allows ensuring the correct parameters of the drilling fluid and the required technological parameters. The appropriate drilling fluid composition (with lubricants) helps reduce friction forces in the borehole in reference to both the drilling rig and the inserted casing pipe columns. After analysis of all the above aspects, we choose the drilling rig with sufficient load capacity, torque, power, and fitted with the TOP DRIVE to guarantee the possibility of drilling the designed horizontal borehole.



Nanopolimer w płuczce potasowo-glikolowej

**Łukasz Hytroś, Marcin Gorczyzewski, Wojciech Zarudzki, Adam Pańko,
Łukasz Opaliński, Marta Saks-Kondraciuk**

ORLEN Upstream Sp. z o.o.

Spółka ORLEN Upstream prowadzi działalność poszukiwawczo-wydobywczą w Polsce na obszarze obejmującym ponad 16,5 tys. km², w tym również w regionie Karpat. Dział Prac Wiertniczych, dysponując danymi z otworów offsetowych wierconych w tym rejonie, świadomy najczęściej występujących wyzwań technicznych, podjął kroki w celu ograniczenia ryzyka operacyjnego. Po zidentyfikowaniu ograniczeń, jakie napotkał poprzedni operator obecny w tym regionie (tj.: RWE DEA Deutsche Erdoel AG), stwierdzono, że najwięcej trudności podczas wiercenia przysporzyła niestabilność ścian otworu. Zjawisko to utrudnia, a często uniemożliwia wykonanie pomiarów geofizycznych oraz efektywne opróbowanie otworu.

Głównymi przyczynami niestabilności otworu są: naprężenia geomechaniczne w omawianym regionie oraz destabilizacja chemiczna przewiercanych skał ilastych. Zaczynając wiercenie na tym terenie, Dział Pracy Wiertniczych nie dysponował jeszcze szczegółowymi danymi geomechanicznymi, dlatego w pierwszej kolejności podjęto próbę zneutralizowania problemu przez zapewnienie odpowiedniej inhibicji płuczki wiertniczej. Inhibicję w klasycznej płuczce potasowo-glikolowo-polimerowej uzyskuje dzięki właściwościom inhibitującym glikolu oraz na drodze inhibicji chemicznej jonami potasu i enkapsulacji minerałów ilastych przez polimer PHPA. Polimer ten niestety powoduje kolmatację strefy przyodwiertowej. Rejon planowanych prac wiertniczych cechuje się tym, że już od bardzo małych głębokości możliwe jest występowanie węglowodorów. Z tego powodu stosunkowo wcześniej należy używać płuczki która nie uszkodzi przepuszczalności strefy przyodwiertowej. Zakładając możliwe problemy natury geomechanicznej z brakiem stabilności ścian otworu, należy być przygotowanym na awaryjne dociążenie płuczki. W celu zminimalizowania negatywnego wpływu dociążenia płuczki wiertniczej barytem na strefę przyotworową, należy go zastąpić blokatorem węglanowym, którego wymagana koncentracja jest wyższa z racji jego niskiego ciężaru właściwego. W takiej sytuacji polimer PHPA może przysporzyć kolejnych problemów, ponieważ przy dużej zawartości fazy stałej PHPA powoduje znaczne podniesienie parametrów reologicznych płuczki, co może prowadzić do problemów operacyjnych.

Serwis płynów wiertniczych, z którym ORLEN Upstream współpracuje, zaproponował nowy dodatek do płuczki, nanopolimer, który mógłby zastąpić konwencjonalnie używany polimer PHPA. Proponowany nanopolimer miał zapewnić właściwości inhibitujące płuczki, nie dopuścić do uszkodzenia przepuszczalności oraz zagwarantować niską filtrację. Po przedstawieniu wyników badań oraz spotkaniu z producentem nanomateriału, Dział Prac Wiertniczych ORLEN Upstream zdecydował się na testy terenowe i wdrożenie nowego nanopolimeru w stosowanych płuczkach wiertniczych. W prezentacji zostaną przedstawione analiza i skutki zastosowania nanopolimeru w trzech kolejnych otworach wykonanych w regionie Karpat.



Nanopolymer in potassium-glycol drilling mud

***Łukasz Hytroś, Marcin Gorczyzewski, Wojciech Zarudzki, Adam Pańko,
Łukasz Opaliński, Marta Saks-Kondraciuk***
ORLEN Upstream Sp. z o.o.

ORLEN Upstream company conducts exploration and production activities in Poland in the area covering over 16.5 thousands km², including the Carpathian region. The Drilling Department, with data from offset wells drilled in this region, aware of the most frequently occurring technical challenges, took steps to reduce operational risk. After identifying the limitations encountered by the previous operator present in the region (i.e.: RWE DEA Deutsche Erdoel AG), it was found that the most difficulties during drilling was caused due to the instability of the wellbore. This phenomenon makes it challenging and often impossible to carry out geophysical measurements and effective well testing.

The main causes of well instability are: geomechanical stresses in the region and chemical destabilization of drilled clay rocks. Starting drilling in this region, Drilling Department did not have detailed geomechanical data yet, therefore the first step was to attempt to neutralize the problem by ensuring adequate inhibition of the drilling mud. Inhibition in a classic potassium-glycol-polymer mud is obtained by chemical inhibition with potassium ions, glycol inhibiting properties and encapsulation of clay minerals by the PHPA polymer. This polymer unfortunately causes formation damage. The area of planned wells is characterized by possible hydrocarbons presence on very shallow depths. For this reason, it is necessary to relatively early use a mud that will not damage the permeability of the near-wellbore zone. Assuming possible geomechanical problems with the wellbore stability, one should be prepared for the emergency weighting of the mud. In order to minimize the negative impact of drilling fluid weighting on the formation, PHPA should be replaced with a calcium carbonate which required concentration is higher due to its low specific gravity. In this situation, the PHPA polymer can cause further problems, because with a high content of the solid phase PHPA causes a significant increase in rheological parameters of the mud, which can lead to operational problems.

The Drilling Fluids Service, with which ORLEN Upstream cooperates, has proposed a new additive to the drilling mud, a nanopolymer that could replace the conventionally used polymer PHPA. The proposed nanopolymer was supposed to provide mud inhibiting properties, prevent formation damage and ensure low filtration. After presenting the results of the laboratory tests and meeting with the manufacturer of the nanomaterial, the ORLEN Upstream Drilling Department decided to perform field tests and implement the new nanopolymer in the used drilling mud. The presentation will show the analysis and effects of nanopolymer implementation on three consecutive wells performed in the region.



Właściwości pęczniące skał ilastych na przykładzie otworu P-1

Andrzej Goc, Patrycja Wojtasiak, Maciej Stec

EXALO DRILLING S.A.

Jednym z wyzwań przed jakim stoi Serwis Płuczkowy jest przewiercanie skał ilastych. Słowo to jest często synonimem dla: łupków, margli, iłowców, mułowców, czy iłów wrażliwych na hydratację. Poznanie przewiercanych skał ilastych pozwala na odpowiednie dobranie parametrów płuczki wiertniczej, które zapewnią bezpieczne i bezawaryjne odwiercenie otworu. W trakcie wiercenia otworu P-1 na Fliszu Karpackim zebrano próbki urobku z przewiercanych skał ilastych. Próbki urobku sprawdzono pod kątem oddziaływania ich z wodą i porównano do łupka miocenijskiego, którego próbkę pozyskano z wychodni.

Pionowy otwór P-1 został odwiercony do głębokości 2600 m i przewiercono skały następujących epok (oddziały): Miocen, Oligocen, Eocen oraz Paleocen. Próbki urobku badano przy pomocy *Linear Swelling Meter*, określając jego zachowanie w wodzie. W odniesieniu do łupka miocenijskiego, wszystkie próbki urobku charakteryzowały się mniejszym przyrostem objętości, natomiast kształt krzywej przyrostu objętości w czasie był identyczny. Przez pierwsze trzy godziny oddziaływania wody na próbkę następował gwałtowny przyrost jej objętości, który następnie zmniejszał się do minimalnych wartości. Wraz z głębokością pogrzebania osadu oraz wiekiem przewiercanych skał, przyrost objętości próbek maleje. W przypadku otworów wierconych na Fliszu Karpackim, ze względu na jego sfałdowaną budowę, pojawiają się próbki skał pogrzebanych głębiej. Przyrost ich objętości jest większy niż przyrost próbek skał zalegających wyżej. Przyrost objętości łupka miocenijskiego wyniósł ~ 30 %, a w przypadku próbek urobku pobranych z głębokości 500 m – 2600 m mieścił się w granicach 7,5 – 17,5%.

Na podstawie przeprowadzonych testów należy zwrócić szczególną uwagę na filtrację płuczki wiertniczej, tak aby była ona na najniższym możliwym poziomie. Drugim ważnym elementem, jest osad filtracyjny, który ogranicza znacząco migrację filtratu do skały a jeśli jest cienki i elastyczny – stabilizuje ścianę otworu.

Zdobyte doświadczenie przy wierceniu otworu P-1 a także szczegółowa analiza oddziaływania wody na próbki skały pozwoliły na opracowanie receptury płuczki wiertniczej do przewiercanych skał na Fliszu Karpackim.



Swelling properties of clay rocks by the example of P-1 well

Andrzej Goc, Patrycja Wojtasiak, Maciej Stec

EXALO DRILLING S.A.

One of the challenges faced by the Drilling Fluids Service is the drilling through clay rocks. The word clay is often a synonym for: shale, marlstones, shales, siltstones or any rock sensitive to hydration. Getting to know the drilled clay rocks allows for proper selection of drilling mud parameters which will ensure safe and trouble-free drilling of the borehole. During the drilling of the P-1 well on *the Carpathian Flysch* samples of the carried cuttings from the drilled clay rocks were collected. These samples of cuttings were checked for their interaction with water and compared to *the Miocene Shale*, which sample was obtained from the outcropping bed.

The vertical P-1 borehole was drilled to a depth of 2600 m, and rocks from the following epochs (stages) were drilled: *Miocene*, *Oligocene*, *Eocene* and *Paleocene*. The cuttings samples were examined with *the Linear Swelling Meter*, determining its behavior in water. With regard to *the Miocene Shale*, all samples of cuttings were characterized by a smaller increase in volume, while the shape of the curve of volume growth in time was identical. During the first three hours of exposure to water, a rapid increase in its volume occurred, which then decreased to the minimum values. Along with the depth of burial of the sediment and the age of the drilled rocks, the growth of sample volume decreases. Regarding the wells drilled in *the Carpathian Flysch*, due to its folded structure, rocks samples buried deeper appear. Their volume increase is greater than for the samples of rocks lying higher. The volume increase of *the Miocene Shale* was ~ 30 % and in the case of samples of cuttings taken from a depth of 500 m - 2600 m, it was within the limits of 7,5 - 17,5 %.

Based on the tests carried out, particular attention must be paid to the filtration of the drilling mud, so that it is at the lowest possible level. The second important element that has been highlighted is the filter cake, which significantly limits migration of the filtrate to the rock and as long as it's thin and flexible - stabilizes the walls of the borehole.

The experience gained while drilling the P-1 well, as well as a detailed analysis of the impact of water on the rock samples, allowed to develop a composition of drilling mud for drilling through the rocks on *the Carpathian Flysch*.

Analiza stosowalności technologii szczelinowania hydraulicznego w utworach cechsztyńskich na obszarze Niżu Polskiego

Piotr Kenar, Robert Chlebosz, Wojciech Piętka, Piotr Ruciński

ORLEN Upstream Sp. z o.o.

ORLEN Upstream za pośrednictwem spółki zależnej FX Energy Poland prowadzi intensywne poszukiwania złóż węglowodorów na obszarze Niżu Polskiego. Dotychczasowe odkrycia w regionie to konwencjonalne złoża gazu ziemnego w utworach dolomitu cechsztyńskiego. Złoża te charakteryzują się dobrymi parametrami złożowymi, przepuszczalność wynosi w granicach 0.05-50 (25) mD, porowatość kształtuje się na poziomie około 3-12 (5) %. Wspomniane parametry są wystarczające do eksploatacji złóż, bez potrzeby intensyfikacji. Prowadząc jednak poszukiwania na tak rozległym obszarze, należy się liczyć z niejednorodnością skały i możliwością natrafienia na złożo o gorszych parametrach złożowych. Złoża tego typu należy intensyfikować w celu osiągnięcia produkcji na satysfakcjonującym ekonomicznie poziomie.

Autorzy przeprowadzili analizę geomechaniczną dla określenia kierunków oraz reżimu naprężeń w utworach cechsztyńskich. Na potrzeby tego zadania autorzy dokonali również interpretacji strukturalnej ośrodka skalnego, pod kątem mapowania nieciągłości w małej skali, takich jak naturalne szczeliny i uskoki oraz zniszczenia ścian otworu, tj. szczeliny indukowane podczas wiercenia (DIF), breakout'y (BO) i wykorzystali dane pozyskane z rdzeni oraz obrazy opornościowe ścian odwiertu (XRMI). Wymapowane nieciągłości małej skali zostały porównane z rozciągłością lokalnych uskoków w skali złoża oraz osiami współczesnego regionalnego tensora naprężeń. W wyniku przeprowadzenia analizy możliwości wykonania szczelinowania hydraulicznego z podsadzką, wytypowano najlepsze interwały do perforacji, bazując na danych otworowych z dotychczasowych wierzeń. Stwierdzono również brak przeciwwskazań do wykonania zabiegu. Parametry geomechaniczne, uzyskane w wyniku analizy, posłużyły autorom do zbudowania modelu symulacyjnego zabiegu szczelinowania Pseudo 3D. Zabieg zaprojektowano tak, aby zmaksymalizować zasięg oraz przewodność szczeliny, bez zbędnego uszkodzenia matrycy skalnej. W wyniku symulacji określono również przewidywane ciśnienia i wydatek tłoczenia oraz optymalne koncentracje podsadzki na każdym z etapów. Na podstawie parametrów zabiegu uzyskanych z symulatora określono ilość i rodzaj płynu zabiegowego, podsadzki oraz niezbędny sprzęt do wykonania zabiegu. Wyniki modelowania posłużyły również do weryfikacji stosowanego wyposażenia wglębnego oraz powierzchniowego w odwiertach poszukiwawczych na obszarze Niżu Polskiego. Przy zastosowaniu dedykowanego kalkulatora rozkładu sił działających na rury wydobywcze, autorzy przeprowadzili obliczenia wytrzymałościowe kolumny zabiegowej. Obliczenia posłużyły do doboru optymalnej średnicy rur, grubości ścianki oraz gatunku stali. Kalkulacje umożliwiają również monitorowanie sił działających na paker eksploatacyjny podczas wykonywanego zabiegu szczelinowania oraz pozwalają na optymalizację dodatkowych parametrów m.in. temperatury zatłaczanego płynu, jego gęstości oraz zadanego ciśnienia w przestrzeni pierścieniowej pomiędzy rurami okładzinowymi a kolumną zabiegową.

Referat stanowić będzie kompleksową analizę stosowalności technologii szczelinowania hydraulicznego w utworach dolomitu cechsztyńskiego. Zilustrowany zostanie pełen zakres prac i analiz jakie operator oil & gas powinien wykonać przed przystąpieniem do zabiegu szczelinowania hydraulicznego. Pogłębiona analiza pozwala na świadome przeprowadzenie zabiegu i uniknięcie kosztownych komplikacji.



Feasibility study of hydraulic fracturing technology for Zechstein formation from the Edge area

Piotr Kenar, Robert Chlebosz, Wojciech Piętka, Piotr Ruciński

ORLEN Upstream Sp. z o.o.

FX Energy Poland, a subsidiary of ORLEN Upstream Ltd., conducts thorough hydrocarbons exploration program on Polish Lowlands. Regional discoveries up to date constitutes conventional gas reservoirs within Zechstein dolomite. Reservoir rocks are characterized by good petrophysical parameters: permeability 0.05-50 (25)mD and porosity 3-12 (5)%. Parameters are sufficient for commercial exploitation with no need for additional stimulation. Exploration on extended area of Polish Lowlands creates potential of encountering reservoir rocks with abnormally lower or moderate petrophysical parameters, called unconventional formations. Such reservoirs needs to be stimulated to achieve satisfying level of production and to be economically feasible.

For the sake of the study, geomechanical analysis has been conducted to determine stress regime and directions of principal stress within Zechstein formation. Moreover, structural interpretation of reservoir rock has been made for small scale discontinuities mapping. Interpretation of natural fractures, faults and borehole wall instabilities, drilling-induced fractures (DIF), breakouts (BO) has been made. Authors used also core data and resistivity imagers (XRMI). General trends of the mapped small-scale discontinuities were matched with extend of local faults in the reservoir and with current regional stress field orientation. Feasibility study of determining prospective perforation interval and hydraulic fracturing operations has been based on data from previously drilled wells. No contraindications for stimulation operation has been ascertained. Based on geomechanical parameters, obtained during analysis, author built Pseudo 3D simulation model for hydraulic fracturing operation. Treatment has been designed to maximize conductivity and length of the fracture and to avoid rock matrix damage. Simulation allowed for determination of expected pumping rates, pressures and optimal proppant concentrations for each stage of the hydraulic fracturing job. Stimulation parameters, fracturing equipment, type of proppant and its concentration, fracturing fluid and its volume were also specified. Results of the frac simulation allowed to verify downhole and surface completions equipment for wells in Polish Lowlands which needs to be stimulated. With the use of the dedicated tubing force analysis calculator, strength of the work string has been calculated and tubing diameter, wall thickness and steel grade designed. Calculations enabled to monitor forces acting on the production packer during hydraulic fracturing operation and allowed to optimize additional parameters, inter alia, fluid temperature and its density or annulus surface pressure.

Paper will constitute complete feasibility study of hydraulic fracturing technology for Zechstein dolomite formation. Complete workflow of oil & gas operator operations needed to be done before performing stimulation will be presented. Extensive analysis allows to perform hydraulic stimulation effectively and avoid expensive complications.



Ewolucja kultury bezpieczeństwa w ORLEN Upstream

Olga Bartoszek

ORLEN Upstream Sp. z o.o.

ORLEN Upstream od początku działalności operacyjnej dostrzegał wartość w budowaniu skutecznego systemu zarządzania bezpieczeństwem. Został on wdrożony w 2012 r. i jest poddawany systematycznej ewaluacji oraz korektom, a zaangażowanie najwyższego kierownictwa gwarantuje jego ciągłe doskonalenie.

Specyfika branży poszukiwawczo-wydobywczej sprawia, że prace terenowe często wiążą się ze skomplikowanymi i obciążonymi ryzykiem operacjami. Bez proaktywnego podejścia do kwestii bezpieczeństwa, mogą one generować zagrożenie dla zespołu. Naszym celem w codziennych działaniach jest wskazanie, że procedury oraz sprzęt i odpowiednie wyposażenie są istotne, jednak bez świadomości, że bezpieczeństwo to odpowiedzialność każdego z nas, nie jest możliwe osiągnięcie sukcesu. Osobiste zaangażowanie pracownika oraz przyjęcie roli lidera bezpieczeństwa jest kluczowe do osiągnięcia naszego celu, którym jest: zero wypadków.

Na przestrzeni lat ORLEN Upstream opracowuje kolejne programy, wpływające na ukształtowanie współzależnej i dojrzałej kultury bezpieczeństwa, która zapewnia efektywne wykonywanie prac. Systematycznie wdrażamy rozwiązania mające na celu promocję kultury bezpieczeństwa, w której cała organizacja wierzy w sukces i dąży, aby każdy z 365 dni w roku był dniem bez wypadku. Kultury, w której pracownicy działając w niebezpiecznych warunkach pracy instynktownie rozpoznają zagrożenia, chroniąc siebie i innych. Podstawowym aspektem naszej współzależnej kultury bezpieczeństwa jest zaangażowanie wszystkich i upewnienie się, że są oni świadomi swojej odpowiedzialności i obowiązku obserwowania, interweniowania i zgłaszania niebezpiecznych warunków i zachowań.

ORLEN Upstream dostrzega potrzebę podejmowania wyzwań w zakresie bezpieczeństwa, identyfikując obszary, w których możliwe jest wprowadzenie odważnych zmian w sferze postaw i zachowań pracowników. Wierzymy, że nasze zaangażowanie w kwestie bezpieczeństwa nadaje kierunki w branży i umożliwia realizację wizji osiągnięcia miejsca pracy wolnego od zdarzeń wypadkowych.



Evolution of HSE culture in ORLEN Upstream

Olga Bartoszek

ORLEN Upstream Sp. z o.o.

ORLEN Upstream, from the beginning of its operating activities, sees core value in building an effective Health and Safety Management System. It was implemented in 2012, and is systematically amended, and the involvement of the top management guarantees its continuous improvement.

The specifics of exploration and production industry indicates that field operations often involve complex and hazardous work. Without a proactive approach to safety issues, they can pose inherent risks to the team involved in operations. Our goal in everyday activities is to underline that procedures and appropriate equipment are important, but without awareness that safety is the responsibility of each of us, there is no possibility to achieve success. Personal involvement and becoming a safety leader is crucial to achieving our goal, which is: zero accidents.

Over the years ORLEN Upstream has been developing more and more programs that allow us to shape an interdependent mature health and safety culture, that ensures effective work performance. We systematically implement solutions aimed at promoting a safety culture, in which the whole organization believes in success and strives to ensure that each of the 365 days in a year can be free of accidents. A culture in which employees in dangerous working conditions are able to instinctively recognize threats, protecting themselves and others. The basic aspect of our interdependent safety culture is involving everyone and make sure that they are aware of their responsibility and duty to observe, intervene and report unsafe conditions and behaviour.

ORLEN Upstream sees the need to undertake challenges in terms of safety, by identifying areas where it is possible to introduce courageous changes in the sphere of employee attitudes and behaviour. We believe that our involvement in health and safety issues gives directions in the industry and enables the implementation of our vision to achieve a workplace free of accidents.



Wybrane aspekty sposobów postępowania w celu ochrony środowiska przed negatywnym oddziaływaniem odpadów wiertniczych

Kazimierz Macnar¹, Agnieszka Myśliwiec²

¹Exalo Drilling S.A., ²niezależny konsultant

Ochrona środowiska przed negatywnym oddziaływaniem odpadów wiertniczych jest obowiązkiem przedsiębiorcy, wynikającym z ustawy o odpadach, gdzie określono również hierarchię sposobów postępowania. W referacie omówiono sposoby zapobiegania powstawaniu odpadów wiertniczych oraz ich odzysku, szczególnie prowadzenia procesów ich przetwarzania zgodnie z zasadą bliskości, określoną w ustawie o odpadach. Określono istotne aspekty zapobiegania powstawaniu odpadów wiertniczych na etapie projektowania i wykonywania otworu wiertniczego. Szczególną uwagę poświęcono projektowaniu płuczek i innych płynów wiertniczych o jak najmniejszej zawartości metali ciężkich i węglodorów, co ma wpływ na jakość odpadów i ich szkodliwość dla środowiska. Omówiono również technologie i urządzenia do oczyszczania płuczek ze zwiercin i odzysku materiałów obciążających płuczki, jako istotny element ograniczenia ilości odpadów wiertniczych. Przedstawiono nowe oraz stosowane dotychczas technologie przetwarzania odpadowych płuczek wiertniczych i zwiercin w celu przygotowywania ich do ponownego użycia lub uzyskania produktów w postaci np. kruszywa budowlanego lub ziemi. Szczególnie omówiono technologie odwadniania, stabilizacji i zestalania odpadów w aspekcie prowadzenia odzysku odpadowych płuczek wiertniczych i zwiercin na terenie wiertni.



Selected aspects of ways of conduct to protect the environment from negative impact of drilling waste

Kazimierz Macnar¹, Agnieszka Myśliwiec²

¹Exalo Drilling S.A., ²independent consultant

Environmental protection against the negative impact of drilling waste is an obligation of the drilling operator resulting from the Act on Waste, where a hierarchy of procedures has also been defined. The paper discusses the ways of preventing from producing together with recovering of drilling waste, in particular performing their process of recycling in compliance with the proximity principle as defined in the Act on Waste. Important aspects of staving off producing of drilling waste were identified at the stage of design and drilling of the borehole. Special attention has been focused on the design of drilling muds and other fluids with the lowest possible content of heavy metals and hydrocarbons, which affects the quality of waste and its harmfulness to the environment. The technologies and solids control equipment for cleaning muds from cuttings and recovering weighting materials was also discussed as an important element of reducing the quantity of drilling waste. New and existing technologies for the processing of waste drilling muds and drill cuttings were presented in order to prepare them for re-use or obtain products in the form of e. g. construction aggregates or soil. In particular, the technologies of dewatering, stabilization and solidification of waste were discussed in terms of the recovery of waste drilling muds and drill cuttings on the rig site.

Nowa metoda analizy ilościowej przestrzeni porowej i mikroszczelin w węglanach na podstawie wyników tomografii rentgenowskiej

Edyta Puskarczyk, Paulina I. Krakowska, Mariusz Jędrzychowski,

Paweł Madejski, Magdalena Habrat

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Głównym celem badań była analiza jakościowa i ilościowa przestrzeni porowej i propagacji mikroszczelin w węglanach. Główną techniką badawczą, zastosowaną w analizie była komputerowa nanotomografia rentgenowska. Maksymalna rozdzielczość przestrzenna uzyskana z wykorzystaniem tomografu Nanotom S 180n General Electric Sensing & Inspection Technologies wynosiła ok. 500 nm, najmniejszy obiekt miał objętość $0.125 \mu\text{m}^3$. Rekonstrukcja wykrytych obiektów została wykonana przy użyciu algorytmu Feldkamp. Wszystkie dane poddano procesowi filtracji, przy użyciu filtra medianowego 3D. Analiza została przeprowadzona zarówno dla przekrojów 2D jak i modeli 3D. Uzupełnieniem wyników CT (*Computed Tomography*) były wyniki standardowych pomiarów laboratoryjnych parametrów petrofizycznych i geochemicznych. Materiał badawczy stanowiły próbki rdzeni, pobranych z różnych formacji litostratygraficznych. Do analizy wybrano próbki skał węglanowych - wapienie i dolomity. Wykorzystano zróżnicowany materiał skalny ze względu na potrzebę dywersyfikacji wyników CT, ale także dla porównania kształtów i objętości wyróżnionych obiektów. Wykorzystując analizę obrazów CT, obliczono całkowitą objętość porów (porowatość z CT). Pory oddzielono od mikroszczelin. Określono kierunek propagacji mikroszczelin i ich wymiary. Wyniki zostały porównane i skorelowane ze standardowymi pomiarami laboratoryjnymi. Dokonano podziału przestrzeni porów na grupy, w zależności od wielkości porów. Podział ten pokazuje wewnętrzną strukturę porów, umożliwia pełną charakterystykę parametrów zbiornikowych skał. Opracowano modele 3D różnych typów węglanów. Wykazano wewnętrzne zróżnicowanie przestrzeni porowej poszczególnych skał. Rozpoznano i obliczono wymiary bardzo małych porów i mikropęknięć, niewidocznych podczas standardowych pomiarów laboratoryjnych. Analiza ilościowa pozwoliła określić takie parametry, jak średnia średnica porów lub powierzchnia właściwa. Stwierdzono silną liniową zależność między średnicą Fereta a powierzchnią właściwą porów. Iloraz tych dwóch parametrów pozwolił na powiązanie ich z lokalną grubością cząstki. Połączenie parametrów geometrycznych uzyskanych z obrazów CT dało nową, unikalną informację o analizowanych próbkach. Następnie, wyniki ilościowej analizy CT połączono z dostępnymi wynikami standardowych pomiarów laboratoryjnych, w tym NMR i MICP. W pracy wykorzystano nowe oprogramowanie poROSE (test materiałów poROus SoftwarE) wraz z nowymi algorytmami obliczeń parametrów petrofizycznych (np. krętości, powierzchni właściwej). Dzięki wysokiej rozdzielczości CT i nowej metodologii interpretacji parametrów geometrycznych przestrzeni, uszczegółowiono i dopracowano model 3D mierzonych skał. Metodologia ta może być stosowana do modelowania 3D, nie tylko w przypadku konwencjonalnych, ale także niekonwencjonalnych skał zbiornikowych.

Projekt finansowany przez: Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, program LIDER VI, LIDER/319/L-6/14/NCBR/2015: Innovative method of unconventional oil and gas reservoirs interpretation using computed X-ray tomography. Autorzy dziękują Polskiemu Górnictwu Naftowemu i Gazownictwu SA, za udostępnienie danych do projektu.



New method for quantitative analysis of pore space and microcracks in carbonates on the basis of computed X-ray tomography

***Edyta Puskarczyk, Paulina I. Krakowska, Mariusz Jędrychowski,
Paweł Madejski, Magdalena Habrat***

AGH University of Science and Technology in Krakow

The main goal of the study was qualitative and quantitative analysis of pore space and microcracks propagation in carbonates. Main laboratory technique used in the analysis was the computed X-ray nanotomography. The maximum spatial resolution obtainable from Nanotom S 180n General Electric Sensing & Inspection Technologies is about 500 nm, the smallest object volume is $0.125 \mu\text{m}^3$. The reconstruction of measured objects was done using the Feldkamp algorithm for cone beam X-ray CT. All the data was subjected to a filtering process using a 3D median filter. Analysis was carried out using 2D slices and 3D models from nanotomography results as an evaluation method. Standard petrophysical and geochemical laboratory measurement results were also analysed as an supplement to the CT results. Data set contains samples from different lithostratigraphical formations for results diversification and also for objects comparison. The research material were consisted of carbonate samples - limestones and dolomites. Using CT images total pore area (porosity from CT) were calculated. Pores were separated from microcracks. Direction of microcrack propagation and their dimensions were calculated. Results were compared and correlated with standard lab measurements. The division of the pore space into groups depending on the pore size was obtained. This division shows the internal pore structure of rocks, allows full characterization of reservoir abilities. A 3D models of different carbonate types were constructed. Internal heterogeneity of pore space was shown. It was possible to recognize and calculate dimensions even for small pores and microcracks, invisible during standard lab measurements. Quantitative analysis allows to determine such parameters as average pore diameter or specific surface area. There was a strong linear relationship between the Feret diameter and the Surface area. Dividing these two parameters allowed to refine the relationship and link it to the local thickness of particle. The combination of geometrical parameters obtained from CT images gives new, unique information about the analysed samples. The results were then combined with available results from standard laboratory tests, including NMR and MICP. New software poROSE (poROus materials examination SoftwarE) and new algorithms were used for petrophysical parameters (e.g. tortuosity, surface area) calculation. It was concluded, that due to high CT resolution and new interpretation methodology, we were constructed detailed model of measured carbonates. This methodology can be used for 3D rock modelling, not only for conventional but also for unconventional reservoirs.

The project is funded by the National Centre for Research and Development in Poland, program LIDER VI, project no. LIDER/319/L-6/14/NCBR/2015: Innovative method of unconventional oil and gas reservoirs interpretation using computed X-ray tomography. The authors wish to thank the Polish Oil & Gas Company for the data and core samples.



Model eksploatacyjny pojedynczego odwiertu w niekonwencjonalnym złożu gazu „tight” wraz z analizą wrażliwości kluczowych parametrów złoża i udostępnienia

Łukasz Klimkowski, Stanisław Nagy

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu

Opracowano jednodwiertowe modele symulacyjne obejmujące swoim zasięgiem strefę oddziaływania odwiertu (Stimulated Reservoir Volume) SRV zarówno dla odwiertów horyzontalnych jak i dla odwiertów pionowych. Do parametryzacji modeli wykorzystano uproszczone geologiczne modele statyczne złoża gazu w miocenie. Lokalne modele statyczne uzupełniono o model PVT oraz zależności przepuszczalności względnych od nasycenia. Krzywe fazowe charakteryzują się zróżnicowanym spadkiem przepuszczalności w funkcji nasycenia wodą sugerującym w niektórych przypadkach dużą gęstość szczelin. Przeprowadzono analizę symulacyjną wpływu wybranych parametrów na przebieg eksploatacji złoża gazu w piaskowcach o niskiej przepuszczalności. Zasadniczym celem pracy było porównanie eksploatacji układu jednootworowego w wariantach udostępnienia wynikającym z przyjętej technologii wiercenia (otwory pionowe/poziome) i szczelinowania strefy drenażu złoża „tight” (jedno i wieloetapowe szczelinowanie). Do budowy modelu przepuszczalności w symulatorze wykorzystano model RQI (Reservoir Quality Index) dla złóż typu „tight” wg Aguilery (2008). Wykonano analizę udostępnienia złoża (Completion Quality Index) CQI poprzez analizę wpływu parametrów szczelin hydraulicznych na wydobywanie. Uwzględnione parametry szczelin to: zasięg szczelin (połowa skrzydła szczeliny) x_p oraz przepuszczalność, k_{hf} . W przypadku odwiertu poziomego również odległość między szczelinami (ilość szczelin hydraulicznych). Analizę przeprowadzono dla porowatości 6% i odpowiadających jej przepuszczalności $k_m = 4,1 \mu D$ (dla $r_{p35} = 0,1 \mu m$) oraz $k_m = 19 \mu D$ (dla $r_{p35} = 0,2 \mu m$). Dla złoża 'tight' o relatywnie słabych parametrach hydraulicznych ($k_m = 4 \mu d$) wszystkie elementy udostępnienia mają jednakowe znaczenie. W szczególności jednoznacznie można potwierdzić przewagę udostępnienia złoża odwiertami poziomymi szczelinowanymi wieloetapowo nad odwiertami pionowymi. Zarówno przewodność szczelin, ich liczba jak też ich zasięg w równym stopniu odpowiadają za sukces procesu szczelinowania i procesu eksploatacji złoża. Nie analizowano rozkładu pola naprężeń wokół odwiertu, jednakże zakłada się, że azymut wykonywanych odwiertów jest przesunięty o 90° w odniesieniu do kierunku rozpoznanych naturalnych spękań i naturalnych szczelin. Dla złóż 'tight' o 'średnich' parametrach hydraulicznych tj. dla przepuszczalności matrycy ($k_m = 19 \mu d$) najważniejszym parametrem związanym z oczekiwanym szcerpaniem jest jakość wykonanej szczeliny (własności przewodności szczeliny), dopiero w drugiej kolejności pozostałe elementy udostępnienia tj. ilość szczelin i zasięg. Jednakże wszystkie wymienione parametry są krytyczne do uzyskania właściwego stopnia szcerpania strefy oddziaływania odwiertu. Analiza wpływu zasięgu oddziaływania odwiertu pozwala przyjąć wniosek, że im mniejsza jest strefa udostępniona danym odwiertem, czy to pionowym czy poziomym, tym większa jest oczekiwana wartość stopnia szcerpania tej strefy. Należy przyjąć, że im mniejsza przepuszczalność złoża, tym większa powinna być „gęstość” siatki odwiertów. Charakterystyka rozkładu przestrzeni porowej (wielkość dominujących kanałów porowych oraz rozmiar otwarcia kanału porowego) w połączeniu z rozkładem porowatości determinuje przepuszczalność skały zbiornikowej (RQI). O wielkości wydobywania i szybkości procesu szcerpania złoża decydują oba indeksy: RQI i CQI.



Productivity model of a single well in the tight gas field with reservoir and completion quality sensitivity analysis

Łukasz Klimkowski, Stanisław Nagy

AGH University of Science and Technology in Krakow, Faculty of Drilling, Oil and Gas

Single-well simulation models have been developed covering the SRV (Stimulated Reservoir Volume) for both horizontal wells and vertical wells. Simplified geological static models from the Miocene gas field area were used for the parameterization of the models. In numerical models, fracture networks have been implemented according to the recommended schemes (Klimkowski 2015). Local static numerical models were supplemented with the PVT model and relative permeabilities function. Phase curves are characterized by a diversified drop in permeability as a function of water saturation suggesting in some cases a local high fracture density. The simulation analysis of the impact of selected parameters on the operation of the gas reservoirs in tight sandstones was carried out. The primary purpose of the work was to compare the operation of a single-well system in the variants of availability resulting from the adopted technology of drilling (vertical vs. horizontal) and fracturing the tight reservoir drainage zone (single vertical vs. multiple vertical fractures). The RQI (Reservoir Quality Index) model for the tight reservoirs according to Aguilera (2008) was used to build the permeability model in the simulator. The CQI (Completion Quality Index) analysis was performed by analyzing the impact of hydraulic fracture parameters on gas production. The following parameters were taken into account: fracture length (half of the wing) x_p , and fracture permeability, k_{hf} . In the case of a horizontal well, also the distance between fractures and number of hydraulic fractures. The analysis was carried out for a porosity of 6% and its corresponding permeability using $k_m = 4,1\mu D$ ($r_{p35} = 0,1 \mu m$), $k_m = 19\mu D$ ($r_{p35} = 0,2 \mu m$). For a tight reservoir with relatively weak hydraulic parameters ($k_m = 4 \mu d$), all analyzed elements are equally important. In particular, the advantage of using horizontal drillings with multiple hydraulic fractures over vertical hydraulic fractured wells can be confirmed. Both the conductivity of fractures, their number as well as their range are equally responsible for the success of the fracturing process and the process of reservoir exploitation. The stress field distribution around the well was not analyzed. However, it is assumed that the azimuth of the wells being drilled is shifted by 90° about the direction of the natural fractures and natural fractures. For a tight gas reservoir with medium hydraulic parameters, i.e., for matrix permeability ($k_m = 19 \mu d$), the most critical setting influenced on gas productivity is the quality of the fracture (fracture conductivity), the remaining elements, i.e., the number of fractures and fracture distance are less important. However, all the parameters listed are critical to achieving the proper degree of depletion of the SRV. The analysis of the influence of the SRV allows concluding that the smaller the SRV available with a given well, whether vertical or horizontal, the higher the expected value of the degree of depletion of this zone. It should be assumed that the lower the reservoir permeability, the greater should be the drilling spacing. The characteristics of the pore space distribution (the size of the dominant pore channels and the opening size of the pore channel) in combination with the distribution of porosity determine the reservoir rock permeability (RQI). Both indices: RQI and CQI decide about the size of the gas extraction and the speed of the gas depletion process.



Dygitalizacja w przemyśle naftowym na przykładzie Voice of the Oilfield™

Sebastian Krocza

Halliburton Company Germany GmbH Polish Branch

W obecnych czasach przemysł naftowy i gazowniczy, zarówno upstream jak i downstream, skupia się na dygitalizacji. Dygitalizacja oferuje nowe rozwiązania w celu automatyzacji oraz optymalizacji procesów wykorzystywanych zarówno w eksploracji jak i eksploatacji złóż węglowodorów. Dzięki sztucznej inteligencji, analizie statystycznej oraz architekturze chmury możliwa jest maksymalizacja zysku i lepsza kontrola OPEX-u.

Wiele technologii z przemysłu informatycznego może zostać zastosowanych w celu zwiększenia produktywności danego pokładu węglowodorów. Olbrzymie ilości danych mogą być pobierane zarówno z sensorów pod powierzchnią jak i na powierzchni. W nowoczesnym przemyśle nafty i gazu takie dane poddawane są procesowaniu oraz obróbce analizy komputerowej w celu poszukiwania wszelkich anomalii. Jest to niesłychanie ważne dla lepszego zrozumienia złoża, produkcji oraz wielu innych czynników. Dużą wartość wnosi również możliwość monitoringu szczelności odwiertu oraz optymalizacji procesu selekcji odwiertów do remntów. Dzięki architekturze chmury, pobrane dane wyświetlane są w czasie rzeczywistym dla wszystkich poziomów korporacji, od inżynierów do dyrekcji. Daje to możliwość optymalizacji czasu potrzebnego na podjęcie strategicznych decyzji oraz lepszą kontrolę budżetu danego projektu.

Rozwiązania typu Well Construction 4.0™ oraz Voice of the Field™ są przykładami w jaki sposób firmy serwisowe odpowiadają na zwiększone zapotrzebowanie w obszarze dygitalizacji. Oba rozwiązania oferują ujednoliconą platformę, którą można zbudować z wielu różnych modułów. Umożliwiają one pobór oraz procesowanie danych dla ułatwienia podejmowania strategicznych decyzji. Dygitalizacja w tym wydaniu ma na celu maksymalizację wartości złoża poprzez proces inżynierski oraz współpracę różnych poziomów korporacji na znacznie wyższym poziomie.



Digitalization in Oil and Gas industry based on Voice of the Oilfield™ example

Sebastian Krocza

Halliburton Company Germany GmbH Polish Branch

Nowadays Oil and Gas industry, both upstream and downstream, puts a lot of attention to digitalization. Digitalization offers new, innovative ways to automate and optimize processes used in exploration and production of hydrocarbon deposits. Thanks to the artificial intelligence, analytics and cloud architecture, it is possible to maximize recovery and better control OPEX through the lifetime of the well.

Several technologies from IT industry can be utilized in order to maximize the value of the hydrocarbon assets. Big amount of data can be collected from subsurface and surface devices. In the modern oil and gas industry such data are processed through computer analytical machine in order to filter for any anomalies. This is extremely valuable for better understanding of reservoir quality, production and many other aspects. It also brings big value with possibility of real time wellbore integrity monitoring and optimization of the workover programs. Thanks to the cloud architecture data is displayed in real time to all corporation levels, from engineering to management, in order to optimize time for making strategic decisions and better control the budget.

Well Construction 4.0™ and Voice of the Field™ are examples how services companies answer to the growing demand for digitalization. Both offer a single platform where different modules can be built in. They are present to collect data, process the data and easy decision making, allowing to maximize the value of the asset through engineered solution and collaboration on a greater scale.



Realizacja koncepcji udostępniania złóż gazowych w niskoprzepuszczalnych piaskowcach czerwonego spągowca na obszarze monokliny przedsudeckiej z wykorzystaniem odwiertów krzywionych K/H

Krzysztof Magiera, Jacek Dudek

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

W dobie niskich cen węglowodorów będących powodem powszechnego trendu ograniczania wydatków w branży poszukiwawczo-wydobywczej, kluczową kwestią staje się maksymalizacja zysków przy jednoczesnej minimalizacji ryzyk inwestycyjnych. Dlatego w polskim przemyśle naftowym jednym z coraz częściej stosowanych rozwiązań jest realizacja koncepcji wykonania odwiertów kierunkowych (K), która umożliwia, w przypadku braku komercyjnego przyływu gazu, odwiercenie odcinka horyzontalnego (H), wykorzystując uprzednio zaprojektowaną trajektorię, bez ponoszenia nadmiernych kosztów wykonawczych. W niniejszym artykule przedstawiona została analiza koncepcji odwiertów K/H na przykładzie zrealizowanego przez firmę PGNiG S.A projektu Miłosław-5K/H. Ponadto, w celu zaprezentowania efektywności zaproponowanych rozwiązań, stworzony został model symulacyjny złoża gazu, którym potwierdzono skuteczność sposobu udostępnienia horyzontu złożowego odwiertami krzywionymi w relacji do standardowej konstrukcji odwiertów pionowych.



The realization of the concept of gas reservoir development in the low permeable Rotliegend sandstones in the Fore-Sudetic monocline using deviated K/H wells

Krzysztof Magiera, Jacek Dudek

Polish Oil and Gas Company

At the times of low hydrocarbon prices being the reason of a popular trend of reducing expenditures in the upstream sector, the key issue is maximization of profits at a simultaneous minimization of investment risks. Therefore, in the Polish oil and gas industry one of the more and more common solution becomes concept of drilling directional wells (K) intentionally designed to be easily converted into a horizontal (H) at the final stage of project execution, especially in case of lack of a commercial gas inflow from deviated well. That helps to reduce excessive costs of drilling and achieve better well performance on horizontal well. In this paper there was presented the comprehensive analysis of the concept to drill the K/H wells executed in the case of Miłosław-5K/H well by the PGNiG S.A. Moreover, in order to present the effectiveness of proposed idea, the authors built the gas reservoir simulation model in which there was proven the effectiveness of field development by drilling deviated wells in comparison to the typical, vertical well design.

Zintegrowany System Zarządzania Złożem

**Bartłomiej Kawecki, Piotr Wójcik, Krzysztof Pietrzyk, Grzegorz Paliborek,
Daniel Podsobiński**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Zintegrowany System Zarządzania Złożem (ZSZZ) zakłada kompleksowe podejście do zarządzania złożem opartego na modelach symulacyjnych. Polega on na połączeniu modeli geologiczno-złożowych wykonanych w programie Petrel/Eclipse, modelu odwiertów

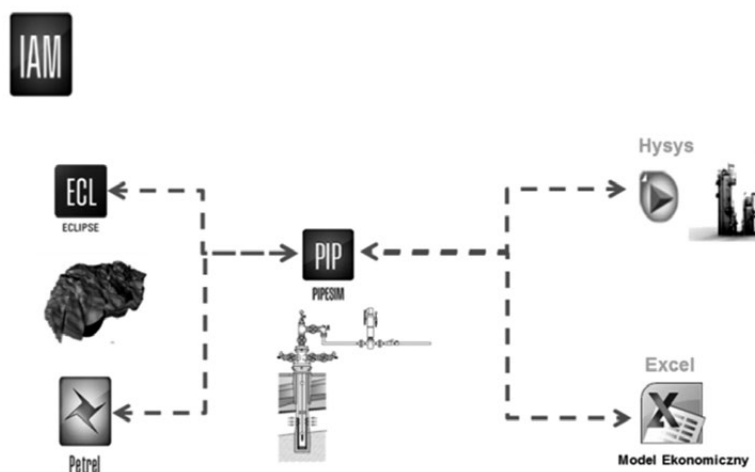
i rurociągów w programie Pipesim, instalacji napowierzchniowej w programie Hysys oraz analizy ekonomicznej wykonanej w MS Office. Takie podejście umożliwia bardziej kompleksowe i elastyczne ramy do podejmowania decyzji biznesowych, sprawne zarządzanie złożem, a także identyfikację potencjalnych zagrożeń oraz utrudnień na każdym etapie zagospodarowania. Dzięki integracji, modeli możliwa jest optymalizacja poszczególnych węzłów występujących w procesie wydobycia węglowodorów (tzw. „wąskich gardeł”), analiza niepewności każdego elementu oraz ich wpływ na finansowy wynik inwestycji. Integracja wszystkich ww modeli w obrębie jednej platformy znacznie ułatwia porównywanie różnych wariantów zagospodarowania złoża z uwzględnieniem niepewności na etapie geologiczno – złożowym poprzez niepewności infrastruktury napowierzchniowej po niepewności ekonomiczne.

Dla wypracowania zintegrowanego modelu, jako pierwsze wytypowano złożę gazu ziemnego Załęcze.

Eksploatację złoża Załęcze rozpoczęto w 1973 roku i obecnie jest złożem u schyłku eksploatacji. Niiski poziom skomplikowania złożowo-geologicznego oraz dostępność kompleksowych danych niezbędnych do utworzenia modeli symulacyjnych umożliwiło zbadanie potencjału złoża oraz infrastruktury napowierzchniowej pod kątem zwiększenia wydobycia, a także pozwoliło zapoznać się ze sposobem integrowania danych oraz tworzenia zintegrowanego modelu.

W zintegrowanym modelu zostały wzięte pod uwagę wszystkie aspekty geologiczne, eksploatacyjne jak i ekonomiczne. Wyniki analiz ukazują większe zasoby gazu jak również, że dzięki modernizacji istniejącego układu sprężarek, możliwe jest zwiększenie wydobycia gazu, poprzez wydłużenie eksploatacji ze złoża o kolejne 12 lat.

Poniżej został przedstawiony przykład rozwiązania integracji modeli.



Rys.1 Integracja Modeli na Platformie IAM.

Integrated Asset Modeling

**Bartłomiej Kawecki, Piotr Wójcik, Krzysztof Pietrzyk, Grzegorz Paliborek,
Daniel Podsobiński**

Polish Oil and Gas Company

The Integrated Asset Modeling (IAM) utilizes comprehensive approach to the management of the assets based on simulation models. It relies on combining Petrel geological and Eclipse models with well model and pipelines in the Pipesim program, surface facilities in AspenTech Hysys and economic analysis carried out in MS Office. This approach allows a more comprehensive and flexible framework for making business decisions, efficient field management as well as identification of potential threats and difficulties at every stage of development.

Due to model integration, it is possible to optimize common points/interfaces occurring in the process of hydrocarbon extraction (so-called „bottlenecks”), analysis of the uncertainty of each element and their impact on the financial result of the investment. The integration of all of the abovementioned models within a single platform makes much easier to compare different variants of the field development scenarios, taking into account the structural and engineering uncertainties as well as uncertainty of the surface facilities and economic uncertainties.

Zalecze gas field was selected as first for the development of an integrated model.

The exploitation of the Zalecze gas field began in 1973 and it is now almost depleted. The straight forward geological setting and the availability of comprehensive data necessary to create simulation models made it possible to study the potential of the field and the surface facilities optimization in terms of increasing extracted gas volume, as well as to familiarize with the method of integrating data and creating an integrated model.

The integrated model has taken into account all geological, operational and economic aspects. The results of the analyzes proved more gas resources available. Also due to the modernization of the existing compressor system, it could be possible to increase gas production by extending the life of the field by another 12 years.

An example of a solution for model integration is presented below.

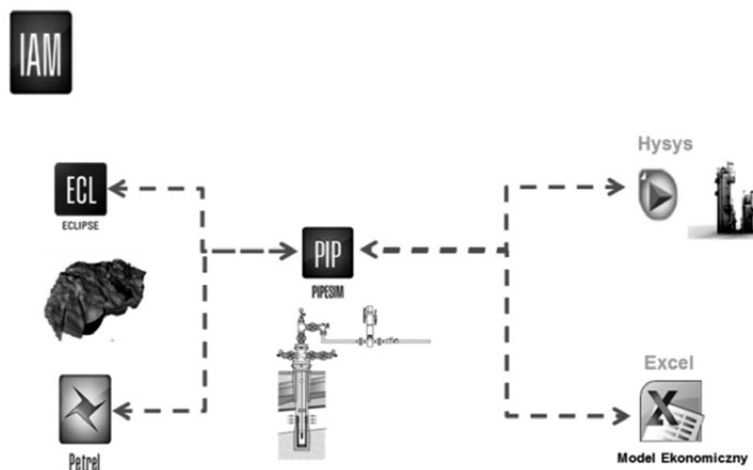


Fig.1 Integrated asset modeling platform.



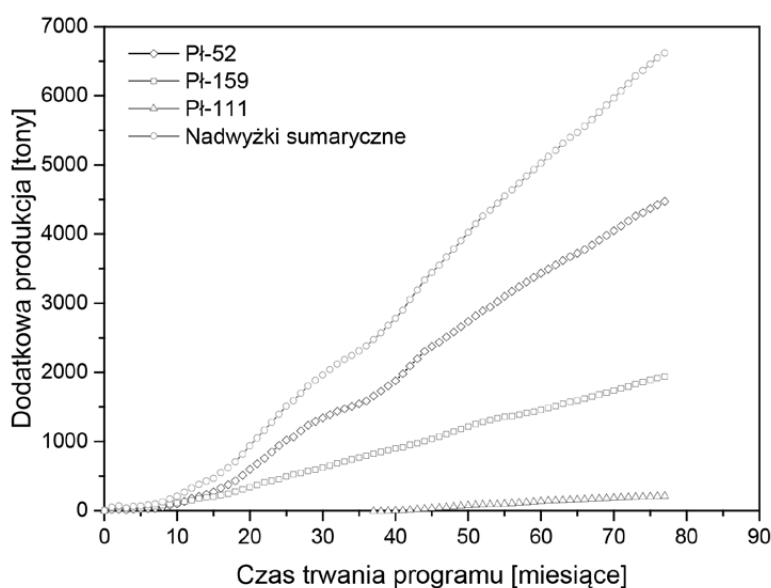
Nawadnianie mikrobiologiczne jako sprawdzony sposób efektywnej eksploatacji starych złóż ropy naftowej na Przedgórzu Karpat

Sławomir Falkowicz, Renata Cicha-Szot

Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy

Do chwili obecnej ze złóż karpacczych wydobyto blisko 13 mln ton ropy naftowej. Obecnie eksploatowane są to złoża stare o znacznym stopniu czerpania zasobów a więc wymagające zastosowania metod wtórnych czy trzecich. Ze względu na wielkość pozostałych zasobów tylko metody niewymagające wykonania nowych odwiertów mają racjonalne uzasadnienie ewentualnego zastosowania. Jedną z takich metod, zaliczana do metod trzecich, wspomaganie wydobywania jest metoda mikrobiologicznego nawadniania złoża. Metoda ta najczęściej jest łączona z klasycznym nawadnianiem i polega na jednokrotnym zatłoczeniu do złoża odpowiednio dobranych mikroorganizmów beztlenowych i ciągłym podawaniu do zataczanej wody melasy buraczanej i suplementów mineralnych. Zatłoczone do złoża mikroorganizmy kolonizują otoczenie odwiertu iniekcyjnego tworząc bioreaktor w którym cukier z melasy buraczanej rozkładany jest na ditlenek węgla (CO_2), środki powierzchniowo czynne rozpuszczalniki i inne. Wszystkie te produkty korzystne wpływają na proces eksploatacji złoża uwalniając dotychczas niewydobywane porcje ropy naftowej.

Program MNZ Pławowice rozpoczęto w październiku 2011 roku zatłaczając do odwiertu Pł-311 ok. 5 m³ mikrobiologicznej cieczy roboczej zakładając oddziaływanie tego odwiertu na odwierty Pł-52 i Pł-159. We wrześniu 2014 dokonano iniekcji mikroorganizmów do odwiertu P-318 oddziaływującego na odwiert P-111 oraz reiniekcji do odwiertu Pł-311. Operację tą powtórzono w czerwcu 2017. Po 77 miesiącach trwania programu z trzech odwiertów uzyskano łącznie ok. 6600 ton dodatkowej ropy o rynkowej wartości ok. 14 mln, PLN. Szacuje się, że koszt wydobywania każdej dodatkowej baryłki (ok. 159 litrów) ropy naftowej na złożu Pławowice zamyka się kwotą ok. 7,4 \$/bbl lub ok. 200 PLN/tonę co czyni program MNZ Pławowice bardzo efektywnym ekonomicznie.



Rys. 1. Nadwyżki ropy w programie MNZ Pławowice

A Success Story of Pławowice MEOR Project

Sławomir Falkowicz, Renata Cicha-Szot

Oil and Gas Institute - National Research Institute

Until now, almost 13 million tons of oil have been extracted from the Carpathians deposits. Currently, only mature fields with significant recovery factor are being exploited and therefore in order to extract more oil demanding application of secondary or ternary recovery methods. One of the tertiary method is microbially enhanced oil recovery (MEOR). One of the most effective varieties widely understood MEOR technology is the technology of microbial enhanced waterflooding. MEOR is modified waterflooding treatment in which only one time suitable bacteria strains, which can grow under the anaerobic reservoir conditions are injected to the reservoir bed. Then, standard waterflooding is continued but to injected brine the nutrients (for example beet molasses and mineral supplements) is added. Microbes injected to the reservoir colonize the surroundings of the injector forming bioreactor in which sugar from molasses is converted into carbon dioxide (CO₂), surfactants, solvents and others. All of these products have a positive effect on recovery process and release hitherto unrecoverable oil deposits.

MNZ Pławowice program has started in October 2011 by the injection of ca. 5 m³ of microbiological treatment fluid to PL-311 well which affect the production of wells PI-52 and PI-159. On September 2014 program was expanded and microbes were not only reinjected to well PI-311 but also injected to well P-318 which affect on well PI-111. That operation was repeated once again in June 2017. After 77 months of MNZ Pławowice program duration from only three producers a total of ca. 6600 surplus crude oil production worth ca. 14 mln PLN was obtained. Estimated cost of the incremental production of each barrel of oil is ca. 7.4 \$/bbl or ca. 200 PLN/tone of oil, what makes that program economically efficient.

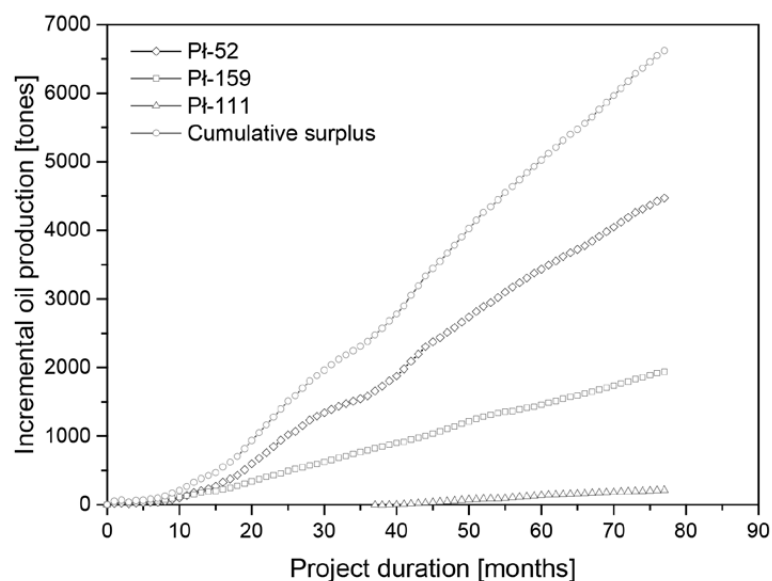


Fig. 1. Surplus oil production during MNZ Pławowice program

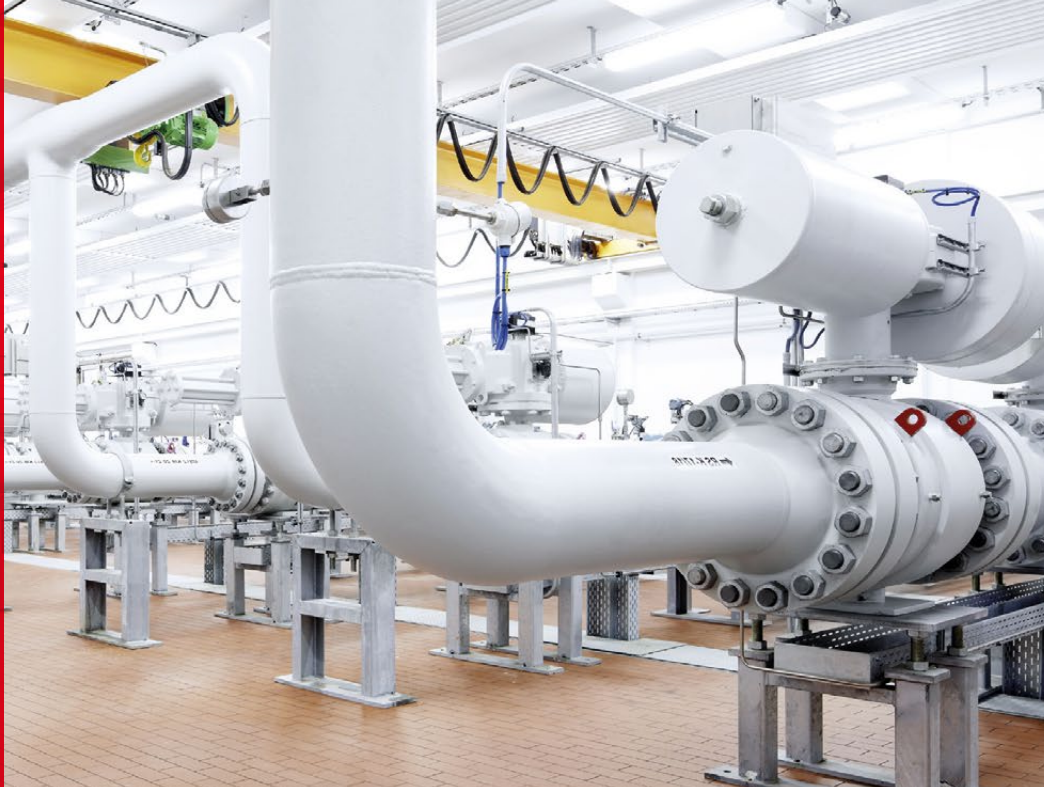
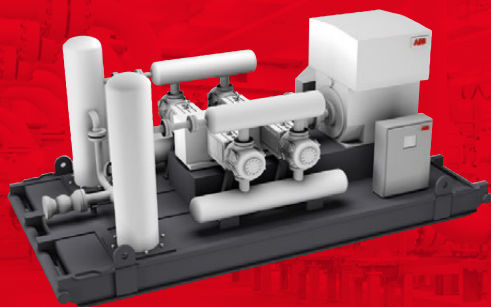


ABB c-House®

Modułowe rozwiązania pakietów kompresorowych

Zestawy kompresorowe o budowie modułowej (c-House) to przełom w dziedzinie projektowania, budowy, instalacji i uruchamiania urządzeń sprężających gazu. Wszystkie technologiczne urządzenia, układy elektryczne oraz system zasilania i sterowania, a także systemy diagnostyki zamontowane są na jednej modułowej platformie lub w przypadku większych urządzeń – kilku platformach. Wykorzystanie standardowych modułów skraca czas realizacji projektu, obniża koszty wytwarzania oraz poprawia jakość produktu, a strategiczne partnerstwo ABB ze światowym liderem w produkcji tłokowych sprężarek gazu – firmą Ariel Corporation – gwarantuje najwyższą jakość dostaw oraz usług serwisu i wsparcia technicznego. Modułowe rozwiązania pakietów kompresorowych ABB c-House to gwarancja niezawodności i niskich kosztów operacyjnych, a także zupełnie nowe możliwości w zakresie cyfrowej diagnostyki, pozyskiwania i analizy danych. abb.pl



Kompetencje ABB w zakresie sprężania gazu

Jakub Adamczyk, Piotr Lipnicki

ABB Sp. z o.o.

ABB od lat prowadzi działalność w branży gazu, ropy naftowej oraz petrochemii i w przemyśle paliwowym, z powodzeniem wprowadzając rozwiązania przemysłowe dla produkcji, przeróbki, transportu, magazynowania i dystrybucji węglodorów oraz innych produktów charakterystycznych dla tych branż.

Grupa ABB realizuje zarówno dostawy wyspecjalizowanych systemów, obejmujące w szczególności agregaty sprężarkowe w oparciu o kompresory tłokowe, tłocznie i stacje kompresorowe gazu ziemnego, jak i projekty inwestycyjne w formule „pod klucz”.

Historia zaangażowania polskiego oddziału ABB w branżę ropy, gazu i petrochemii sięga początku lat pięćdziesiątych, kiedy to ABB zrealizowało prestiżową inwestycję budowy pięciu tłoczni na linii Gazociągu Jamalskiego. Współpracę z zagranicznym dostawcą sprężarek postanowiono kontynuować w ramach pakietowych dostaw kompresorów tłokowych gazu, na które szczególnie duże zapotrzebowanie zgłaszała rodzimy rynek gazowy i naftowy. Wkrótce ABB zostało autoryzowanym packagerem co w kolejnych latach doprowadziło do zrealizowania ponad 40 dostaw na terenie Polski i Rosji – między innymi potężnych, półtora megawatowych kompresorów dla tłoczni systemowych w Krzywej i Jelenio-
wie czy wysoce skomplikowanych technologicznie maszyn dla prestiżowej inwestycji LMG realizowanej w Międzychodzie, w łącznej liczbie siedmiu sztuk.

Typowa dostawa pakietowa agregatu kompresorowego składa się ze sprężarki tłokowej napędzanej silnikiem spalinowym lub elektrycznym o prędkości regulowanej falownikiem, układu filtracji, chłodnicy powietrznej lub wodnej, układu olejowego, grzewczego, drenażowego oraz szeregu innych instalacji niezbędnych do prawidłowej pracy obiektu. Za bezpieczeństwo sprężarki odpowiada system sterowania wraz z rozbudowaną automatyką a za zasilanie układ elektryczny doprowadzający niskie lub średnie napięcie do silnika i pozostałych urządzeń. Całość pakietu osadzona jest na stalowej ramie i najczęściej przykryta obudową kontenerową, która z jednej strony pełni rolę osłony urządzeń przed warunkami zewnętrznymi i jest miejscem montażu instalacji alarmowych, oświetlenia oraz dźwignicy, a z drugiej stanowi osłonę dla otoczenia przed szkodliwym hałasem generowanym przez sprężarkę.

W każdej z aplikacji i z uwzględnieniem zastosowania kompresora, ABB korzysta ze wsparcia wykwalifikowanych i zaufanych partnerów – producentów filtrów, chłodnic, orurowania, konstrukcji stalowych itp. W przypadku urządzeń elektrycznych oraz automatyki, które stanowią znaczny udział w pakiecie, ABB z powodzeniem wykorzystuje wytwarzane przez siebie produkty. Dotyczy to w szczególności silników, falowników, elementów systemu automatyki i instalacji elektrycznych ale i systemów sterowania i bezpieczeństwa, jak również szeregu usług związanych z projektowaniem i certyfikacją, które ABB wykonuje samodzielnie.

Elementem zasługującym na uwagę jest świadczony przez wykwalifikowaną kadrę ABB serwis gwarancyjny oraz szereg usług pogwarancyjnych, które pozwalają ABB na utrzymanie kontaktu z Klientem oraz uruchomionym urządzeniem.



Digital solutions for rotating equipment

Jakub Adamczyk, Piotr Lipnicki

ABB Ltd.

The low price of oil barrels has been a disruptive force in the oil and gas production chain.

The upstream producers, which used to be supported by the high price of the produced goods, had to reconsider their strategy to survive in a new challenging market scenario. The downstream and chemical operators, which were used to a low-profitability and high competition, now have the chance to increase their profits and start cautious investments.

This challenging new scenario is the perfect ground for the entrance of Internet of Things (IoT) and new digital technologies in a traditionally conservative and innovation resistant industry. The way the IoT technologies are entering into the oil and gas industry is based on several layers.

The lowest level is based on distributed and low cost sensors that allow to harvest more data across the plant. These data are then collected and crunched to generate useful analysis of the status of the assets and of the overall plant. The information from different plants are then collected through a cloud-based environment, that enables even more advanced analysis to define the operating strategies for large industrial sites. ABB presents a solution to take advantage of the latest IoT technologies, to support the end users with services and expertise, by turning data insights into direct action and generate user value.

In process industries, the most critical assets are the rotating equipment, such as electrical motors, pumps, compressors, fans, etc. By applying Smart Sensors to them we are able to collect the fundamental data and inject them into the infrastructure. For example Smart Sensors specific for electric motors monitor the amount of energy flowing through an LV motor as well as frame vibrations. Other sensors measure the vibrations and temperature of the machine bearings. The data stream generated by sets of sensors are then collected by wireless gateways and analyzed locally, converting raw data into useful insights. The entire fleet of monitored assets is displayed in a single dashboard page and the potential threats for the machine performance are aggregated in: Process, Mechanical, Electrical and Control groups. This allows to investigate the issues related to particular disciplines, without losing a holistic overview of the machine status. Another important aspect of this application is the focus on predictive maintenance. Instead of generating alarms when an asset fails, reports are generated providing forecasts regarding the residual lifetime of each machine, with details about which component is going to fail first. This way, the maintenance and service engineers can take proactive actions to avoid damages and production losses. When a data analytics engine application is connected to a cloud infrastructure, the plant engineers can take advantage of global support from specialists who monitor the status of each connected device, diagnosing upcoming issues and helping the plant engineers to define the best strategies for a smooth and profitable site operation. Special attention is payed to ensure that all the communication between the site and the remote service centers are not impacting the safe operation of the plant and according the latest cyber-security regulations.



Technologie bezwykopowe dla budowy gazociągów w Polsce - możliwości i ograniczenia

Rafał Wiśniowski, Jan Ziąja

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu

Stosowanie technologii bezwykopowych ma swoje początki w pierwszej połowie XX wieku. Pierwotnie była to bardzo prosta i prymitywna metoda – wpychanie rur młotami. Miała ona jedynie zastosowanie dla przekroczeń wąskich przeszkód terenowych. Jednak z biegiem lat, dokonał się gigantyczny postęp technologiczny i powstała bardzo duża różnorodność ich odmian. Dająca wybór najnowocześniejszej, racjonalnej metody budowy liniowych sieci podziemnych. Obecnie osiągnięcie dystansu 1000 m instalacji rurociągu w jednym odcinku staje się standardem nawet dla średnic powyżej DN 1000. Ustanowiony w 2017 roku rekord świata, w długości instalacji, dla technologii HDD to 4606 m. Aby przedstawić różnorodność obecnie dostępnych na świecie technik bezwykopowych wystarczy przytoczyć ich podział zaproponowany przez The International Society for Trenchless Technology (Międzynarodowe Stowarzyszenie Technologii Bezwykopowych). Stowarzyszenie to rozróżnia następujące techniki budowy podziemnych instalacji rurowych:

- przeciski pneumatyczne wykonywane tzw. kretem (Impact Molding),
- sterowane rury (Pilot Tube),
- przewiertki poziome świdrem (Auger Boring),
- pneumatyczne wbijanie rur stalowych (Impact Ramming),
- horyzontalne przewiertki sterowane (Horizontal Directional Drilling),
- przeciski hydrauliczne (Pipe Jacking),
- mikrotunelowanie (Microtunnelling).

Jednak w ostatnich latach technologie bezwykopowe wzbogaciły się o nowe dwie metody tj.:

- Easy pipe;
- Direct pipe.

O ile, również w Polsce nie trzeba już projektantów i inwestorów przekonywać co do zasadności użycia technologii bezwykopowej do budowy nowych sieci. To już wybór konkretnej metody przysparza wiele trudności. Dlatego też autorzy w referacie chcą przybliżyć te metody przedstawiając obiektywnie ich zalety i wady. Zaproponowane zostały też kryteria wyboru najodpowiedniejszej techniki w danych warunkach geologiczno-terenowych. Swoje rozważania autorzy oparli na analizie przypadków przemysłowych zrealizowanych w Polsce w ostatnich latach z udziałem technologii bezwykopowych.



Trenchless technologies for pipeline construction in Poland – possibilities and limitations

Rafał Wiśniowski, Jan Ziąja

AGH University of Science and Technology in Krakow, Faculty of Drilling, Oil and Gas

Trenchless technologies date back to the first half of the 20th century. Originally this was a simple and primitive method lying in hammering the pipes into the ground. It was applicable only when passages through narrow terrain obstacles was involved. With time a gigantic technological progress was observed and a variety of methods were worked out, thanks to which most advanced and rational solutions of underground pipeline construction can be selected. Presently a pipeline section 1000 m long is standard, even for diameters exceeding DN 1000. The world's record of 2017 for this type of installation performed in HDD technology is 4606 m. The variability of available trenchless technologies can be illustrated by the division presented by The International Society for Trenchless Technology:

- Pneumatic Impact Molding,
- Pilot Tube,
- Horizontal Auger Boring,
- Pneumatic Impact Ramming of steel pipes,
- Horizontal Directional Drilling,
- Pipe Jacking,
- Microtunnelling.

Recently two more solutions became available, i.e.:

- Easy pipe;
- Direct pipe.

Neither investors nor designers have to be convinced to the trenchless technology as a method of building new pipeline networks, though many problems appear when it comes to the choice of the right method. Therefore authors decided to present these methods objectively showing their advantages and disadvantages, and suggesting criteria according to which the most appropriate techniques should be used in given geological and landscape conditions. The considerations were based on the analysis of industrial cases recently realized in Poland with the use of trenchless technology.



ZAPEWNIAMY BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE



www.gaz-system.pl



Effective and Efficient Project Execution at Existing Facilities

Ryan Besserer

HOCS PROJECTS

Leading oil & gas companies understand that productivity and profitability are linked. Now, more than ever, companies rely on their engineering partners to deliver innovative design solutions proven to increase throughput, enhance safety and maximize efficiency. Global declines in commodity prices have led to major shifts in the workforce at these companies forcing them to heavily rely on fewer people to complete their projects. Capital for new projects is harder to justify leading to industry leaders expanding or modifying existing ones.

Increasing the throughput of existing facilities can be accomplished many ways but knowing which will work for any given facility takes years of experience. Our leadership team has over 200+ years of combined experience solving problems in hardhats and coveralls, rather than with computers and software.

Imagine successfully installing a facility expansion with a 60% CAPEX savings based on a thorough GAP analysis and operational optimization which revealed areas not requiring further modification or hardware to meet the project goals. Further to that, the project is completed with 0 engineering error RFI's and no further modifications are required to the facility because your engineering partner understands how each component affects adjacent ones.

By dissecting various projects completed in the midst of the global downturn our team has been able to focus on certain key models that bring cost effective and efficient execution to expansion, troubleshooting, operational optimization, debottlenecking and retrofit projects at existing facilities.

**B
15**



Kogeneracja przemysłowa na przykładzie bloków gazowo-parowych we Włocławku i Płocku

Krzysztof Witkowski, Tomasz Jakubowski

PKN ORLEN S.A.

Prezentacja będzie zawierała podstawowe informacje o PKN ORLEN jako jednej z wiodących firm rafineryjnych i petrochemicznych w Europie Środkowo-Wschodniej, która zdecydowała się na budowę segmentu energetycznego w ramach strategii firmy. Przedstawimy informacje dotyczące aktywów energetycznych w Grupie Kapitałowej ORLEN oraz kluczowe czynniki decydujące o budowie nowych aktywów energetycznych we Włocławku i Płocku.

Prezentacja dotyczy budowy bloku Bloku Gazowo – Parowy CCGT Płock o mocy ok. 600MWe z najnowocześniejszą turbiną gazową klasy „H” na świecie oraz budowy bloku we Włocławku o mocy ok. 460MWe z turbiną gazową klasy „F”.

Kolejne części poświęcone są prezentacji parametrów naszych bloków i ich opisowi, aby widz mógł łatwo zrozumieć sposób jego działania i możliwości wytwórcze. Na przykład dzięki możliwości pracy bloku w Płocku w różnych trybach, dostosowany jest on do elastycznego zaspokajania potrzeb energetycznych zarówno PKN Orlen jak i krajowej sieci energetycznej.

Szczególną uwagę zwrócono na nowoczesność w skali globalnej zastosowanych rozwiązań i najwyższą na świecie sprawność wytwarzania energii elektrycznej wśród zawodowych elektrowni ciepłych. Widz dowiaduje się także, jak bardzo restrykcyjne normy środowiskowe zostały spełnione.

Pokażemy również proces przetargowy i kluczowe kryteria wyboru jej głównego wykonawcy.



Industrial cogeneration on the example of combined cycle gas turbines in Włocławek and Płock

Krzysztof Witkowski, Tomasz Jakubowski

PKN ORLEN S.A.

Presentation will show the basic information on PKN ORLEN SA as one of the leading companies in the Middle east Europe and who decided, as one of the points of the Company strategy, to build own Energy segment. We are going to present information on energetic activities in the ORLEN Group as well as key aspects wich prejudged the construction of new activities in Wloclawek and Plock.

The presentation concerns construction of CCGT in Płock, with nominal power of ca 600 MWe, equipped with the world most modern gas turbine of class „H” and the plant in Wloclawek with nominal power of ca 460 MWe, equipped with gas turbine of class „F”.

The following parts of the presentation will consist of our blocks parameters and their description in a manner that the audience would easily understand the operation principles and the production capabilities. For example, thanks to possibility of running in several modes, The Plock plant is adjustable to flexible fulfilment of the energy needs of PKN ORLEN as well as the national grid.

Special attention is set to the applied solutions beeing globally new and of the highest currently known efficiency in commercial thermal power plants. The audience will also be informed on how very restrictive environmental norms have been fulfilled. We are also going to present the procurement proces and the key aspects of choosing of the contractor.



Wykorzystanie zaawansowanych narzędzi i rozwiązań w celu poprawy efektywności energetycznej

Przemysław Kowalski

Zespół Efektywności Energetycznej Procesów Produkcyjnych,
Biuro Efektywności i Optymalizacji Produkcji
PKN ORLEN S.A.

Koszt energii to największy koszt OPEX w przemyśle rafineryjnym. W Europie wynosi około 50-70% całkowitych kosztów (bez kosztu surowca). Kluczowe znaczenie ma doskonałość operacyjna i poprawa efektywności energetycznej. Zaawansowane narzędzia poprawy efektywności energetycznej w dużych zakładach przemysłowych takich jak PKN ORLEN umożliwiają kontrole i optymalizacje pracy złożonych systemów (wodór, paliwa, para, woda, energia elektryczna, kondensaty). W zależności od złożoności Rafinerii oraz synergii z petrochemią, potencjalne oszczędności mogą wahać się od 0,2 do 5% całkowitych kosztów produkcji energii. Całkowita optymalizacja kosztów produkcji energii wymaga modelu do predykcji i optymalizacji.

Optymalizacja codzienna stosowana w PKN ORLEN:

- Energy Management System - codzienna optymalizacja kosztów energetycznych
- Monitoring pracy wymienników - monitorowanie zabrudzenia wymienników
- Monitoring szybkości korozji wybranych układów

Optymalizacja inwestycyjna to:

- Analizy PINCH - integracja cieplna instalacji
- Analizy what-if z zastosowaniem nieliniowych modeli predykcyjnych

Jednym z przykładów wykorzystania zaawansowanych narzędzi poprawy efektywności energetycznej w PKN ORLEN w Płocku jest zrealizowany projekt „Odzysku ciepła odpadowego poprzez integrację cieplną” na instalacji Hydroodsiarczania Oleju Napędowego. Efektem jest znaczne zmniejszenie energochłonności instalacji oraz emisji CO₂ co bezpośrednio przekłada się na dodatni efekt ekonomiczny dla firmy.

Skupiamy się na doskonałości operacyjnej - poprawa efektywności energetycznej jest jednym z najważniejszych celów w rafinerii, a wszystkie nasze działania w zakresie ograniczenia zużycia energii mają pozytywny wpływ na środowisko poprzez redukcję emisji.



The use of advanced tools and solutions to improve energy efficiency

Przemysław Kowalski

Production Process Energy Efficiency Team
Production Efficiency and Optimisation Office
PKN ORLEN S.A.

Cost of energy is the largest cost in refinery business and in Europe region is about 50-70% of total cost (except of crude oil). Operational excellence and energy efficiency improvement are crucial. Advanced tools for improving energy efficiency in large industrial plants like PKN ORLEN enable control and optimization of complex systems (hydrogen, fuels, steam, water, electricity, condensates). Depends on refinery complexity and possible synergy with petrochemical, potential saving can vary between 0.2- 5% of total costs of energy production. Total cost optimisation of energy production requires model for prediction and optimization.

Daily optimisation in PKN ORLEN:

- Energy Management System - daily optimisation of energy costs
- Heat exchanger monitoring- contamination monitoring
- Corosion monitoring in specific area

Investment optimisation:

- PINCH analysis
- "What if" analysis using non-linear predictive model

One example of the use of advanced tools to improve energy efficiency in PKN ORLEN in Płock there is project "Waste heat recovery by heat integration" in Hydro Desulfurization Plant. The effect is a reduction of energy consumption and CO₂ emission which generates positive economic effect for company.

We focus on operational excellence - energy efficiency improvement is one of the most important goals in Downstream and all our activities in energy consumption reduction have positive impact for environment by emission reduction.

Efektywność energetyczna – co to jest i dlaczego warto szukać miejsc poprawy efektywności energetycznej

Paweł Płachecki

**Dział Efektywności Energetycznej, Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA**

Zgłębiając zagadnienie efektywności energetycznej w pierwszej kolejności należy wspomnieć o efekcie użytkowym, czyli efekcie uzyskanym w wyniku dostarczenia energii do danego obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji – przykładowo wykonanie pracy mechanicznej, zapewnienie komfortu cieplnego lub oświetlenia. Efektywność energetyczną zdefiniować bowiem możemy jako stosunek uzyskanej wielkości efektu użytkowego danego obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, w typowych warunkach ich użytkowania lub eksploatacji, do ilości zużycia energii przez ten obiekt, urządzenie techniczne lub instalację albo w wyniku wykonanej usługi niezbędnej do uzyskania efektu użytkowego.

W tym miejscu warto wspomnieć o pojęciu sprawności energetycznej, częściej spotykanym w opracowaniach naukowo-technicznych, a w szczególności w charakterystykach opisujących urządzenia, instalacje lub procesy technologiczne. Podkreślić należy, że sprawność podobnie jak efektywność to skalarna bezwymiarowa wielkość określająca w jakim stopniu w danym procesie przekształcana jest energia jednego rodzaju w energię innego rodzaju lub w efekt użytkowy w przypadku gdy mówimy o efektywności energetycznej, który też w praktyce można wyrazić w jednostkach energii.

Reasumując, zarówno sprawność energetyczna jak i efektywność energetyczna są parametrami określającymi efektywność wykorzystania paliwa, które charakteryzują dany obiekt, zatem dopiero porównanie tych parametrów dla różnych obiektów lub tego samego obiektu ale przed i po przeprowadzeniu pewnych zmian i usprawnień pozwala wykazać, który obiekt jest bardziej sprawny – efektywny energetycznie w pierwszym przypadku lub w drugim przypadku udokumentować, iż zmiany i usprawnienia przyniosły wymierny efekt w postaci poprawy efektywności energetycznej danego obiektu. Bezpośrednim skutkiem poprawy efektywności energetycznej jest niewątpliwie efekt w postaci oszczędności energii, w ilości stanowiącej różnicę między energią potencjalnie zużytą przez obiekt, urządzenie techniczne lub instalację w danym okresie, przed zrealizowaniem jednego lub kilku przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, a energią zużytą przez ten obiekt, urządzenie techniczne lub instalację w takim samym okresie, po zrealizowaniu tych przedsięwzięć i po uwzględnieniu znormalizowanych warunków zewnętrznych wpływających na zużycie energii.

Zatem efektywność energetyczna sama w sobie jest niewątpliwie istotnym parametrem, ale bez porównania, czyli zestawienia co najmniej dwóch przypadków, odnoszących się najlepiej do tego samego lub przynajmniej zbliżonego efektu użytkowego, informacja o niej wydaje się jednak niepełna. Nie jest bowiem możliwe potwierdzenie, iż nastąpiła poprawa efektywności energetycznej, co stanowić powinno cel podejmowanych działań, skutkujący uzyskaniem wymiernych korzyści w postaci oszczędności energii.

Czym natomiast nie będzie poprawa efektywności energetycznej – działaniem polegającym na bezrefleksyjnym ograniczeniu zużycia energii, w szczególności w oderwaniu od zapewnienia na wymaganym poziomie wspomnianego na wstępie efektu użytkowego.

Na postawione pytanie dlaczego warto szukać miejsc gdzie możliwa jest poprawa efektywności energetycznej, odpowiedź wydaje się wręcz naturalna – energia, której nie zużyto, ale mimo to osiągnięto zamierzony efekt użytkowy, jest dla nas w pewnym uproszczeniu najtańsza i najczystsza, bowiem można powiedzieć, że praktycznie bezkosztowa i nie mająca negatywnego oddziaływania na środowisko.



Energy effectiveness - what is it and why it is worth looking for places to improve energy effectiveness?

Paweł Płachecki

Energy Efficiency Unit, Innovation and Business Development Department
of Polish Oil and Gas Company

Exploring the issue of energy effectiveness in the first place it should be mentioned about the utility effect or the effect obtained as a result of energy supply to a given facility, technical device or installation - for example, performance of mechanical work, provision of thermal comfort or lighting.

We can define energy effectiveness as the ratio of the obtained quantity of utility effect of a given facility, technical device or installation, in typical conditions of their use or operation, to the quantity of energy consumed by this facility, technical device or installation, or as a result of the service performed necessary to obtain the utility effect.

At this point, it is worth mentioning the notion of energy efficiency, more often encountered in scientific and technical elaborations, and in particular in characteristics describing devices, installations or technological processes.

It should be emphasized that efficiency as well as effectiveness it is a scalar, dimensionless quantity determining to what extent in a given process the energy of one kind it is transformed into another kind of energy or into the utility effect in case when we talk about energy effectiveness which can also be expressed in practice in energy units.

Summing up both energy efficiency and energy effectiveness are parameters determining the effectiveness of fuel utilisation, which characterize a given facility, therefore only comparison of these parameters for different facilities or the same facility but before and after conducting some changes and improvements allows indicating which facility is more energy efficient – energy effective in the first case or in the second case, documenting that changes and improvements have brought a measurable effect in the form of improvement of energy effectiveness of a given facility.

The direct effect of energy effectiveness improvement is undoubtedly the effect in the form of saving energy, in the quantity constituting the difference between the energy potentially used by the facility, technical device or installation in a given period, before implementation of one or several projects serving to improvement of energy efficiency and the energy consumed by this facility, technical device or installation in the same period, after implementation of these projects and after taking into account the normalized external conditions affecting the energy consumption.

Thus, energy efficiency in itself is undoubtedly an important parameter, but without a comparison, or a statement of at least two cases, relating best to the same or at least a similar utility effect, however, the information about it seems incomplete. Since it is not possible to confirm that an improvement in energy efficiency has been occurred what should constitute the purpose of the actions taken, resulting in obtaining measurable benefits in the form of energy savings.

On the other hand, what will not be an improvement of energy efficiency - an action consisting in an unreflective reduction of energy consumption, in particular in isolation from the assurance of the utility effect mentioned at the beginning at the required level.

To the question asked why it is worth to look for places where the improvement of energy effectiveness is possible, the answer seems to be almost natural - the energy that has not been consumed, but nevertheless the intended utility effect has been achieved, is the cheapest and the cleanest for us in a certain simplification because it can be said that it is practically cost-free and has no negative impact on the environment.



System Zarządzania Energią (SZE) – narzędzie do planowania, nadzoru i poprawy efektywności energetycznej

Marek Czaja

Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Ograniczenia energochłonności produkcji i poprawa efektywności energetycznej to niezwykle ważne i istotne cele, które nie tylko zostały zapisane w wytycznych UE – mieszczą się w znanym wszystkim określeniu 3x20% (20% energii z OZE, 20% zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych i 20% poprawa efektywności energetycznej) ale powinny stać się motywem przewodnim w działalności każdego podmiotu prowadzącego działalność gospodarczą. Osiągnięcie zakładanego efektu ekonomicznego związanego z ograniczeniem zużywanej energii a właściwie optymalizacją gospodarki energią i racjonalizacją jej zużycia, możliwe jest poprzez wdrożenie zmian w dwóch obszarach/kategoriach – organizacyjnym i technicznym.

System Zarządzania Energią to działanie z kategorii organizacyjnej ale z elementami obszaru technicznego. Skuteczne wdrożenie powinno przyczynić się do poprawy wyniku energetycznego, a co za tym idzie do obniżenia kosztów zużycia energii oraz stopnia oddziaływania na środowisko. SZE jest opisany w normie PN-EN ISO 50001:2012. Standard został tak przygotowany aby nie narzucać parametrów czy granic, których nie powinno się przekroczyć czy wyników, które powinno się osiągnąć. Jest to zestaw wytycznych do ustalenia racjonalnego dla każdej organizacji elementów systemu zarządzania energią oraz przedstawia metodykę dochodzenia do efektywnego wdrożenia zaleceń, co w konsekwencji ma służyć poprawie wyniku energetycznego organizacji. W ramach SZE sami formułujemy najważniejsze zasady, przyjmujemy kierunki działań, stawiamy cele ale i ustalamy granice funkcjonowania systemu w taki sposób aby wypełnianie przyjętych zasad nie stało się kolejnym narzuconym obowiązkiem. Najwyższe kierownictwo w ustalonej polityce energetycznej formułuje kluczowe zasady, kierunki działań, deklaruje swoje zaangażowanie w realizację celów i ciągłe doskonalenie.

Najważniejsze przy „projektowaniu” a następnie wdrażaniu SZE jest „uszywanie na miarę” czyli zgodnie z ambicjami organizacji ale również z uwzględnieniem faktu, iż kolejne wdrożenie, kolejnego systemu zarządzania (jakością, środowiskiem oraz bezpieczeństwem i higieną pracy) może zostać potraktowane przez pracowników jako dodatkowy zestaw wymagań i obowiązków utrudniających „normalną” - codzienną pracę, która przynosi organizacji przychody. Przed wdrożeniem SZE w dużej wielowydziałowej organizacji, celowe jest przeprowadzenie pilotażowego wdrożenia w kilku obiektach/obszarach. Takie działanie pozwoli na ograniczenie ilości i zakresu popełnionych błędów a po przeprowadzonych analizach dokonanie właściwych korekt.

Obowiązująca od października 2016 roku nowa ustawa o efektywności energetycznej wskazuje SZE i wykonywane w jego ramach audyty energetyczne jako alternatywę do przeprowadzania cyklicznie co 4 lata obowiązkowego audytu energetycznego przedsiębiorstwa. Identyfikowane w ramach utrzymywania systemu działania, których realizacja przyczyni się do poprawy efektywności energetycznej staną się „źródłem” do pozyskiwania świadectw efektywności energetycznej, co dla firm zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej, gazu lub ciepła do odbiorców końcowych stanowić będzie element wypełnienia obowiązku ustawowego, a dla wszystkich pozostałych jest to dodatkowy przychód – ze świadectw efektywności energetycznej wynikają bowiem zbywalne na TGE S.A. prawa majątkowe.

Wdrożony i utrzymywany SZE to narzędzie dla najwyższego kierownictwa organizacji, które powinno stać się gwarancją, że proces gospodarowania energią jest procesem kontrolowanym.



Energy Management System (EMS) - a tool for planning, supervision and improvement of energy effectiveness

Marek Czaja

**Innovation and Business Development Department
of Polish Oil and Gas Company**

Limitations of energy consumption in production and improvement of energy effectiveness are extremely important and essential targets which have not only been stipulated in the EU guidelines - are included in the formulation /package/ 3x20% known to all (20% energy from RES, 20% reduction in emissions of greenhouse gases and 20% improvement of energy effectiveness) but they should become the leitmotif in the activity of each entity conducting business.

Achievement of the assumed economic effect related to the reduction of energy consumed and practically the optimization of energy management and rationalization of its consumption is possible by implementation of changes in two areas / categories - organizational and technical.

The Energy Management System is an activity from the organizational category but with elements of the technical area. Effective implementation should contribute to improvement of the energy performance, and, as a result, to reduction in the costs of energy consumption and the degree of environmental impact.

The EMS is described in the PN-EN ISO 50001: 2012 standard. The standard has been prepared so as not to impose parameters or limits that should not be exceeded or results that should be achieved. It is a set of guidelines to establish elements of the energy management system that are rational for each organization and it presents the methodology of reaching effective implementation of recommendations, what consequently, is to serve to improvement of the organization's energy performance.

Within the framework of the EMS, we ourselves formulate the most important principles, we adopt directions of activities, we set targets but we also set the limits of system functioning in such a way that fulfilling of the adopted rules will not become a subsequent imposed obligation.

Top management in the established energy policy formulates key principles, directions of activities, declares its involvement in achieving targets and continuous improvement.

The most important in „designing” and then in implementing of the EMS is „tailoring” that is in accordance with the organization's ambitions but also with taking into account the fact that the subsequent implementation, of the subsequent management system (of quality, environment as well as occupational health and safety) may be treated by employees as an additional set of requirements and obligations that hinder „normal” - everyday work which brings revenues to the organization.

Before implementing the EMS in a large multi-department organization, it is advisable to carry out a pilot implementation in several facilities / areas. Such action will allow limiting the quantity and scope of errors made and after conducted analyses, to make correct corrections.

The new Act on energy effectiveness, applicable from October 2016 indicates the EMS and energy audits conducted within the framework of it as an alternative to conduct an obligatory company's energy audit cyclically every 4 years.

The actions identified within the framework of maintaining the system, the implementation of which will contribute to the improvement of energy effectiveness will become a „source” for obtaining energy effectiveness certificates, what for companies dealing in sale of electricity, gas or heat to end users will constitute an element of fulfilment of the statutory obligation, and for all remaining entities it is an additional revenue - property rights transferable on the TGE S.A. /TGE Polish Power Exchange result namely from the energy effectiveness certificates.

The implemented and maintained EMS is a tool for the top management of the organization which should become a guarantee that the energy management process is a controlled process.



Współpraca Startupów z GK PGNiG

Anna Trojanowska

Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Grupa Kapitałowa PGNiG, zgodnie ze strategią na lata 2018-2022 zwiększa skuteczność w poszukiwaniu i wdrażaniu innowacji. W tym celu uruchomiono programy nastawione na pozyskiwanie innowacyjnych pomysłów.

Centrum Startupowe InnVento to zgłoszenia blisko 100 młodych innowacyjnych firm z ciekawymi propozycjami. Z nich siedem najbardziej obiecujących projektów jest rozwijanych pod okiem ekspertów i dostosowywane do potrzeb PGNiG. Większość z nich jest już na etapie pilotażowego wdrożenia w spółkach z grupy PGNiG. Przykłady:

- 1000 realities – szkolenia gazownicze w wirtualnej rzeczywistości
- Elastic Cloud Solutions – nowy wymiar intranetu z wykorzystaniem crowdsourcingu
- Runvido – wykorzystanie rozszerzonej rzeczywistości w pracy InnVento

Program akceleracyjny MIT Enterprise Forum Poland zaowocował współpracą z kolejnymi sześcioma innowacyjnymi zespołami. Jeden z nich od początku rozwija swój nowatorski pomysł w centrum startupowym InnVento. Przykłady:

- Predictail – analiza danych za pomocą uczenia maszynowego w celu wykrywania anomalii infrastruktury
- Dimtt – skuteczne nadzorowanie pracy pracowników w terenie
- BZB UAS – monitorowanie infrastruktury PGNiG za pomocą przystosowanych dronów

Jesteśmy bardzo pozytywnie zaskoczeni otwartością startupów na współpracę z PGNiG, ich chęcią uczenia się, uważnego słuchania i dostosowywania innowacyjnych rozwiązań do naszych potrzeb, co przekłada się na atrakcyjność biznesową wypracowanych wspólnie rozwiązań. Dla obu stron to sytuacja „win-win”.

Zachęcamy do zapoznania się z wyzwaniami i formularzem zgłoszeniowym do naszych programów: www.innvento.pl



Startups and PGNiG Capital Group cooperation

Anna Trojanowska

Innovation and Business Development Department
Polish Oil and Gas Company

The PGNiG Group, in accordance with the strategy for 2018-2022, increases efficiency in the search for and implementation of innovations. For this purpose, there are programs aimed at obtaining innovative ideas.

Nearly 100 young innovative entrepreneurs have applied for InnVento programme with their interesting proposals. The seven most promising projects are developed under the supervision of experts and adapted to the needs of PGNiG. Most of them are already in the pilot phase of implementation in PGNiG Capital Groups's subsidiaries. Examples:

- 1000 realities – gas trainings in Virtual Reality
- Elastic Cloud Solutions – an internal intranet application for PGNiG SA employees based on the crowdsourcing concept
- Runvido – app created to allow the smartphone owners make use of Augmented Reality (AR) potential, it's a special application for InnVento Incubator.

The MIT Enterprise Forum Poland acceleration program has resulted in cooperation with another six innovative teams. One of them from the beginning has developed his innovative idea within InnVento.

Examples:

- Predictail – big data analysis using machine learning to detect infrastructure anomalies
- Dimtt - effective supervision of employees' work
- BZB UAS - monitoring the PGNiG infrastructure using adapted drones

We are very positively surprised by the openness of startups to cooperate with PGNiG, their willingness to learn, listen carefully and adapt innovative solutions to our needs, which translates into business attractiveness of solutions developed together. For both sides, this is the „win-win” situation.

We encourage you to familiarize yourself with the challenges and the application form for our programs: www.innvento.pl.

Efektywność energetyczna w kontekście awarii maszyn przemysłowych i przestoju procesów przemysłowych

Maciej Michalski¹, Szymon Kubicki^{1 2}, Tymoteusz Pruchnik², Marcin Tyralski²

¹ Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, Gas-Trading S.A.

² Predictail

Efektywne wykorzystanie energii ma na celu zmniejszenie ilości energii potrzebnej do dostarczania produktów i usług. Dlatego specjaliści i audytorzy efektywności energetycznej szukają miejsc w przedsiębiorstwach, w których można zastosować wydajniejsze urządzenia w celu ograniczenia zużycia energii. Z czasem okazało się, że oszczędności energii można szukać nie tylko w wymianie urządzeń na te o większej sprawności ale także podnosząc efektywność procesów przemysłowych. Jednym ze składników efektywnego procesu przemysłowego jest jego dostępność (rozumiany jako stosunek czasu zaplanowanego na realizację zadania do czasu który w rzeczywistości można na to zadanie poświęcić). Głównym czynnikiem obniżającym dostępność procesu są awarie maszyn uczestniczących w nim.

W ten sposób powstają dwa pytania: jaki wpływ na efektywność energetyczną procesów mają awarie oraz, jeśli mają, to jak temu zaradzić.

Z punktu widzenia gazownictwa najpoważniejszymi awariami są te, które powodują zatrzymanie wydobycia i obróbki gazu do postaci handlowej. Patrząc na taką sytuację przez pryzmat efektywności energetycznej okazuje się, że do procesu została doprowadzona pewna ilość energii (elektrycznej, mechanicznej lub chemicznej) a w efekcie produkt w postaci gazu handlowego został zmarnowany np. poprzez spalanie go do atmosfery.

Dodatkowo ponowne uruchomienie urządzeń po awarii wiąże się z bezproduktywnym czasem osiągnięcia punktu pracy zanim zostaną ponownie włączone do procesu. Czyli znowu mamy do czynienia ze stratą energii i obniżeniem efektywności.

W ten sposób jasno widzimy, że awarie maszyn mogą się przekładać nie tylko na straty finansowe z tytułu obsługi awarii, złej jakości produktu lub nie dostarczenie produktu lub usługi w ogóle, ale także na obniżenie efektywności energetycznej.

Jak temu w takim razie zaradzić? Obecnie mówi się, że przemysł jest w fazie czwartej rewolucji co oznacza ni mniej ni więcej, tylko zastosowanie metod cyfrowych w procesach przemysłowych. Okazuje się bowiem, że technologicznie producenci maszyn dobili do ściany i dołożenie kolejnego czujnika do maszyny podnosi koszty a nie gwarantuje mniejszej awaryjności czy większej sprawności.

Doświadczenia firmy Predictail pokazują, że ogromna ilość wiedzy o maszynach i procesach leży w danych z czujników już zainstalowanych w maszynach, które były przez lata gromadzone w systemach telemetrycznych a których człowiek nie ma szans przeanalizować, bez zastosowania nowoczesnych metod algorytmicznych. Dlatego właśnie Predictail wykorzystując uczenie maszynowe czyli metody sztucznej inteligencji analizuje dane z maszyn i procesów aby wykrywać symptomy awarii na bardzo wczesnym etapie. I tak dla przykładu, pilotażowe wdrożenie w Polskiej Spółce Gazownictwa, które miało udowodnić, że przewidywanie awarii jest technicznie możliwe, pokazało, że średnio pięć dni przed awarią reduktora system mógł zgłosić alert do operatora utrzymania ruchu aby ten mógł podjąć interwencję.

Tak oto, nowoczesna analiza predykcyjna, która daje możliwość personelowi utrzymania ruchu utrzymać w ciągłej pracy proces technologiczny daje szerokie możliwości poprawy efektywności energetycznej nawet tam gdzie wcześniej była zastosowana wymiana maszyn na wydajniejsze.

Spółka Gas-Trading S.A. działająca od wielu lat na rynku gazowym, zauważa potrzeby szerokiego wykorzystywania nowych technologii w obszarze energetycznym. W związku powyższym nawiązano ścisłą współpracę z Predictail sp. z o.o. w celu zastosowania rozwiązań służących poprawie efektywności energetycznej w przemyśle gazowym.



Energy efficiency in the context of industrial machinery failures and downtime of industrial processes

Maciej Michalski¹, Szymon Kubicki^{1,2}, Tymoteusz Pruchnik², Marcin Tyranski²

¹ Polish Oil and Gas Company, Gas-Trading S.A.

² Predictail

Effective use of energy aims to reduce the amount of energy needed to deliver products and services. That's why energy efficiency experts and auditors look for places in companies that can use more efficient devices to reduce energy consumption. With time, it turned out that energy savings can be sought not only in the exchange of devices for those with greater efficiency but also increasing the efficiency of industrial processes. One of the components of an effective industrial process is its availability (understood as the ratio of time planned for the implementation of the task to the time that in reality can be devoted to this task). The main factor limiting the availability of the process are failures of machines participating in it.

This way, two questions arise: do the machine failures make an impact on the energy efficiency of processes, and if they do, how to remedy this.

From the gas industry's point of view, the most serious failures are those which stop the extraction and processing of gas into a commercial form. Looking at such situation through the prism of energy efficiency, it turns out that a certain amount of energy (electric, mechanical or chemical) has been brought into the process and as a result the product in the form of commercial gas has been wasted, eg. by burning it into the atmosphere.

In addition, restarting devices after a failure is associated with unproductive time to reach the work point before they are re-incorporated into the process. So again, there is a loss of energy and a reduction in efficiency.

This way, we can see clearly that machine failures may translate not only to financial losses due to failure handling, poor product quality or failure to provide a product or service at all, but also to lower energy efficiency.

How can we remedy this? Currently, it is said that industry is in the fourth phase of the revolution, which means no less than the use of digital methods in industrial processes. It turns out that the technologically machine manufacturers have met an obstacle and adding another sensor to the machine raises costs and does not guarantee less failure or greater efficiency.

The experience of Predictail shows that a huge amount of knowledge about machines and processes lies in data from sensors already installed in machines, which have been collected for years in telemetry systems and which man has no chance to analyze, without the use of modern algorithmic methods. This is why Predictail, using machine learning (artificial intelligence methods) analyzes data from machines and processes to detect failure symptoms at a very early stage. For example, a pilot implementation at Polska Spółka Gazownictwa, which was to prove that failure prediction is technically possible, showed (on average five days before the regulator's failure) that the system could report an alert to the maintenance operator to allow intervention.

Thus, a modern predictive analysis that gives the maintenance personnel the ability to maintain a continuous technological process, gives a wide range of opportunities to improve energy efficiency even where it has previously been used to replace machines with a more efficient one.

Gas-Trading S.A. operating on the gas market for many years, notes the need for extensive use of new technologies in the energy area. Considering this, close cooperation was established with Predictail to apply solutions to improve energy efficiency in the gas industry.



Innowacyjne narzędzie do jakościowej i ilościowej interpretacji obrazów – poROSE: przykład zwięzłych piaskowców z polskich basenów paleozoicznych

**Paulina Krakowska¹, Edyta Puskarczyk¹, Mariusz Jędrychowski¹,
Magdalena Habrat¹, Paweł Madejski¹, Marek Dohnalik²**

¹ Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

² Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

W dzisiejszych czasach połączenie różnych technik laboratoryjnych w analizie rdzeni wiertniczych jest konieczne z punktu widzenia szczegółowej interpretacji skał o niskiej porowatości i niskiej przepuszczalności, potencjalnie skał typu tight i shale gas.

poROSE (poROus materials examination SoftwarE) to nowo opracowane oprogramowanie do jakościowej i ilościowej interpretacji materiałów porowatych. Dane wejściowe stanowią obrazy pochodzące z różnych metod badawczych: tomografia komputerowa (CT), czy skaningowy mikroskop elektronowy (SEM). Oprogramowanie opracowano specjalnie dla petrofizyków, geologów i inżynierów materiałowych. poROSE pozwala na wyspecjalizowaną parametryzację obiektów: porów, minerałów w 2D i 3D, po procesie binaryzacji. Wszystkie funkcje pomagają użytkownikowi w łatwy sposób interpretować przestrzeń porową skał, czy materiałów.

Przykładowe parametry obiektów, które można oszacować za pomocą poROSE to objętość, pole powierzchni, pole powierzchni siatki, średnica zastępcza, grubość, grubość maksymalna, średnia i minimalna, odchylenie standardowe grubości, maksymalna i minimalna średnica Fereta, momenty bezwładności, orientacja, anizotropia kształtu, wydłużenie, płaskość, sferyczność, długość najdłuższego, średniego i krótkiego promienia elipsoidy wpisanej w obiekt, współrzędne środka ciężkości, ułamek objętości, liczba Eulera.

Krętość kanału porowego jest bardzo ważnym parametrem do oceny zdolności przepływu płynu przez ośrodek porowaty. Dlatego w oprogramowaniu poROSE krętość oblicza się stosując różne podejścia. Standardowe opiera się na analizie szkieletu przestrzeni porowej poprzez podzielenie całej przestrzeni porów na gałęzie. Nowe podejście tworzy szkielet, wpisując oś środkową i sfery w przestrzeń porową. Krętość jest obliczana dla kanału porowego, który składa się z połączonych, najgrubszych gałęzi. W ten sposób oblicza się krętość głównego kanału porowego i przyjmuje się, że to on przejmuje główny strumień przepływu płynu w przestrzeni porowej.

Materiał badawczy składa się z piętnastu próbek skalnych z otworów zlokalizowanych w różnych jednostkach geologicznych w Polsce, z głębokości ponad 3000 m. Wszystkie próbki reprezentują zwięzłe piaskowce nasycone gazem, będące potencjalnie formacjami gazonośnymi. Wymienione parametry z CT zostały również wykorzystane do obliczenia, np. sferyczności i średnic kanałów porowych. Innowacyjne podejście do szacowania średnicy kanałów porowych zostało wprowadzone w oparciu o najlepiej dopasowane promienie elipsoidy. Zastosowanie semiwariogramu do lokalizacji porów pozwala ocenić heterogeniczność struktury przestrzeni porów. Sferyczność określona na podstawie objętości i powierzchni zamkniętej okazała się bardziej wiarygodnym parametrem w porównaniu z parametrem obliczonym z momentów bezwładności.

Projekt jest finansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju z programu Lider VI, projekt pt.: „Nowatorska metodyka interpretacji niekonwencjonalnych złóż ropy i gazu z wykorzystaniem wyników rentgenowskiej tomografii komputerowej” (umowa LIDER/319/L-6/14/NCBR/2015).



Innovative tool for the image qualitative and quantitative interpretation – poROSE: a case study of tight sandstones from Polish Paleozoic basins

**Paulina Krakowska¹, Edyta Puskarczyk¹, Mariusz Jędrychowski¹,
Magdalena Habrat¹, Paweł Madejski¹, Marek Dohnalik²**

¹AGH University of Science and Technology in Krakow

²Oil and Gas Institute – National Research Institute

Nowadays combination of various laboratory measurements in core analysis is necessary from the point of detailed interpretation of low porosity and low permeability rocks, potentially tight and shale gas rock type. Image techniques bring closer the idea of 3D pore space geometry.

poROSE (poROUs materials examination SoftwarE) is newly developed software for porous materials qualitative and quantitative interpretation. The input data are images from different image-based methods: X-ray computed tomography (CT), or scanning electron microscope (SEM). The software is developed especially for petrophysicists, geologists and porous material engineers. PoROSE allows for highly specialized parametrizations of objects: pores, minerals in 2D and 3D after binarization process. All the features help the user to interpret the pore space of rock or porous material very easily.

Exemplary particle parameters, which can be estimated using poROSE are volume, surface area, surface mesh area, equivalent diameter, local thickness, maximum thickness, mean thickness, minimum thickness, thickness standard deviation, maximum Feret diameter, minimum Feret diameter, moments of inertia, orientation, shape anisotropy, elongation, flatness, sphericity, length of best-fit ellipsoid's long radius, intermediate radius and short radius, centroid coordinates, volume fraction, Euler number.

Tortuosity of pore channel is very important parameter regarding estimation the ability of fluid flow in pore space. That is why in poROSE tortuosity is calculated using different approaches. Standard one is based on skeleton analysis of pore space by dividing the whole pore space into branches. Novel approach creates the skeleton by inscribing the medial axis and spheres into the pore space. The tortuosity is calculated on the pore channel which consists of connected, the thickest branches. Thus, the tortuosity of the main pore channel is calculated and it is assumed that takes over the main stream of the fluid flow in pore space.

Research material consists of fifteen core samples from wells located on different geological units in Poland, from depths of present deposition more than 3000 m. All samples comprise of tight, gas-bearing sandstones, being potentially tight gas formations. Mentioned parameters from CT were used also to calculate, e.g. sphericity and pore throat diameters. Innovative approach in estimating pore throat diameter is introduced based on best-fit ellipsoid's radiuses. Application of semivariogram for pores location allows assessing the heterogeneity in pore space structure. Sphericity determined based on enclosed volume and surface area appeared as a more creditable parameter in comparison to parameter reflecting the pore roundness calculated from moments of inertia.

Project is financed by the National Centre for Research and Development in Poland, program LIDER VI, project no. LIDER/319/L-6/14/NCBR/2015: Innovative method of unconventional oil and gas reservoirs interpretation using computed X-ray tomography.

Typy płynów złożowych w polskich formacjach łupkowych oraz optymalne koncepcje powierzchniowego zagospodarowania złóż

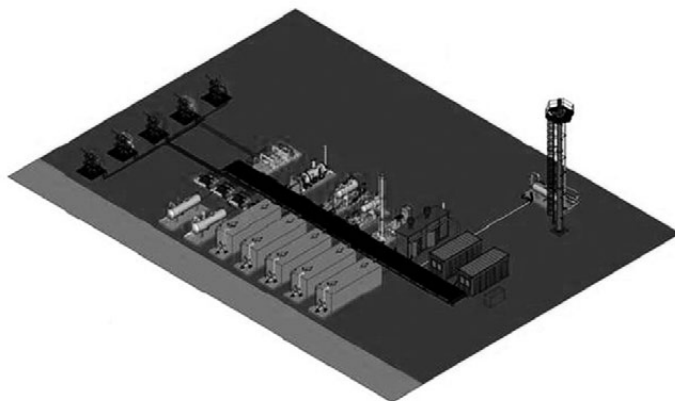
Jan Lubaś, Marcin Warnecki, Andrzej Janocha, Sławomir Szuflita

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

W referacie zamieszczono wstępne wyniki badań dotyczących rodzajów płynów złożowych pozyskanych z pozytywnie wykonanych odwiertów na obszarze formacji łupkowych dolnego paleozoiku basenu bałtycko-podlasko-lubelskiego. Prace badawcze wykonano w ramach Projektu ResDev Programu Blue Gas-Polski Gaz Łupkowy. Na obecnym etapie trudno jest jednoznacznie ocenić stosunki ilościowe poszczególnych faz węglowodorów występujących w omawianych formacjach, referat przedstawia natomiast rodzaje węglowodorowych płynów złożowych, na jakie dotychczas natrafiono.

Zgodnie z powszechnie stosowaną terminologią naftową uwzględniającą charakterystyczne właściwości i zmiany fazowe naturalnie występujących płynów w złożach węglowodorów wyróżnia się sześć ich rodzajów, tj.: gaz bezgazolinowy (suchy), gaz gazolinowy (mokry), gaz kondensatowy, ropa lotna, ropa nielotna (black oil), ropa ciężka. W wyniku przeprowadzonych prac zdefiniowano typy poszczególnych węglowodorów na koncesjach PGNiG oraz Orlen Upstream. Do chwili obecnej potwierdzono obecność: gazów gazolinowych, gazów kondensatowych oraz ropy nielotnej typu black oil. Przedstawiono diagramy fazowe, pokrótce omówiono główne cechy pozyskanych płynów złożowych i ich podstawowe parametry fizyczno-chemiczne - PVT. Po wstępnym rozpoznaniu polskich dolno paleozoicznych utworów łupkowych, zauważono, że w wielu rejonach należy zwrócić większą uwagę na możliwość występowania ropy naftowej - shale oil.

Przedstawiono szczególnie adekwatną dla złóż łupkowych, charakteryzujących się względnie niedługim okresem eksploatacji, koncepcję zagospodarowania modularnego. Zaprojektowano zaawansowane zestawy modułowe, które mogą być łatwo montowane i demontowane przy zmianie warunków eksploatacji złoża. Modularne zestawienie na tzw. skidach poszczególnych urządzeń procesowych do przygotowania gazu/ropy do transportu pozwala na ich łatwe przemieszczanie pomiędzy obiektami złożowymi. Dotyczy to nie tylko układów separacyjnych (oddzielaczy, instalacji osuszania), lecz także modułów pomp dozujących, sprężarek, zbiorników magazynowych i bloków wytwarzania energii elektrycznej.



Plan zagospodarowania terenu instalacji modułowej dla mieszaniny ropno-gazowej z formacji łupkowych

Types of reservoir fluids in polish shale formations and optimum concepts of reservoir development

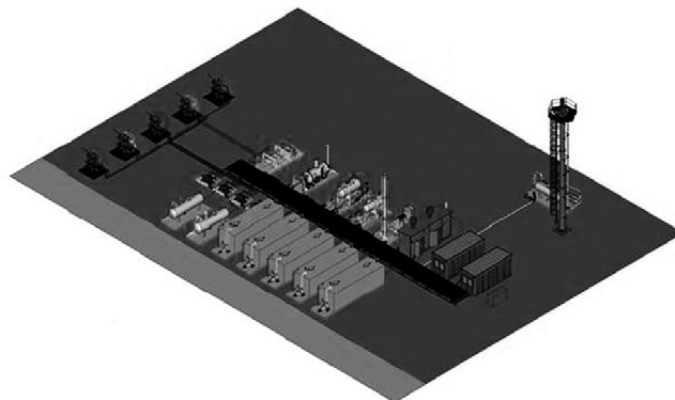
Jan Lubaś, Marcin Warnecki, Andrzej Janocha, Sławomir Szuflita

Oil and Gas Institute - National Research Institute

In the article, provisional test results concerning the types of reservoir fluids obtained from successful wells drilled in the shale formations of Lower Paleozoic of the Baltic-Podlasie-Lublin Basin were presented. The research work was accomplished as a part of the ResDev Project executed within the Blue Gas – Polish Shale Gas program. At the present stage, it is difficult to estimate exactly the quantitative ratios of particular phases of hydrocarbons which occur in the discussed shale formations. Nevertheless, the lecture presents the types of hydrocarbon reservoir fluids encountered so far.

According to the classification based on characteristic properties and phase behaviour of naturally occurring fluids in hydrocarbon, which is consistent with the terminology commonly used in the oil and gas industry we can distinguish: dry gas, wet gas, retrograde gas, volatile oil, black oil and heavy. As a result of conducted tests, the types of hydrocarbon fluids from PGNiG and Orlen Upstream concessions were defined. Until now, the presence of wet gases, retrograde gases and black oils were confirmed. Phase diagrams are presented and the main properties of obtained reservoir fluids with their basic physicochemical parameters – PVT are briefly discussed. After preliminary research on the Polish Lower Paleozoic shale formations, it was noted that in many areas more attention should be paid to the possibility of shale oil occurrence.

The concept of modular development as especially adequate for shale reservoirs characterized by a relatively short period of exploitation was presented. Advanced modular units have been designed, which can be easily assembled and disassembled when the reservoir operating conditions changes. The modular design of process skids for individual process units used to prepare gas/oil for transportation allows their easy transfer between reservoir facilities. This applies not only to the separation systems (separators, degassers, dehumidifiers) but also to dosing pump modules, compressors, storage tanks and power generation units.



Wellsite development plan with modular processing plant for shale oil/gas mixture

Badanie porowatości łupków w pełnym zakresie rozkładów porów przy użyciu nisko-polowego systemu MRJ

Artur T. Krzyżak

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Wprowadzenie

Badanie porowatości skał łupkowych jest trudne, ze względu na występowanie porów o średnicach nanometrycznych. W przypadku rodzimych pokładów łupków ta trudność jest większa, gdyż dominujące dystrybucje porów posiadają średnice w przybliżeniu równe 2 nm. Zatem niemożliwe do penetracji np. poprzez nowoczesne wysokociśnieniowe porozymetry, które skutecznie pracują dla porów do około 3.5 nm. Prowadzone w ostatnich latach prace badawcze pokazują wysoką skuteczność nisko-polowego MRJ do badania porowatości w pełnym zakresie jej występowania, co również ważne w sposób nieinwazyjny, bez niszczenia próbek. Warunkiem niezbędnym oprócz niskiego pola jest zastosowanie odpowiednio niskich czasów echa (TE) rzędu 100 us i niższych, co umożliwia rejestrację sygnału MRJ od wszystkich (również tych najmniejszych) porów. W pracy przedstawiamy wyniki badania porowatości oraz jej typów za pomocą metod wykorzystujących zjawisko MRJ w zestawieniu z innymi komplementarnymi technikami.

Teoria

W eksperymentach MRJ skałach porowatych najczęściej badamy wodór, który występuje w postaci wody lub węglowodorów w porach skały, wody i grup OH związanych w minerałach ilastych, czy materii organicznej, np. kerogenu. W badaniach skał porowatych w warunkach laboratoryjnych, ustalił się standard dotyczący stosowanej częstotliwości pola magnetycznego. Wynosi ona najczęściej 2 MHz ze względu na kompatybilność z metodą NMR logging. Mimo silniejszego sygnału uzyskiwanego w wysokim polu, badania w niskim polu dostarczają dokładniejszych wyników w przypadku struktur porowatych, ze względu na mniejsze gradienty lokalne indukowane wskutek różnicy podatności magnetycznych sąsiadujących przestrzeni- ziaren i płynów wypełniających pory.

Metodyka

Pomiary nasycenia przestrzeni porowej metodą MRJ zostały wykonane na analizatorze 2 MHz Rock Core Analyzer (RCA) firmy Magritek w Laboratorium Tomografii i Spektroskopii Magnetycznego Rezonansu Jądrowego. Pomiar został przeprowadzony na próbkach skalnych w postaci cylindrycznych walców o średnicy 2,2-2,5 cm i długości 4,0-5,0 cm, w temperaturze ok. 30°C. Próbki były mierzone w 2 stanach: suchym i nasyconym.

Wyniki i konkluzje

Rezultaty odzwierciedlają aktualny stan możliwości badania skał (w szczególności łupków) za pomocą obrazowania MRJ w niskich polach. Dzięki uzyskaniu możliwości rejestracji bardzo krótkich czasów relaksacji T2 (przy TE= 60 us a nawet 40 us) możemy obserwować sygnał pochodzący od pełnego zakres porów, również tych o średnicach mniejszych niż 3.5 nm co jest fundamentalnie istotne dla badania skał łupkowych, czy piaskowców typu „tight”. Ponadto rejestracja sygnału również od jąder wodoru związanych wiązaniami chemicznymi w materiałach ilastych, czy też występujących w materiałach tworzących matryce (np. grupy OH, materia organiczna), niesie ze sobą informacje niedostępne przy użyciu innych metod, pozwalające na pełniejsze wniknięcie w strukturę badanych układów porów.

Podziękowania

Badania sfinansowano z funduszu badań statutowych Katedry Surowców Energetycznych nr 11.11.140.176, Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, AGH.



Study of shale porosity in the full range of pore size distribution applying the low-field NMR scanner

Artur T. Krzyżak

AGH University of Science and Technology in Krakow

Introduction

The study of porosity of shale rocks is difficult due to the occurrence of pores with nanometric diameters. In the case of native shale deposits, this difficulty is greater because the dominant pore distributions have diameters approximately equal to 2 nm. Thus, it is impossible to penetrate eg through modern high-pressure MICP, which works effectively for pores up to about 3.5 nm. Investigations carried out in recent years demonstrate the high efficiency of low-field NMR for the study of porosity in the full range of its occurrence, which is also important in a non-invasive way, without destroying samples. A necessary condition in addition to the low field is the use of respectively low echo times (TE) of 100 us and lower, which allows registration of the NMR signal from all (also the smallest) pores. In the paper, we present the results of porosity and its types using methods that use the phenomenon of NMR in combination with other complementary techniques.

Theory

In investigations of porous rocks using the NMR phenomenon, hydrogen is most often studied, which occurs in the form of water or hydrocarbons in the pores of rocks, water and OH groups bound in clay minerals or organic matter, e.g. kerogen. In the study of porous rocks in laboratory conditions, a certain standard was also established within two decades. It is usually 2 MHz for compatibility with the NMR logging. In spite of the stronger signal obtained in the high field, low field measurements provide more accurate results in the case of porous structures, due to smaller local gradients induced by the difference in magnetic susceptibilities of neighboring space-grains and pore-filling fluids.

Methods

Measurements of pore space saturation using NMR were performed on the 2 MHz Rock Core Analyzer from Magritek in the Laboratory of Nuclear Magnetic Resonance Tomography and Spectroscopy AGH UST. The measurement was carried out on rock samples in the form of cylindrical cores with a diameter of 2.2-2.5 cm and a length of 4.0-5.0 cm, at a temperature of approx. 30 ° C. Samples were measured in 2 states: dry and saturated.

Results and conclusions

The obtained results reflect the current state of the possibility of studying rocks (especially shales) by means of NMR imaging in low fields. Thanks to the possibility of registering very short relaxation times T2 (at TE = 60 us and even 40 us) we can observe the signal coming from the full range of PSD, also those with diameters fewer than 3.5 nm which is fundamentally important for the study of shale rock or sandstone type „tight „ In addition, signal registration also from hydrogen nuclei bonded with chemical bonds in clay materials, or occurring in matrix forming materials (eg OH groups, organic matter), brings with it information inaccessible by using other methods, allowing a more precise penetration into the structure of the studied pore systems.

Acknowledgments

This research has been Financially supported by the Statutory funds of Department of Fossil Fuels no. 11.11.140.176, Faculty of Geology, Geophysics and Environmental Protection, AGH UST.



Zastosowania metody rentgenowskiej tomografii komputerowej (CT) w badaniu skał

**Marek Dohnalik, Katarzyna Drabik, Andrzej Urbaniec, Rafał Skupio¹,
Wojciech Zarudzki², Krzysztof Wolański, Zbigniew Mikołajewski³,
Hubert Kiersnowski⁴**

¹ Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

² ORLEN Upstream Sp. z o.o.

³ Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

⁴ Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

Metoda rentgenowskiej tomografii komputerowej (CT) umożliwia odtwarzanie obrazu rdzenia wiertniczego w różnych kierunkach, bez konieczności mechanicznej ingerencji w materiał skalny. Metoda ta jest niezwykle pomocna przy analizie różnego typu cech skał takich jak: cechy strukturalne i teksturalne, porowatość czy szczelinowatość; może być również wykorzystywana w interpretacji pomiarów geofizycznych. Na podstawie danych, otrzymanych metodą tomografii komputerowej, można uzyskać ciągłe profile niektórych parametrów (takich jak gęstość lub porowatość) wzdłuż badanych interwałów rdzenia wiertniczego, co może być niezwykle istotne w przypadku odwiertów, w których nie wykonano kompletu pomiarów geofizycznych. Na podstawie przeprowadzonych badań stwierdzono, że bardzo ważna jest także możliwość porównania obrazu CT rdzenia wiertniczego z obrazem mikroopornościowym ściany otworu, dzięki czemu interpretacja tego ostatniego może być bardziej szczegółowa i pełniejsza. Metoda rentgenowskiej tomografii komputerowej jest również wykorzystywana jako jeden ze sposobów szybkiego pozyskiwania szczegółowych informacji, koniecznych do podejmowania decyzji odnośnie wskazania miejsc pobrania próbek do badań laboratoryjnych. Badanie tomograficzne, przeprowadzone przed przecięciem rdzenia i pobraniem próbek, pozwalają zachować pełny obraz rdzenia, a tym samym stanowią jedną z podstawowych metod jego dokumentacji i archiwizacji.



Applications of X-ray computed tomography (CT) in rocks investigations

***Marek Dohnalik, Katarzyna Drabik, Andrzej Urbaniec, Rafał Skupio¹,
Wojciech Zarudzki², Krzysztof Wolański, Zbigniew Mikołajewski³,
Hubert Kiersnowski⁴***

¹ Oil and Gas Institute - National Research Institute

² ORLEN Upstream Sp. z o.o.

³ Polish Oil and Gas Company

⁴ Polish Geological Institute – National Research Institute

The X-ray computed tomography (CT) method enables the reconstruction of the tomographic image of the core in different directions, without the necessity of rock material destruction. The method is extremely helpful in the analysis of various features of rocks such as porosity and fracturing; it can also be used in the interpretation of geophysical measurements. It is possible to obtain continuous profiles of parameters such as density or porosity along the tested drill core intervals on the base of computed tomography, what is extremely important for wells where complete geophysical measurements weren't performed. Comparison the CT and borehole images, enables more detailed interpretation of the image logs. The X-ray computed tomography is also a quick method of obtaining detailed information which is necessary to make decisions regarding the location of samples for laboratory tests. The tomographic examination, carried out before cutting the core and taking samples, allows to save the full core image and thus can be one of the basic methods of its documentation and archiving.



Wykorzystanie badań geochemicznych i petrograficznych w celu zwiększenia zrozumienia właściwości złóż i potencjału produkcji węglowodorów ropy i gazu

Aleksandra Małachowska, Jan Hupka

Politechnika Gdańska, Wydział Chemiczny,
Katedra Technologii Chemicznej

Przeprowadzono innowacyjne badania geochemiczne i petrologiczne rdzeni wiertniczych i próbek okruchowych, które w powiązaniu z analizą innych danych geologicznych, mogą wpływać na zwiększenie stopnia szczypania złóż węglowodorów. Badania prowadzono w odniesieniu do różnorodności litologicznej, w szczególności właściwości materii mineralnej i organicznej. Scharakteryzowano warstwy o różnym składzie i wytrzymałości mechanicznej, których odmienne właściwości znacząco wpływają na przebieg zabiegów stymulacyjnych w otworach wiertniczych (np. szczelinowania hydraulicznego). Ponadto, przedstawiono badania materii organicznej, a w szczególności chemiczną dyferencjację frakcji bitumicznych, z wykorzystaniem chromatografii gazowej, analizy termogravimetrycznej oraz technik mikroskopowych, umożliwiającą bardziej dokładną predykcję mobilności węglowodorów w złożu. Analizy petrograficzne, geochemiczne i inne wspomniane powyżej specjalistyczne badania próbek okruchowych, szczególnie z interwałów złożowych jest kluczowe tam, gdzie brak jest rdzeni wiertniczych lub też w przypadku, gdy niezbędna jest bardziej precyzyjna analiza niż konwencjonalnie stosowany mud logging. Umiejętna integracja wyników analiz wykorzystujących różne metody badawcze umożliwi bardziej szczegółowe rozpoznanie właściwości skał, a także ich interakcji z płynami złożowymi. W konsekwencji, umiejętna analiza i aplikacja wyników takich badań może wpływać na lepsze przygotowanie procesu wiercenia, a kolejno np. szczelinowania poszczególnych formacji.



Application of geochemical and petrography analysis to increase understanding properties and potential for production of oil and gas hydrocarbon reservoir

Aleksandra Małachowska, Jan Hupka

Gdansk University of Technology, Chemical Faculty,
Department of Chemical Technology

Innovative research of using geochemical and petrological methods based on cores and rock cuttings analysis to increase recovery factor in conventional and unconventional hydrocarbons deposits. The study performed with regard to the lithological differentiation and in particular mineral and organic matter properties. An essential aspect pertains to the analysis of sedimentary layers of different composition and strength, which significantly influence mechanical behavior of the rocks during drilling and hydraulic fracturing. Also, the author presents studies on the organic matter, in particular, chemical differentiation of bituminous fractions using gas chromatography, thermogravimetric analysis, and various microscopic techniques. This allows for more accurate prediction of hydrocarbon mobility in the deposits. Petrographic analysis, especially of the rock cuttings, are crucial in investigating the wells where rock cores were not collected, and in cases requiring more precise and reliable than the geologic definition based on mud logging. Integration of research results of various analytical techniques allows for better understanding of rock and fluids interaction. Consequently, enabling to increase the understanding of the effectiveness of the drilling and completion operations at different wells.



Klasyczny inżynier – czy ma szanse przetrwać w czasach postępującej digitalizacji?

Kacper Rosiński

Biuro Bilansowania i Zarządzania Efektywnością Energetyki
PKN ORLEN S.A.

Ostatnie lata w polskiej elektroenergetyce są okresem bardzo dynamicznym. Konieczność dostosowania się do coraz to bardziej restrykcyjnych norm emisyjnych, nieustanne podnoszenie efektywności energetycznej, rozwój źródeł odnawialnych, czy też liczne zmiany w otoczeniu prawnym polskich przedsiębiorstw, wymagają ciągłego udoskonalania ich modelu biznesowego. Ewolucja ta wpływa również na pracowników poszczególnych szczebli organizacyjnych, których umiejętności muszą nadążać za stale rosnącymi wymaganiami sektora energetycznego. Zdolności typowo inżynierskie, jak rozumienie przebiegów produkcyjnych, umiejętność ich udoskonalania, czy też modyfikowania, nie są jedynymi, których dzisiejszy pracodawca będzie wymagał od potencjalnego pracownika. Coraz ważniejsze jest posiadanie bardziej rozbudowanego i uniwersalnego portfolio, które pozwoli szybko i bezproblemowo zaadoptować się do nowych i bardzo dynamicznych wymagań. Do tego typu zdolności na pewno można zaliczyć wiedzę ekonomiczną, informatyczną, czysto matematyczną, czy też prawniczą.

Jednym z głównych trendów zmian w sposobie działania dzisiejszych przedsiębiorstw energetycznych, jest coraz bardziej postępująca digitalizacja oraz automatyzacja pewnych zachowań. Obecne systemy oraz rozwiązania informatyczne pozwalają na gromadzenie, analizę oraz wizualizację ogromnych ilości rekordów, bardzo zróżnicowanych danych. Dodatkowo, część z nich, ze względu na specyfikę danych procesów, musi być monitorowana z bardzo małą granulacją. W związku z mnogością analiz oraz ograniczonymi zdolnościami ludzkimi w tym zakresie, konieczne jest skierowanie tych skomplikowanych obliczeń do szeregu narzędzi wspierających. Jak widać, rola inżyniera w taki układzie ulega znacznym zmianom. Teraz zamiast wykonywać wielowątkowe obliczenia i analizy, raczej powinien skupić się nad nadzorem pracy danej maszyny. Dzięki temu, przedsiębiorstwa energetyczne, mogą w szybszy sposób przetwarzać dane procesowe i w ten sposób uzyskiwać przewagę nad konkurencją.

Inżynier przyszłości to osoba uniwersalna i wielozadaniowa, potrafiąca konstruować wspaniałe urządzenia oraz rozumiejąca jakie czynniki ekonomiczne będą decydujące w potencjalnym sukcesie komercyjnym takiego rozwiązania. To również osoba będąca w stanie modyfikować swoje pomysły z pomocą świadomego monitoringu otoczenia prawnego. W efekcie pozyska on ogromną ilość danych, których gruntowna analiza doprowadzi do modyfikacji i udoskonalenia pomysłu. Podsumowując, będzie on osobą, która ciągle dąży do osiągnięcia rozwiązania idealnego.



Classic engineers – will they survive the digitalization?

Kacper Rosiński

Energy Efficiency Management and Balancing Office
PKN ORLEN S.A.

Recent years in the Polish energy industry were very dynamic. Necessity for adaptation to more and more restrictive emission standards, continuous improvement of energy efficiency, expansion of renewables, or numerous changes in the legal environment require constant improvement of business models. This revolution also affects employees at various organization levels, whose skills must keep up with constantly growing requirements of the energy sector. Typical engineering skills, such as understanding of production processes and ability to improve or modify them are not the only ones that today's employer requires from a potential employee. It becomes more and more important to have more extensive and universal qualifications that will allow for quick and easy adaptation to new and very dynamic requirements. The discussed capabilities may certainly include economic, IT, pure mathematical or legal knowledge.

Progressing digitisation and automation of some procedures are among the main trends in changing a way in which modern companies operate. Existing systems and IT solutions allow them to gather, analyse and visualise huge amount of different records and data. In addition, some of them, for the sake of the specificity of the processes, need to be constantly monitored with a very small granulation. Because of multitude of analyses and constrained human abilities, it is necessary to use some supportive tools to solve such complicated calculations. As seen above, an engineer's role in this situation significantly changes. Today, his main aim is to supervise a machine's work, instead of solving multithread calculations and analyses. Because of that, energy companies are able to process their data faster and gain an advantage over competitors.

An engineer of the future is a versatile and multitasking person who is able to construct great devices and understand what economic factors will be decisive in the potential commercial success of such a solution. It is also a person who is able to modify their ideas with the help of aware monitoring of the legal environment. As a result, a modern engineer will obtain a huge amount of data, which thorough analysis will lead to modification and refinement of an idea. In summary, it will be a person who constantly strives to achieve an ideal solution.

Wizja 2050. Rafineria i paliwa drogowe w przyszłości

Jarosław Jabłoński

PKN ORLEN S.A.

Wobec rosnącej populacji ludzkiej dostęp do zasobów naturalnych oraz niezanieczyszczonego środowiska stają się coraz większym wyzwaniem. W październiku 2015 roku podczas Konferencji Klimatycznej w Paryżu uzgodniono plan walki z globalnym ociepleniem.

Unia Europejska, chcąc być liderem zmian, przyjęła strategiczny plan działań mający na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych (GHG) do 2050 roku nawet o 80-95% oraz zmniejszenia konsumpcji surowców nieodnawialnych.

Jest to szczególnym wyzwaniem nie tylko dla energetyki zawodowej ale też dla przemysłu rafineryjnego i przemysłu samochodowego, które są źródłem miejsc pracy i generują znaczne dochody dla budżetów krajów UE, a muszą zachować konkurencyjność na otwartych rynkach globalnych. Wśród obszarów objętych celami redukcyjnymi jest też transport.

Jak trudną misją będzie zmniejszenie emisji GHG w transporcie drogowym może obrazować sytuacja w naszym kraju. W Polsce w 2017 roku ilość energii sprzedanej w postaci prądu elektrycznego to 140 TWh. W tym samym czasie skonsumowano ponad 280 TWh zawartych w paliwach drogowych!

Na przykład gdyby niskoemisyjność transportu opierać wyłącznie na elektromobilności to trzeba będzie wygenerować ogromne ilości dodatkowej energii elektrycznej i poprzez wymagającą kosztownej rozbudowy infrastrukturę dostarczyć do pojazdów. Trzeba też pamiętać, że większość obecnie produkowanej w Polsce energii elektrycznej nie pochodzi ze źródeł odnawialnych.

Ale największym wyzwaniem jest magazynowanie energii i bezstratne dostarczanie jej klientom w szybki sposób, w miejscu i czasie jakim klient jest zainteresowany. I to nie tylko do pojazdów pasażerskich, ale także dla stale pracującej floty samochodów dostawczych i ciężarowych. Tego, jak na razie, nie da się zrealizować w ekonomicznie uzasadniony sposób inaczej niż dzięki paliwom płynnym.

Ambitna wizja Unii Europejskiej dotycząca redukcji emisji w transporcie musi ostatecznie przekształcić się w możliwy do zrealizowania i sfinansowania plan działań.

Europejski przemysł rafineryjny proponuje sposób zapewnienia niskoemisyjnych paliw płynnych dla transportu, generowanych tak z ropy naftowej, gazu, jak i w coraz większym stopniu surowców odnawialnych, odpadów, a nawet dwutlenku węgla. Wraz z nowymi typami silników paliwa te zapewnią ekstremalne ograniczenie emisji z pojazdów.

Także same procesy wytwórcze w rafineriach wymagają znacznych przemian. Optymalizacje technologiczne wspierane lepszymi technikami zarządczymi, intensywne odzyskiwanie energii z ciepła niskotemperaturowego, ulepszone katalizatory i technologie nie wystarczą. Bardzo ważnym stanie się kultura gromadzenia i przetwarzania surowców pochodzenia biologicznego i odpadowego do produkcji biopaliw zaawansowanych. W dalszej perspektywie niezbędne będzie produkowanie zielonego wodoru, stosowanie energii elektrycznej OZE, czy wreszcie technologie CCS i CCU wraz z opcją power-to-liquide.

Europejskie rafinerie, wspierając cele środowiskowe UE, apelują o zachowanie neutralności technologicznej wprowadzanych przepisów i usuwanie barier zmniejszających konkurencyjność rodzimego przemysłu wobec rynków globalnych, a w konsekwencji redukujących możliwości inwestycyjne w kierunku rozwiązań nisko- i zero-emisyjnych.



Utrzymanie Ruchu w wymiarze Przemysłu 4.0

Tomasz Przybysławski, Robert Wudecki

Biuro Techniki

Wydział Inżynierii Utrzymania Ruchu

PKN ORLEN S.A.

Termin „Przemysł 4.0” stał się już nierozłącznym elementem w funkcjonowaniu wielu firm, ich rozwoju, strategicznych planów jak też realizowanych konkretnych działań. Dotyczy to na swój sposób praktycznie każdej sfery życia firmy, a szczególnie funkcjonowania Utrzymania Ruchu.

Statystyki podają, że w utrzymaniu ruchu wykorzystujemy obecnie około 30% danych, które są dostępne. Pozostałe, już dziś dostępne 70%, to dane którymi należy zarządzić, aby, po ich przetworzeniu, osiągnąć wartość dodaną. To właśnie koncepcja Przemysłu 4.0 - **Czwartej rewolucji przemysłowej** – otwiera nowe spojrzenie jak również potencjał wykorzystania dostępnych już danych w skojarzeniu ze współczesnymi możliwościami zastosowania automatyzacji, przetwarzania i wymiany danych oraz technik wytwórczych.

Definicyjnie - Przemysł 4.0 jest zbiorczym terminem dla technik i zasad funkcjonowania organizacji stosujących lub używających systemów cyber-fizycznych, Internetu rzeczy i przetwarzania chmurowego. W kontekście przywołanej definicji - przyszłość polityki remontowej w Przemysle 4.0 to kwestia, w zakresie systemów cyber-fizycznych, ciągłego budowania / rozwijania odpowiednich zdobyczy techniki, implementacji w nich kompetencji pracowników, wykorzystanie narzędzi IT, metod oraz technologii z pogranicza kilku różnych branż.

W idei Przemysłu 4.0 są trzy kluczowe kierunki rozwoju Utrzymania Ruchu:

- predykcyjne Utrzymanie Ruchu (PdM)
- zdalne Utrzymanie Ruchu
- rzeczywistość rozszerzona (AR)

Rozwijane kierunki spowodują pojawienie się nowych dziedzin/dyscyplin Utrzymania Ruchu, których definicje zostaną doprecyzowane w ciągu najbliższych lat a najważniejszy element biznesowy, jaki będzie ustalany przy wdrażaniu Utrzymania Ruchu z wykorzystaniem Przemysłu 4.0 koncentrować się będzie na umiejętnym zarządzaniu danymi.



Maintenance in Industry 4.0 dimension

Tomasz Przybysławski, Robert Wudecki

Technical Office
Maintenance Engineering Unit
PKN ORLEN S.A.

The term „Industry 4.0” has already become an inseparable element in the functioning of many companies, their development, strategic plans as well as implemented specific activities. This applies in its own way of every sphere of the company’s life, especially the operation of the Maintenance.

Statistics indicate that we currently use about 30% of the available data in maintainance. The remaining 70% available today are data that should be ordered to achieve added value. Usable for that is Industry 4.0, called “4th Industrial Revolution” - a concept referring to the concept of mutual use of automation, data processing and exchange as well as manufacturing / maintenance techniques.

Definitionally, Industry 4.0 is a collective term for the techniques and principles of the functioning of organizations using or using cyber-physical systems (CPS), the Internet of Things (IoT) and Cloud technics. According to this approach, it is can be realized as “intelligent factory”, where cyber-physical systems control physical processes, create virtual (digital) copies of the real world and make decentra-lized decisions, and through the Internet of things, in real time communicate and cooperate with each other and with people. Additionally thanks to Cloud technics offer computing and internal and inter-operational services.

According to the idea of Industry 4.0 there are three key directions of the Maintenance Develop-ment:

- predictive maintenance (PdM)
- Remote Maintenance
- Augmented reality (AR)

The developed directions will result in the emergence of new areas / disciplines of Maintenance, whose definitions will be clarified in the coming years. The most important business element which will be determined when implementing Maintenance with the use of Industry 4.0 will focus on skilful data management.



Rola przemysłu paliwowego i biopaliwowego w gospodarce o obiegu zamkniętym

Delfina Rogowska

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Wielkim wyzwaniem XXI w, zarówno dla przedsiębiorców jak i dla społeczności lokalnych jest redukcja ilości powstających i składowanych odpadów. Stąd polityka Unii Europejskiej kładzie nacisk na wdrożenie mechanizmów przede wszystkim redukujących ilość powstających odpadów, recykling a gdy jest to niemożliwe wtedy na ich przekształcenie w nośniki energii. Składowanie odpadów ma być ostatecznością. Wytyczne te są wdrażane poprzez ideę „circular economy”, czyli gospodarkę o obiegu zamkniętym, gdzie powstawanie odpadów jest minimalizowane, a wszystkie strumienie powstające w procesie produkcyjnym powinny znaleźć zastosowanie jako surowce do wytwarzania innych produktów. Idea circular economy poprzez łączenie strumieni z różnych gałęzi przemysłu sprawia, że podejście do wykorzystywanych surowców staje się interdyscyplinarne. W to podejście włącza się również przemysł paliwowy i biopaliwowy. Kierunek ten jest również silnie wyznaczany przez wymagania zapisane w projektowanej dyrektywie RED II. Przemysł paliwowy dostarczający paliw silnikowych na rynek europejski stanie przed nowym wyzwaniem włączenia do puli swoich surowców również innych, nie ropopochodnych strumieni. Jednak jak wykazują niektóre europejskie analizy, w niektórych przypadkach uszlachetnianie surowców odpadowych do jakości wymaganej przez przetwórcę wymaga znacznych nakładów, w tym nakładów energetycznych, co generuje dodatkową emisję GHG. Dlatego przy planowaniu polityki surowcowej, oprócz koncentrowania się na aspektach zagospodarowania odpadów ważne jest aby oszacować emisję GHG związaną z zagospodarowaniem danego strumienia odpadowego. Ponieważ idea „circular economy” jest ideą interdyscyplinarną, właściwe będzie opracowanie modelu przepływu strumieni nie tylko na poziomie przedsiębiorstwa, czy łańcucha dostaw, ale na poziomie przenikających się wzajemnie gałęzi przemysłu. Optymalizacja takiego modelu ze względu na określone cechy środowiskowe (np. ślad węglowy, czy wodny) pozwoli na wdrożenie rozwiązań w obszarze „circular economy” faktycznie przyjaznych dla środowiska.



The role of fuel and biofuel industry in the circular economy

Delfina Rogowska

Oil and Gas Institute – National Research Institute

The huge challenge of XXI century, both for entrepreneur and local communities is to reduce the amount of waste generated and landfilled. Hence, the policy of the European Union insists on the implementation of mechanisms primarily reducing the amount of waste, recycling and if this is not possible then for their transformation into energy carriers. Landfilling is to be a last resort. These guidelines are implemented through the idea of a „circular economy”, where waste generation is minimized, and all streams generated in the production process should be used as raw materials for the production of other products. The idea of a circular economy by combining streams from various branches of industry makes the approach to the used raw materials interdisciplinary. The fuel and biofuels industry is also involved in this approach. This direction is also strongly determined by the requirements of the proposed RED II directive. The fuel industry supplying motor fuels to the European market will face a new challenge to include other non-petroleum streams in the pool of its raw materials. However, as some European analyzes show, in some cases the refining of waste raw materials to the quality required by the processor requires significant outlays, including energy inputs, which generates additional GHG emission. Therefore, when planning resources policy, besides focusing on the aspects of waste management, it is important to estimate the GHG emissions associated with wastes usage. Since the idea of „circular economy” concept is interdisciplinary, it would be appropriate to develop a model of the flows not only at the enterprise level, or the supply chain level, but at the level of intertwining industry branches. Optimization of such a model due to specific environmental characteristics (eg carbon or water footprint) will allow implementing solutions in the area of „circular economy” that are actually environmentally friendly.



Opracowanie nowej technologii zagospodarowania nieprzereagowanego oleju z procesu hydrokrakingu z wykorzystaniem systemów filtracyjnych

Dagmara Aptowicz, Jan Biedroń

GRUPA LOTOS S.A.

Projekt dotyczy opracowania nowej technologii zagospodarowywania nieprzereagowanego oleju z procesu hydrokrakingu. W ramach prac badawczo-rozwojowych zaprojektowany zostanie proces technologiczny oraz stworzona zostanie instalacja pilotażowa, której celem będzie usunięcie ze strumienia nieprzereagowanego oleju z hydrokrakingu wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (HPNA), które powstają w trakcie reakcji krakingu w obecności wodoru destylatów próżniowych, ekstraktów aromatycznych i deasfaltyzatu uzyskanych z ropy naftowej i pomimo niewielkiej zawartości powodują istotną przeszkodę w dalszym zagospodarowaniu produktu. W przypadku próby ponownego skierowania UCO (unconverted oil) do produkcji paliw (np. cyrkulacja na instalacji hydrokrakingu), HPNA powodują stopniową dezaktywację katalizatora co ma wpływ na długość jego cyklu pracy. W przypadku zastosowania UCO jako wsadu do produkcji olejów bazowych, zawartość HPNA ma wpływ na ich parametry stabilności oksydacyjnej i barwy. W wyniku realizacji projektu UCO, który zostanie przetworzony przez instalację, może zostać wykorzystana w rafinerii jako pełnowartościowy surowiec do ponownego przerobu na instalacjach technologicznych.



Development of a new technology of managing Unconverted Oil (UCO) derived from hydrocracking process with the use of filtration systems

Dagmara Aptowicz, Jan Biedroń

GRUPA LOTOS S.A.

The project relates to the development of a new technology of managing Unconverted Oil (UCO) derived from hydrocracking process. Within the framework of R&D works a technological process shall be designed and a pilot installation shall be developed, the aim of which shall be removal of Heavy Polynuclear Aromatics (HPNA) from a stream of UCO derived from hydrocracking, the HPNA being formed during the cracking reaction in the presence of hydrogen, vacuum gas oils, aromatic extracts and deasphalted oil derived from crude oil and in spite of their small amount significantly hindering further use and management of the product. In case there is an attempt to reuse UCO in fuel production (e.g. circulation in the hydrocracking plant), HPNA cause gradual catalyst deactivation, which influences the length of its working cycle. In case UCO is applied as a feed in the production of base oils, HPNA content has impact on their oxidation stability and color parameters. Due to the above mentioned reasons, the value of the product is lower as it cannot be managed in an effective way in the refinery internal processes. As a result of the project implementation UCO which shall be processed by the plant can be used in the refinery as a full value feedstock to be reprocessed in technological installations.

Co-processing w świetle wymagań dyrektywy RED

Jan Lubowicz

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Do końca XX wieku praktycznie jedynym źródłem węglowodorów i szerokiej gamy wytwarzanych na ich bazie produktów, w tym paliw ciekłych, była przeróbka ropy naftowej i węgla, których dostępne zasoby mają charakter ograniczony. Zainteresowanie alternatywnymi źródłami komponentów służących do wytwarzania paliw silnikowych i opałowych nie wynika jednak wyłącznie z faktu kurczenia się zasobów paliw kopalnych. Istotne są także uwarunkowania ekonomiczno-gospodarcze, ekologiczne oraz kwestie natury politycznej związane z uzależnieniem od dostaw surowców z regionów lub krajów uznawanych za nieprzewidywalne. Poszukiwania te idą przede wszystkim w kierunku źródeł o charakterze odnawialnym, umożliwiających jednocześnie redukcję gazów cieplarnianych oraz w pewnym stopniu uniezależnienie się od importu surowców kopalnych. Kraje należące do Unii Europejskiej, w tym Polska, zobowiązane są do wprowadzania biokomponentów/biopaliw na mocy dyrektywy 2009/28/WE (RED) promującej stosowanie energii ze źródeł odnawialnych. Dyrektywa ta określa krajowe cele ogólne w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych. Uzupełnieniem dyrektywy RED jest dyrektywa 2009/30/WE (FQD), określająca wymagania jakościowe dla paliw silnikowych oraz wprowadzająca wymóg redukcji emisji GHG w cyklu życia paliw. Implementacją obu dyrektyw na obszarze Polski jest Ustawa z o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz Rozporządzenia określające wymagania jakościowe dla biokomponentów oraz Narodowy Cel Wskaźnikowy, określający minimalny udział biopaliw w wytwarzanych paliwach silnikowych. Jako surowiec bioodnawialny do wytwarzania biokomponentów stosowana jest różnego rodzaju biomasa określona w dyrektywie RED. Jedną z technologii służącą do wytwarzania biokomponentów jest proces katalitycznej hydrokonwersji olejów pochodzenia biologicznego (oleje roślinne, tłuszcze zwierzęce i rybne, olej z alg). W wyniku tego procesu z triglicerydów kwasów tłuszczowych uzyskuje się węglowodory parafinowe (biowęglowodory), stosowane jako komponenty paliwa lotniczego Jet i oleju napędowego oraz biopropan. Hydrokonwersja może być prowadzona na oddzielnych, dedykowanych instalacjach (proces HVO) lub też na typowych, rafineryjnych instalacjach do hydrorafinacji frakcji naftowych. W tym drugim przypadku surowcem jest mieszanina olejów roślinnych i średnich frakcji naftowych a cały proces określany jest jako współtwardornienie (co-processing). Jednym z problemów, które towarzyszą produkcji i wprowadzaniu biokomponentów węglowodorowych na rynki paliwowe, jest określenie rzeczywistej zawartości węglowodorów pochodzenia biologicznego w mieszaninie ze źródeł kopalnych (ropa naftowa, gaz ziemny). Ma to szczególnie znaczenie w przypadku stosowania biokomponentu w celu realizacji dyrektywy RED, zobowiązującej kraje członkowskie UE do wykorzystywania energii ze źródeł odnawialnych. W prezentacji przedstawiono trzy różne metody służące do obliczenia wartości energetycznej biokomponentu uzyskanego w wyniku co-processingu:

1. bazująca na chemizmie procesu hydrokonwersji olejów roślinnych;
2. wykorzystującą dostępne uregulowania prawne (Dyrektywa 2015/652, RED II).
3. zaimplementowaną w systemie KZR INiG, który potwierdza zgodność biokomponentów (biopaliw) z Kryteriami Zrównoważonego Rozwoju

Każda z tych metod cechuje się wadami i zaletami, co wynika odmiennego podejścia do obliczenia wartości energetycznej biokomponentu w końcowym produkcie. Efektem tego są też pewne różnice w uzyskanych wynikach.



Co-processing in light of the RED requirements

Jan Lubowicz

Oil and Gas Institute – National Research Institute

Until the end of the 20th century, practically the only source of hydrocarbons and a wide range products manufactured on their basis, including liquid fuels, was the processing of crude oil and coal, which available resources are limited. The interest in the alternative sources of components for the production of motor and heating fuels is not only due to the decreasing of fossil fuel resources. Important are also economic conditions, environmental, ecological and political issues associated with dependence on supplies of raw materials from regions or countries considered to be unpredictable. The interests are directed primarily towards renewable resources, which at the same time enable the reduction of greenhouse gases and, to some extent, help to become independent from the import of fossil raw materials. Countries belonging to the European Union, including Poland, are obliged to introduce biofuels according to the Directive 2009/28/EC (RED) promoting the use of energy from renewable sources. This directive specifies national overall targets for the share of energy from renewable sources. The RED directive is complemented by the Directive 2009/30/EC (FQD), which defines the quality requirements for motor fuels and introducing a requirement to reduce GHG emissions in the life cycle of fuels. The implementation of both directives in Poland is the Act on biocomponents and liquid biofuels and also government regulations specifying quality requirements for biocomponents and the National Indicative Target, which specifies the minimum share of biofuels in produced motor fuels. As a raw materials for the production of biocomponents are used various types of biomass specified in the RED Directive. One of the technologies used to production of biocomponents is catalytic hydroconversion of biological origin oils (vegetable oils, animal and fish fats, algae oil), which is called HVO. As a result of HVO process, paraffins (bio-hydrocarbons) are obtained from fatty acid triglycerides, and used as a components of jet and diesel fuel as well as bio-propane. The hydroconversion can be carried out using separate, dedicated installations (HVO process) or using typical refinery installations for hydrotreating of petroleum fractions. In the second case, the raw material (feedstock) is a mixture of vegetable oils and medium petroleum fractions and the whole process is called co-processing. One of the problems that accompany the production and implementation of hydrocarbon bio-components to the fuel markets is the determination of the actual (real) content of hydrocarbons of biological origin in a mixture of fossil sources (crude oil, natural gas). This is especially important when using a biocomponent to implement the RED directive, which obliges EU member states to use energy from renewable sources. The presentation shows three different methods for calculating the energy value of a biocomponent obtained as a result of co-processing:

1. based on chemistry of the hydroconversion process of vegetable oils
2. based on available legal regulations (Directive 2015/652, RED II)
3. included in the KZR INiG System, which confirms the compliance of biocomponents (biofuels) with the Sustainability Criteria.

Each of these methods has the advantages and disadvantages, which results from different approach to calculating the energy value of the biocomponents in the final product. The effect of this are also some differences in the obtained results.

Oferta
dla domu

Wszędzie tam, gdzie potrzebujesz pomocy. Jesteśmy przy Tobie.

Wybierz ofertę „Przyszłość bez awarii”
i korzystaj z pomocy fachowców!



Zapewniamy energię



JUŻ DZIŚ PODPISZ UMOWĘ

Zapraszamy do

Biur Obsługi Klienta PGE

422 222 222

serwis@gkpge.pl

ebok.gkpge.pl lub **zapewniamyenergie.pl**

Możliwości rozwoju energetyki gazowej

Tadeusz Chmielniak

Politechnika Śląska

W głównych scenariuszach przyszłościowej struktury paliwowej w skali globu i zazwyczaj także w przypadku wielu krajów wzrasta udział gazu. Energetyczne jego wykorzystanie w elektroenergetyce opiera się na wykorzystaniu zespołów turbiny gazowej różnej mocy. Również w Polsce przewiduje się, że w sektorze wytwarzania elektryczności wzrośnie udział technologii z turbiną gazową. Prognoza ta jest związana z nowymi wymaganiami stawianym technologiom energetycznym w związku z rozwojem rynku energii, nowymi celami emisyjnymi oraz wzrostem znaczenia technologii o losowym charakterze wytwarzania (głównie energetyki wiatrowej i słonecznej). Autonomiczne zespoły turbin gazowych i układy gazowo-parowe lepiej od technologii węglowych radzą sobie z wymaganiami dotyczącymi wzrostu elastyczności cieplnej (rozumianej jako dynamika zmiany obciążenia, przy zachowaniu trwałości głównych modułów instalacji) a także poprawy sprawności, niezawodności. Z ekologicznego punktu widzenia ważną zaletą paliwa gazowego jest mniejsza w porównaniu z innymi paliwami generacja dwutlenku węgla w procesie spalania na jednostkę energii chemicznej zawartej w paliwie. Podczas spalania pierwiastka węgla wydziela się 0,112 kg CO₂/MJ, natomiast przy spalaniu metanu jednostkowa emisja jest równa 0,055 kg/MJ. Po uwzględnieniu dodatkowo różnicy między sprawnościami wytwarzania elektryczności dla technologii węglowych i gazowych ujawnia się znaczna przewaga ekologiczna technologii gazowych, wyrażająca się znacznie mniejszą emisją. Na ogół także dla stosowanych współcześnie wartości temperatury TIT (Total Inlet Temperature), nie występują poważniejsze problemy z uzyskaniem normatywnych wartości emisji NO_x. Ogólna moc zainstalowana zawodowych elektrowni gazowych w polskim systemie energetycznym to ok. 2300 MW (koniec 2017), co stanowi 5.39% mocy zainstalowanej (energetyka węglowa 68.17%, OZE bez elektrowni wodnych 14.5%). Udział energetyki gazowej w produkcji elektryczności wynosi ok. 4.3%. Dane te wskazują na niedocenianie tej klasy technologii w polskim miksie energetycznym. Postępujący proces dekarbonizacji gospodarki oraz wzrost znaczenia źródeł o niskiej gęstości energetycznej i o losowym charakterze wytwarzania stwarza warunki do zwiększenia stopnia upowszechnienia energetyki gazowej. Zwiększenie konkurencyjności technologii gazowych dużych i średnich mocy na rynku energii jest jednak uzależnione od wielu czynników, z których, wobec niepewności na rynku cen gazu najważniejsza jest efektywność ekonomiczna. Szczególnego znaczenia nabierają także zdolności adaptacji technologii gazowych do zmiany obciążenia w cyklu dobowym. Trudno obecnie wskazać jakie układy turbin gazowych powinny w najbliższej perspektywie być instalowane w systemie wytwarzania. Wykorzystanie turbin gazowych klasy G i H umożliwia budowę układów gazowo parowych o mocy rzędu 500 – 700 MW o sprawnościach 60-61%. Obserwacja rozwoju sytuacji w innych krajach wskazuje raczej na tendencję zastosowań układów małej i średniej mocy (0.2 – 50 MW). Dla upowszechnienia tej klasy technologii w polskiej energetyce ważne znaczenie ma rozwój technologii kogeneracyjnych różnej mocy. Należy podkreślić, że ten silnik cieplny ma istotne znaczenie także w wielu innych obszarach gospodarki, głównie w transporcie lądowym i morskim oraz jako źródło napędu maszyn roboczych.



Possibilities of gas power development

Tadeusz Chmielniak

Silesian University of Technology

In the main scenarios of the future fuel structure on a global scale, and usually also in many countries, the share of gas increases. Its use in the power industry is based on exploitation of different gas turbine power system. Also in Poland, it is expected that the share of technologies with a gas turbine will increase in the electricity generation sector. This forecast is related to the new energy technologies requirements in connection with the development of the energy market, new emission targets and the increase in the importance of technologies with a random nature of production (mainly wind and solar). Autonomous gas turbine and combined cycle better than coal technologies cope with the requirements for increasing thermal flexibility (understood as the dynamics of load change, while maintaining the durability of the main gas turbine modules) as well as improving efficiency and reliability. From an ecological point of view, an important advantage of gaseous fuel is the lower emission of carbon dioxide in the combustion process per unit of fuel chemical energy compared to other fuels. During combustion of the carbon, 0.112 kg CO₂ / MJ is emitted, while for methane combustion the unit emission is equal to 0.055 kg / MJ. After additionally taking into account the difference between electricity generation efficiency for coal and gas technologies, there is a significant ecological advantage of gas technologies, with much lower emissions. In general, for currently used TIT (Total Inlet Temperature) values, there are no major problems with obtaining normative NO_x emission values. The total installed capacity of professional gas-fired power plants in the Polish energy system is approximately 2,300 MW (end of 2017), which is 5.39% of installed capacity (68.17% of coal power, RES without hydropower, 14.5%). The share of gas energy in the production of electricity is approx. 4.3%. These data indicate that this class of technology is underestimated in the Polish energy mix. The progressing process of decarbonisation and the increase in the importance of sources with low energy density and the random nature of production creates conditions for increasing the share of power gas generation plants. Increasing the competitiveness of gas technologies of large and medium-scale in the energy market, however, depends on many factors, which, in the face of uncertainty in the gas market, the most important is economic efficiency. The adaptability of gas technologies to change load in the daily cycle is also of particular importance. At present it is difficult to indicate what systems of gas turbines should be adopted in the near future. The use of G and H gas turbines allows the construction of gas-steam systems with the power of 500-700 MW with 60-61% efficiency. Observation of developments in other countries indicates a tendency to use low and medium power systems (0.2 - 50 MW). To promote this class of technology in the Polish energy sector, the development of cogeneration technologies is of great importance. It should be emphasized that this thermal engine is also important in many other areas of the economy, mainly in land and sea transport and as a source of drive for work machines.



Długofalowe perspektywy rynku LNG w aspekcie bezpieczeństwa energetycznego Polski

Robert Kwiatkowski

Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

LNG (ang. Liquefied Natural Gas) to skroplony gaz ziemny. W wyniku skroplenia, po wcześniejszym oczyszczeniu gazu, otrzymuje się bardzo czyste, bezbarwne i bezwonne paliwo składające się w przeważającej większości z CH₄ oraz niewielkiej ilości innych węglowodorów. LNG przechowywane jest w temperaturze około -163 °C, z 1 tony LNG po regazyfikacji, czyli procesie ponownego przekształcenia w fazę gazową, otrzymuje się ponad 1300 Nm³ gazu ziemnego. Duża gęstość jest wielką zaletą tego paliwa i stwarza olbrzymie możliwości magazynowania, transportu oraz wykorzystania w miejscach gdzie nie ma dostępu do sieciowego gazu ziemnego.

Według dostępnych analiz w najbliższych latach na świecie wciąż następować będzie wzrost popytu na energię. Największy wzrost zużycia energii pierwotnej (46 % całej wartości) przewidywany jest do pokrycia poprzez zwiększenie zużycia gazu ziemnego. Co więcej jak wynika między innymi z raportu Shell ponad 30% wzrostu zostanie pokryte przez dostawy LNG. Odpowiedzią na wzrastający popyt na gaz LNG są prace prowadzone w kierunku zwiększenia możliwości istniejących i nowych instalacji skraplających. W styczniu 2017 roku wielkość instalacji skraplających wynosiła około 339,7 MTPA i zwiększyła się w stosunku do roku 2015 o około 35 MTPA.

W 2016 r. PGNiG sprowadziło ok. 1,8 mln m³ LNG (czyli około 1,04 mld m³ gazu po regazyfikacji), z tego 0,85 mld m³ zostało wprowadzone do krajowego systemu przesyłowego. W marcu 2017 roku PGNiG podpisało umowę dodatkową do obowiązującej umowy długoterminowej z Qatargas. Zgodnie z jej warunkami, Qatargas zwiększy wolumen skroplonego gazu ziemnego (LNG) dostarczanego PGNiG do łącznie 2 milionów ton rocznie (tj. około 2,7 mld m³ gazu po regazyfikacji). Nowa umowa weszła w życie 1 stycznia 2018 r. i będzie obowiązywała do czerwca 2034 roku. Po rozbudowaniu mocy regazyfikacyjnych terminalu do 7,5 mld m³ gazu ziemnego wielkość wolumenu transportowanego cysterami będzie wynosić około 400 milionów metrów sześciennych.

Sieć gazowa jest dostępna na około 60 % powierzchni kraju i jest systematycznie rozbudowywana przez PSG (około 2,5 tys. km sieci gazowej modernizowanej i budowanej rocznie). Jest to proces, który przebiega w sposób stopniowy i jest uzależniony między innymi od dostępności przesyłowych sieci gazowych. Powoduje to, że pomimo znacznego wzrostu zainteresowania potencjalnych klientów wykorzystaniem paliwa gazowego do celów socjalno-bytowych, grzewczych a także technologicznych do niedawna możliwości dostarczenia takiego paliwa do znacznej części zainteresowanych była ograniczona. Sytuacja uległa radykalnej zmianie z jednej strony po uruchomieniu terminalu LNG w Świnoujściu co zlikwidowało ograniczenia związane z podażą gazu, z drugiej zaś w wyniku rozwoju technologii skraplania, transportu i regazyfikacji. Ponadto stacje LNG ze względu na możliwości techniczne i prawne mogą być w wielu wypadkach wybudowane szybciej niż sieci przesyłowe czy dystrybucyjne co powoduje ich coraz powszechniejsze wykorzystanie do pregazyfikacji.

Polska Spółka Gazownictwa do 2018 roku eksploatowała stacje regazyfikacji LNG w ośmiu lokalizacjach na terenie Polski. Dzięki intensywnym pracom w 2017 i 2018 roku zidentyfikowano kilkadziesiąt potencjalnych lokalizacji nowych stacji regazyfikacji LNG co skutkować będzie corocznym przyrostem co najmniej kilkunastu stacji LNG umożliwiającym zasilanie całych miejscowości takich jak między innymi Augustów, Grajewo, Mońki, Czyżew.



Long-term prospects of LNG market in terms of the energy security of Poland

Robert Kwiatkowski

Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Liquefied natural gas (LNG) is an extremely clean, colourless and odourless fuel consisting predominantly of CH₄ and small amounts of other hydrocarbons, received as a result of liquefaction of previously purified gas. LNG is stored at a temperature of about -163°C, 1 ton of LNG after regasification, that is, the process of retransformation into gas phase, provides more than 1300 Nm³ of natural gas. High density is a great advantage of this fuel and creates huge opportunities for its storage, transport and use in places where there is no access to the network of natural gas.

According to available analysis, in the years to come the world will follow a progressive increase in demand for energy. The largest increase in primary energy consumption (46% of the total value) is projected to be covered by the growth in consumption of natural gas. Moreover, according to a report by Shell, more than 30% of the increase will be covered by LNG supplies. In order to meet growing demand for LNG the activities leading to a further increase in capacities of existing and new liquefaction facilities have been conducted. In January 2017 the capacity of liquefaction facilities amounted to approximately 339.7 MTPA and increased by about 35 MTPA compared with 2015.

In 2016, PGNiG imported about 1.8 million cubic meters of LNG (about 1.04 billion cubic meters of gas after regasification), 0.85 billion cubic meters were injected into the national natural gas transmission system. In March 2017 PGNiG signed an additional agreement to the existing long term contract with Qatargas. In accordance with its terms, Qatargas shall increase the volume of liquefied natural gas (LNG) supplied to PGNiG to a total of 2 million tons per year (i.e. around 2.7 billion cubic meters of gas after regasification). The new agreement entered into force on 1 January 2018 and will remain in force until June 2034. After developing regasification capacities of the terminal to 7.5 billion cubic meters of natural gas, the volume transported in tankers will be about 400 million cubic meters.

Gas network covers approximately 60% of the country's area and is being systematically expanded by PSG (about 2.5 thousand km of gas grid is upgraded and built annually). It is a process that runs gradually and is dependent on, inter alia, the availability of transmission gas networks. The result is that despite the significant increase in the interest of potential customers in using gas for social-domestic, heating as well as technology purposes, until recently the capacity of gas delivery to a substantial part of the interested customers was limited.

The situation has completely changed, on the one hand, after the opening of LNG terminal in Swinoujście which removed the restrictions on the supply of gas, on the other hand, as a result of development in liquefaction, transportation and regasification technologies. In addition, LNG stations due to technical and legal possibilities can be in many cases built faster than transmission or distribution networks, what results in their increasingly common use in pre-gasification.

Polska Spółka Gazownictwa has operated the LNG regasification stations in eight locations in Poland up to 2018. Thanks to intensive work, in 2017 and 2018 a several dozen of potential LNG plant locations were identified. It will result in an annual increase of at least a dozen of LNG plants capable of supplying gas to the whole settlements such as, inter alia, Augustów, Grajewo, Monki, Czystew.



Nowoczesne systemy czyszczenia zbiorników magazynowych ropy naftowej

Wojciech Krasodomski¹, Mariusz Iskierski², Michał Krasodomski¹

¹ Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy,

² Climbex S.A.

Surowa ropa naftowa jest materiałem niejednorodnym i niestabilnym. W czasie magazynowania, w zbiornikach sedymentują zawieszone w ropie substancje mineralne (piasek, ropy, produkty korozji) oraz parafiny, żywice i asfalteny, dodatkowo z surowej ropy wytrąca się pewna ilość wody. Substancje te tworzą na dnie zbiorników warstwę półstałych osadów wymieszanych z ropą, które muszą być okresowo usuwane np. w celu przygotowania do okresowych badań technicznych zbiorników*, lub przygotowania ich do remontu, czy modernizacji.

Do końca XX w. najpopularniejszym sposobem czyszczenia zbiorników było czyszczenie ręczne. Jest ono wieloetapowym niebezpiecznym procesem, w którym po usunięciu ropy ze zbiornika i przeprowadzeniu wentylacji, do wnętrza wchodził zespół pracowników usuwających zgromadzone w zbiorniku osady.

Pod koniec XX wieku rozpoczęto prace nad wyeliminowaniem pracy człowieka z procesu usuwania osadów poprzez automatyzację tego etapu czyszczenia zbiorników. Próbowano zastąpić ludzi zdalnie sterowanymi maszynami w procesach półautomatycznych. Ostatecznie jednak rozwiązanie to nie przyjęło się.

Aktualnie większość wykorzystywanych na świecie nowoczesnych technologii automatycznego czyszczenia zbiorników polega na upłynnieniu osadu i odpompowaniu go w procesie ciągłym. Z upłynnionego osadu odzyskiwana jest ropa, a pozostałość rozdzielana na wodę odpadową oraz osad kierowany do utylizacji. W takich procesach zespół pracowników wchodzi do zbiornika praktycznie po usunięciu osadów w celu przeprowadzenia prac wykończeniowych.

Zaletami tego podejścia jest zminimalizowanie strat ropy, oraz zminimalizowanie ilości odpadów generowanych w procesie oraz praktyczne wyeliminowanie pracy ludzkiej z etapu usuwania osadów.

* Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 listopada 2005 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, rurociągi przesyłowe dalekosiężne służące do transportu ropy naftowej i produktów naftowych i ich usytuowanie





Modern cleaning systems for crude oil storage tanks

Wojciech Krasodomski¹, Mariusz Iskierski², Michał Krasodomski¹

¹ Oil and Gas Institute - National Research Institute

² Climbex S.A.

Crude oil is a heterogeneous and unstable material. During storage, mineral substances suspended in petroleum (eg sand, clays, corrosion products) and paraffins, resins and asphaltenes sediment in tanks, additionally some water precipitates from crude oil.

These substances form a layer of semi-solid sediments at the bottom of the tanks mixed with crude oil, which must be periodically removed, eg for preparation for periodic technical testing of tanks*, or preparing them for renovation or modernization.

Until the end of the 20th century, manual cleaning was the most popular way to clean tanks. It is a multi-stage dangerous process, in which, after removing the crude oil from the tank and carrying out the ventilation, a team of workers is entering to remove the deposits accumulated on the bottom of the tank.

At the end of the 20th century, work on eliminating human work from the process of removing sediments due to the automation has begun. Attempts were made to replace people with remotely controlled machines in semi-automatic processes. Finally, however, this solution is not widely used.

Currently, most of the modern systems are used in automatic tank cleaning used in the world to liquefy the sludge and pump it out in a continuous process. The crude oil is recovered from the liquefied sludge and the residue is separated into waste water and the solid deposit, which is sent for utilization. In this processes, the team of workers enters the tank after removing the sediments in order to carry out finishing works.

The advantages of this approach are minimizing oil losses, and minimizing the amount of waste generated in the process, and elimination of human work from the sludge removal stage.

* Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 listopada 2005 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, rurociągi przesyłowe dalekosiężne służące do transportu ropy naftowej i produktów naftowych i ich usytuowanie

Światowy rozwój technologii komponentów paliwowych wyższych generacji

Martynika Pałuchowska

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Obecna polityka światowa, w tym Unii Europejskiej kształtowana jest z uwzględnieniem priorytetu jaki stanowi poprawa powietrza atmosferycznego i powstrzymanie zmian klimatycznych. Energia zużywana w sektorze transportu drogowego pochodząca z paliw ropopochodnych musi być obligatoryjnie zastępowana energią odnawialną. Energia ta pochodzić ma, między innymi, z biopaliw wyższych generacji. Aktualna polityka Unii Europejskiej w tym zakresie obejmuje kilka dyrektyw, które są obowiązkowo wdrażane do porządku prawnego państw członkowskich. Jest to Dyrektywa RED (2009/28/WE), Dyrektywa FQD (2009/30/2009), Dyrektywa ILUC (2015/1513) oraz projekt Dyrektywy RED II. Załącznik X projektu Dyrektywy RED II wyznacza trajektorię spadku udziału obecnych biopaliw w puli paliw silnikowych oraz trajektorię wzrostu udziału biopaliw zaawansowanych w tej puli do roku 2030.

Surowcami dla biopaliw zaawansowanych (wyższych generacji) jest biomasa nieżywnościowa taka jak rośliny niejadalne, glony, algi, wodorosty, odpady rolno-spożywcze i leśne. W rozumieniu załącznika IX części A projektu Dyrektywy RED II, surowce dla produkcji biopaliw zaawansowanych kwalifikowane do podwójnego zaliczania wartości energetycznej to: glony hodowane na lądzie w stawach lub fotobioreaktorach, biomasa z odpadów komunalnych, z odpadów przemysłowych nieodpowiednich do użycia w łańcuchu żywnościowym lub paszowym (rolno-spożywcze, rybne, z akwakultury), biomasa z odpadów i pozostałości z leśnictwa i gałęzi przemysłu opartych na leśnictwie, niespożywczy materiał celulozowy, określony w odpowiednich punktach projektu Dyrektywy RED II. Dyrektywy RED, FQD, ILUC zostały wdrożone do polskiego prawa Ustawą o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz Ustawą o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

Wg danych IRENA za 2015 rok, obligatoryjne cele w zakresie biopaliw zostały wdrożone w 64 krajach na świecie, w tym w 27 państwach członkowskich UE, w 13 krajach amerykańskich i w 12 krajach azjatyckich. Niektóre z krajów wprowadziły różne mechanizmy wsparcia dla biopaliw zaawansowanych. Wg szacunków zapotrzebowanie na ten rodzaj biopaliw waha się w granicach 18 - 25% całkowitej światowej produkcji biopaliw w 2030-2035. Działalność produkcyjną w 2015 roku na świecie w zakresie produkcji biopaliw zaawansowanych prowadzono w 47 zakładach, w tym 21 to obiekty pilotażowe.

W Europie na skalę przemysłową wytwarzane są głównie uwodornione oleje odpadowe i tłuszcze (HVO) w ilości 2,3 mld litrów w Holandii, Hiszpanii, Włochy i Finlandii. Aktualną specyfikację jakościową tego produktu zawiera norma EN 15940:2016. Przegląd stanu zaawansowania rozwoju różnych technologii produkcji komponentów paliw wyższych generacji na świecie wskazuje, że obecnie rozwijana jest głównie technologia przerobu surowca lignocelulozowego i odpadów na bioetanol wyższej generacji (niespożywczy): 70% projektów. W mniejszej skali postępuje rozwój technologii przerobu surowca lignocelulozowego i odpadów na biowęglowodory typu oleju napędowego: 20% projektów. Niewiele projektów jest realizowanych w zakresie rozwój technologii przerobu surowca lignocelulozowego i cukrów na biowęglowodory typu benzyny: 7% projektów oraz rozwoju technologii produkcji FAME z mikroalg: 4% projektów. Trendy te są obserwowane także wśród projektów realizowanych obecnie w programie Horizon 2020.



Global development of technologies of higher-generation fuel components

Martynika Pałuchowska

Oil and Gas Institute – National Research Institute

Current global politics, including the European Union, is shaped with the priority of improving atmospheric air and stopping climate change. Energy consumed in the road transport sector derived from petroleum fuels must be obligatorily replaced with renewable energy. This energy is to come, among others, from higher-generation biofuels. Current European Union policy in this area includes several directives, which are obligatorily implemented in the legal order of the Member States. This is the RED Directive (2009/28/EC), the FQD Directive (2009/30/2009), the ILUC Directive (2015/1513) and the draft RED II Directive. Annex X of the draft RED II Directive sets the trajectory of the decrease in the share of current biofuels in the motor fuels pool and the trajectory of the increase in the share of advanced biofuels in this pool by 2030.

The raw materials for advanced biofuels (higher generations) are non-food biomass such as inedible plants, algae, seaweed, agri-food waste and forestry waste. For the purposes of Annex IX, Part A draft Directive RED II, raw materials for the production of advanced biofuels eligible for double counting of energy are: algae reared on land in ponds or photobioreactors, biomass from municipal waste, industrial waste unsuitable for use in food or feed chain (agro-food, fish, aquaculture), biomass from waste and residues from forestry and forest based industries, non-food cellulose material, specified in the relevant points of the draft RED II Directive. The RED, FQD and ILUC directives have been implemented into Polish law by the Act on the Fuel Quality Monitoring and Control System and the Act on Biocomponents and Liquid Biofuels.

According to IRENA data for 2015, obligatory biofuels targets have been implemented in 64 countries around the world, including 27 EU Member States, 13 American countries and 12 Asian countries. Some of the countries have introduced various support mechanisms for advanced biofuels. According to estimates, the demand for this type of biofuels ranges from 18 - 25% of the total world production of biofuels in 2030-2035. The global production activity in 2015 in the field of advanced biofuel production was conducted in 47 plants, including 21 in pilot plants.

In Europe on an industrial scale, mainly hydrogenated waste oils and fats (HVO) are produced in the amount of 2.3 billion liters in the Netherlands, Spain, Italy and Finland. The current quality specification for this product is contained in EN 15940: 2016. The review of the state of progress in the development of various technologies for the production of higher generation fuels components in the world indicates that currently the technology of processing lignocellulosic raw material and waste into higher generation bioethanol (non-food) is being developed: 70% of projects. On a smaller scale, the technology of processing lignocellulosic raw material and waste for diesel type biohydrocarbons is progressing: 20% of projects. Few projects are implemented in the field of processing technology for processing lignocellulosic raw material and sugars for petrol type biohydrocarbons: 7% of projects and development of FAME technology from microalgae: 4% of projects. These trends are also observed among projects currently implemented in the Horizon 2020 program.



Narzędzia informatyczne w optymalizacji procesów technologicznych APC – Advanced Process Control

Marek Bożek

PKN ORLEN S.A.

Przemysł, technika – to dziedziny które charakteryzują się nieustannym rozwojem i dążeniem do zwiększenia efektywności zakładu produkcyjnego. Jedną z podstawowych metod takiego rozwoju jest sięganie po narzędzia informatyczne – zarówno ogólnego przeznaczenia jak i specjalistyczne, ukierunkowane i przystosowywane dla konkretnych celów.

Sytuacja na rynku ciągle się zmienia. Zmieniają się także procesy technologiczne. Aby być z wszystkim na bieżąco i nie dać się wyprzedzić konkurencji, koniecznie trzeba iść z duchem czasu. Celem jest osiągnąć sukces i sprawić, aby firma funkcjonowała dobrze, dlatego musimy cały czas starać się poprawiać wydajność jednostek produkcyjnych, utrzymywać wysokie standardy jakościowe oraz zwiększać dostępność i wykorzystanie instalacji.

Trzeba również zadbać o sprawny przepływ informacji i współdziałanie w łańcuchu logistycznym pomiędzy komórkami organizacyjnymi – od zakupów surowca i planowanie produkcji, przez harmonogramowanie, produkcję i ekspedycję aż do detalicznego klienta naszych stacji.

Utrzymanie takiej kondycji firmy bez sprawnej i efektywnej optymalizacji jest praktycznie niemożliwe.

Od prawie 40 lat kontrolę nad procesem produkcyjnym, nad grupami regulatorów na instalacji, zapewniają systemy sterowania DCS (Distributed Control System). Jest to podstawowa kontrola odpowiedzialna za sterowanie i wizualizację procesu przemysłowego.

APC jest wyższym, nadrzędnym poziomem sterowania zawierającym m.in. regulatory wielowymiarowe, regulacje predykcyjne, regulacje selekcyjne, sieci neuronowe, logikę rozmytą i wiele innych. Są to regulatory działające w warstwie pomiędzy klasycznymi systemami sterowania takim jak DCS i systemami zarządzania produkcją odpowiedzialnymi za planowanie i harmonogramowanie. Systemy zaawansowanego sterowania umożliwiają optymalizację procesów produkcyjnych poprzez utrzymywanie zadanych parametrów ilościowych i jakościowych dla danych strumieni produktów. Podstawowym czynnikiem generującym przychody przez APC jest utrzymywanie stabilnych warunków procesów technologicznych wyznaczonych przez kompetentny zespół optymalizujący produkcję na podstawie aktualnego stanu instalacji oraz zaleceń komórek organizacyjnych generujących plan i harmonogram produkcji, niezależnie od czynników zewnętrznych takich jak zmienność jakości wsadu, pogoda, degradacja katalizatorów itp. W rękach doświadczonego operatora narzędzie takie jak APC daje ogromne możliwości optymalizacji przez stabilizację procesu technologicznego.



IT tools for optimization of production processes APC - Advanced Process Control

Marek Bożek

PKN ORLEN S.A.

Industry and technology - are the two areas that can be characterized by constant development and pursuit of ever increasing efficiency of any production plant. One of the current trend of bringing improvements is to utilize the newest computer tools for solving both ordinary and special-case challenges, that require not only commonly used technologies but also cutting-edge, highly specialized systems.

Markets are always changing, so the technological processes. In order to compete in such competitive environment it is crucial to always seek new process advancements that are becoming available. The target of bringing more value to the company requires not only keeping high operational excellence and product quality but also improving production plant capacity as well as its availability. This implies greater importance of data flow and cooperation between corporate structure nodes - from the supply chain, planning, production and expedition to the client. Securing the high company performance without constant process optimization is impossible.

For the last 40 years the main control of the production process was provided by the DCS (Distributed Control System), using many groups of single regulators. It is responsible for the basic control and industrial process visualisation. APC (Advanced Process Control) represents a higher layer of control that includes: multivariable controllers, predictive controllers, selective controllers, neural network control, fuzzy logic control and much more. These controllers use data from multiple sources like DCS, planning and scheduling for dynamic process optimization, that is achieved by keeping a tight qualitative and quantitative limits for products streams. The profit from APC comes from ensuring stability of the process, that is defined by a competent optimization staff, given the technical plant state, production plan, outside factors like weather, feed variability and catalyst activity. APC system in the hands of experienced operator enables new opportunities for production process optimization.



Prognozowanie właściwości benzyn silnikowych z wykorzystaniem sieci neuronowych

Bogusław Haduch

Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy

Współczesne otoczenie biznesowe firm jest zmienne i nieprzewidywalne. Zmiany warunków zachodzą w szybki a często burzliwy sposób. Próba opanowania tych procesów lub reakcja na nie przy użyciu klasycznych metod jest często niewystarczająca lub błędna. Jest po prostu zbyt mało czasu na analizę i wypracowanie nowej właściwej taktyki oraz wdrożenie procesów dostosowawczych w organizacji. Problem narasta w momencie gdy zmiany w otoczeniu firmy mają charakter burzliwy i turbulentny, wówczas organizacja może nawet nie zauważać szans na rozwój, które jej umykają dlatego pogrąża się coraz bardziej w niemocy lub samozadowoleniu. Taka sytuacja może mieć miejsce w sferze politycznej, ekonomicznej, gospodarczo-technologicznej, społecznej – praktycznie wszędzie. Takie warunki egzystencji na rynku wymagają zastosowanie nowych skuteczniejszych metod wspomagających zarządzanie na różnych szczeblach organizacji, umożliwiających monitorowanie zachodzących zmian w otoczeniu i prawidłowej reakcji na nie. Stosowanie prostych rozwiązań nadmiarowych powoduje marnowanie środków a w przypadku występowania zależności nieliniowych niemożliwe jest uzyskanie pewnych wyników prognoz. Ogranicza to możliwości optymalizacji kosztów produkcji lub nadzoru różnych przedsięwzięć. Wbudowanie w system pewnego rodzaju „inteligencji” umożliwiłoby powstałemu systemowi w sposób bardziej elastyczny reagować na zaistniałe w założonym zakresie zmiany. Układy takie oparte na sztucznych sieciach neuronowych wykazują zdolność automatycznego wnioskowania, uczenia się i uogólniania wiedzy, a także umiejętność kategoryzacji i rozpoznawania danego obiektu w dowolnym kontekście. Podstawowym celem takich systemów jest samodzielne wypracowanie trafnej decyzji dostosowanej do zaistniałej sytuacji, a następnie jej wdrożenie lub przekazanie człowiekowi do zatwierdzenia. Systemy takie oparte na sztucznej inteligencji wprowadzą nową jakość w zarządzaniu przedsiębiorstwem w warunkach turbulentnego otoczenia biznesowego i rynku konsumenta. Zastosowanie takich systemów w przemyśle paliwowym jest możliwe na co wskazują doniesienia literaturowe. W INiG-PIB od wielu lat prowadzone są badania nad efektywnym wykorzystaniem sztucznych sieci neuronowych w procesie modelowania nieaddytywnych właściwości benzyn silnikowych - zależnych od ich składu węglowodorowego i udziału związków tlenowych. Uzyskana za ich pomocą wiedza może być wykorzystywana - dla potrzeb podejmowania szybkich decyzji warunkujących prawidłowe wykorzystanie potencjału komponentów wchodzących w skład benzyn silnikowych. Sieci neuronowe będące elementem systemów ekspertowych mogą być też pomocne w szybkiej ocenie jakości oraz określeniu potencjalnych źródeł fałszowania paliw lub ich pochodzenia. Odpowiednia konfiguracja sieci neuronowych, wykorzystujących nawet fragmentaryczne dane, może zapewnić całość informacji na podstawie wzorca, którego zapis, w różnych konfiguracjach, zawierać będzie baza danych wchodząca w skład systemu ekspertowego.



Prediction of properties the motor gasolines using neural networks

Bogusław Haduch

Oil and Gas Institute – National Research Institute

The modern business environment of companies is changeable and unpredictable. Changes in conditions occur in a fast and often stormy way. An attempt to master these processes or to react to them using classical methods is often insufficient or incorrect. It is not enough time to analyze and develop a new appropriate tactic and to implement adaptation processes in the organization. The problem grows when the changes in the company's environment are turbulent, then the organization may not even notice the chances of development that elude it, which is why it is plunging more and more in impotence or self-satisfaction. Such a situation can take place in the political, economic, technological and social spheres - practically everywhere. Such living conditions on the market require the use of new, more effective management support methods at various levels of the organization, enabling monitoring of changes in the environment and proper reaction to them. The use of simple redundant solutions causes waste of funds and in the case of non-linear dependencies it is impossible to obtain certain forecast results. This limits the possibilities of optimizing production costs or supervision of various projects. Including a kind of „intelligence” in the system would enable the resulting system to respond more flexibly to the changes that occurred within the assumed scope. Such systems based on artificial neural networks demonstrate the ability to automatically deduce, learn and generalize knowledge, as well as the ability to categorize and recognize a given object in any context. The primary purpose of such systems is to independently develop the right decision adapted to the situation, and then to implement it or hand it over to the person for approval. Such systems based on artificial intelligence will bring a new quality in business management in a turbulent business environment and consumer market. The use of such systems in the fuel industry is possible, as evidenced by literature reports. At INiG-PIB, research has been conducted for many years on the effective use of artificial neural networks in the process of modeling non-additive properties of motor gasolines - depending on their hydrocarbon composition and the proportion of oxygen compounds. The knowledge gained through them can be used - for the needs of making quick decisions determining the correct use of the potential of components included in the motor gasoline. Neural networks that are part of expert systems can also be helpful in quickly assessing quality and determining potential sources of fuel falsification or their origin. Proper configuration of neural networks, even using fragmentary data, can provide all information on the basis of a pattern, the recording of which, in various configurations, will contain a database that is part of the expert system.

Projekt EFRA – jak z zyskiem zagospodarować ciężkie frakcje naftowe

Marcin Buława

Grupa LOTOS S.A.

Grupa LOTOS kontynuuje swój rozwój technologiczny, aby sprostać zmieniającym się wyzwaniom rynkowym. Przed laty w ramach programu inwestycyjnego 10+ zbudowano instalację SDA oraz DAO HCU. W tym roku rafineria wzbogaci się o instalacje DCU oraz HVDU. Razem z kompleksem produkcji asfaltów, kombinacja instalacji SDA-DCU pozwoli na elastyczny dobór ciężkich wsadów i ich dalszą konwersję na instalacji DAO HCU. Instalacja DAO HCU w połączeniu z nową instalacją HVDU, zapewni elastyczność konwersji hydrocrackingu oraz istniejącego bloku olejowego.

Instalacje DCU oraz SDA mogą konkurować o wsad, jak też doskonale się uzupełniać poprzez prze-rób SDA pitch na DCU. W kombinacji z kompleksem asfaltowym daje to wiele możliwości efektywnego zagospodarowania ciężkich pozostałości. W zależności od wybranej instalacji, czy też liftu DAO, można wpływać na zawartość metali, asfaltenów, CCR oraz innych składników wsadu HCU. Co przekłada się na konwersję oraz długość cyklu pracy HCU.

Z kolej instalacja HCU w połączeniu z instalacją HVDU pozwoli na maksymalizację konwersji przy jednoczesnej selektywnej produkcji wsadów do produkcji baz olejowych. Ponadto da to unikalną elastyczność w zarządzaniu PNA, co może odgrywać kluczową rolę w ostrości procesu hydrocrackingu oraz konwersji instalacji.



EFRA Project - how to manage heavy oil fractions profitably

Marcin Buława

Grupa LOTOS S.A.

Grupa LOTOS is continuing its refinery configuration development in order to meet demands of changing market. During 10+ investment program commenced 7 years ago SDA and DAO HCU units were built. This year LOTOS Gdańsk refinery will add additional two important units: DCU and HVDU. Together with existing bitumen production complex it will create unique combination of SDA and DCU units which allows for flexible selection of heavy feedstock and its further conversion on DAO HCU. DAO hydrocracker in combination with Hydrowax Vacuum Distillation Unit (HVDU) provides flexibility for HCU conversion and feed production for various base oil grades.

SDA and DCU units can compete for the same feedstock or be supplementary by processing SDA pitch at DCU. Combining that with bitumen production allows for flexibility in selection of heavy feedstock and its economically optimal processing. By proper selection of processing unit and process severity (SDA DAO lift) one can influence (by switching from DAO to HCGO) on feed metal content, asphaltens, CCR and other components quantity/quality in DAO HCU feedstock. Thus will impact hydrocracker conversion level as well as its cycle length basing on economical optimum.

On the other hand HCU supported by HVDU allows for maximization of conversion to high value products with parallel selective production of feedstock for various grades base oils at existing base oil complex. It gives also possibility for future production of group II heavy base oils. Furthermore it creates unique possibility for managing PNA which might be crucial for hydrocracker severity and cycle length.

Wpływ modyfikatorów procesu spalania oleju opałowego na emisję szkodliwych składników spalin

Grażyna Żak, Michał Wojtasik, Jarosław Markowski

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Poddając analizie wymagania stawiane nowoczesnym paliwom grzewczym niezmiernie istotne jest ograniczenie emisji toksycznych składników spalin. Jednym z najbardziej efektywnych i zarazem prostych do zastosowania sposobów ograniczania emisji jest stosowanie dodatków modyfikujących proces spalania paliw, których zadaniem jest efektywne dopalenie tlenku węgla, sadzy i niespalonych węglowodorów.

Suspensje dodatków modyfikujących procesy spalania paliw zbudowane są z nieorganicznych rdzeni hydroksytlenków i/lub tlenków metali stabilizowanych prawdopodobnie na drodze kompleksowania poprzez grupy karboksylowe długołańcuchowych dyspergatorów organicznych w rozpuszczalnikach węglowodorowych. Przeprowadzone dotychczas badania chemizmu procesów tworzenia i utleniania sadzy pozwalają przypuszczać, że zastosowanie do budowy modyfikatorów spalania związków metali pierwszej i drugiej grupy układu okresowego pierwiastków pozwala zapobiegać tworzeniu się zarodków sadzy w procesie nukleacji, natomiast obecność związków metali grup przejściowych katalizuje procesy jej utleniania.

Opracowanie efektywnych katalizatorów procesu utleniania sadzy (modyfikatorów procesu spalania) wymagało przeprowadzenia badań nad ustaleniem funkcjonalnej zależności pomiędzy składem i strukturą prekursorów katalizatorów procesu utleniania w kontekście ich transformacji in-situ do katalitycznej formy aktywnej, a następnie określenia ich reaktywności w reakcji spalania cząstek węgla i węglowodorów z uwzględnieniem ich zróżnicowania chemicznego.

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy we współpracy z Uniwersytetem Jagiellońskim opracował technologię wytwarzania innowacyjnych modyfikatorów spalania olejów opałowych. Natomiast w ramach współpracy z firmą Pachemtech Sp. z o.o. oraz EDF Polska S.A. (obecnie PGE Energia Ciepła) opracował i przebadął formuły pakietów dodatków, zawierające skuteczne modyfikatory spalania, przeznaczone do stosowania w lekkich i ciężkich olejach opałowych. Opracowane technologie są przedmiotem zgłoszeń patentowych: P.404521, P.410190, P.412034, P.414928, P.414929, P.414933, P.414936, P.414937, P.419858, PCT/IB2015/056714.

Zastosowanie w olejach opałowych pakietów dodatków zawierających modyfikatory spalania powoduje obniżenie emisji tlenku węgla, sadzy i niespalonych węglowodorów, ułatwia rozpylenie paliw, poprawia proces spalania ograniczając ilość emitowanych substancji szkodliwych, zapobiega gromadzeniu się na elementach palników osadów i nagarów oraz zapobiega niekorzystnym zjawiskom zachodzącym w całej objętości przechowywanego lub magazynowanego paliwa związanych z tworzeniem się osadów lub rozwarstwianiem paliwa.

W prezentacji zamieszczone zostaną wyniki badań przeprowadzonych w ramach projektu współfinansowanego ze środków NCBiR, projektów wykonanych ze środków własnych, statutowych oraz na zlecenie firmy EDF Polska S.A. (3947/2006, 4128/2007, DK-5121-24/08, DK-4100-242/09, DK-4100-75/11, PBS1/B1/4/2012, DK-4100-156/12, DK-4100-54/14, DK-4100-224/14, DK-4100-15/15, DK-5100-540/15, DK-4100-53/16, DK-4100-240/16, DK-5100/550/17).



The effect of heating oil combustion modifiers on the harmful exhaust emission

Grażyna Żak, Michał Wojtasik, Jarosław Markowski

Oil and Gas Institute – National Research Institute

Considering the requirements for modern heating fuels, it has been concluded that reduction of emission of toxic exhaust components is extremely important. The most effective, and most simple ways to reduce this phenomenon is the application of additives modifying the fuel combustion process, aim of which is to burn effectively down carbon monoxide, soot and unburned hydrocarbons.

The suspensions of additives modifying fuel combustion process consist of inorganic cores of hydroxides and/or metal oxides stabilized by complexation of carboxylic groups of long-chain organic dispersants in hydrocarbon solvents. The studies on the chemistry of soot formation and oxidation processes carried out so far, suggest that the application of metal compounds of the first and second group of the periodic table of elements prevents the formation of soot nuclei in the nucleation process, while the presence of transition metal compounds catalyzes its oxidation.

The evaluation of the effective catalysts for the soot oxidation process (combustion process modifiers) required the investigations in order to establish a functional relationship between the composition and structure of oxidation process precursors in the context of their in-situ transformation to the catalytic active form, and then to determine their reactivity in the combustion process of carbon and hydrocarbon particles, considering their chemical diversity.

The Oil and Gas Institute - National Research Institute in cooperation with the Jagiellonian University had evaluated the production technology of the innovative combustion modifiers for the fuel oils. While, as part of cooperation with Pachemtech Sp. z o.o. and EDF Polska S.A. (currently PGE Energia Ciepła) has developed and tested the additive packages formulas containing effective combustion modifiers, designed for the application in light and heavy fuel oils. The developed technologies are the subject of patent applications: P.404521, P.410190, P.412034, P.414928, P.414929, P.414933, P.414936, P.414937, P.419858, PCT/IB2015/056714.

The application of additive packages containing combustion modifiers in heating oils results in lower emissions of carbon monoxide, soot and unburned hydrocarbons, improves the atomization of fuels and the combustion process by decreasing emission of harmful substances, prevents the formation of the deposits and sludge on the burner injectors and of the unfavorable phenomena occurring in the entire volume of stored fuel associated with the formation of deposits or delamination of the fuel.

The presentation will present the results of the investigations carried out as part of the project co-financed by the National Center for Research and Development, projects carried out with own funds, statutory projects and projects commissioned by EDF Polska S.A. (3947/2006, 4128/2007, DK-5121-24/08, DK-4100-242/09, DK-4100-75/11, PBS1/B1/4/2012, DK-4100-156/12, DK-4100-54/14, DK-4100-224/14, DK-4100-15/15, DK-5100-540/15, DK-4100-53/16, DK-4100-240/16, DK-5100/550/17).



Untapped Reserves: promoting gender balance in oil and gas

Joanna Desjardins

Vice President, Diversity, Inclusion and Youth,
World Petroleum Council

Ulrike von Lonski

Director of Communication,
World Petroleum Council, UK

With nearly two thirds of the industry nearing retirement age it is critical to engage - and retain ! - more women in the petroleum sector and move the percentage of female employees up from the current level of 22 percent. Together with the Boston Consulting Group, WPC has created a long term study on “Untapped Reserves: Promoting Gender Balance in Oil and Gas” to look at ways of increasing the number of women at every stage of the business. Attracting and retaining greater numbers of women, particularly those with optimal backgrounds and skill sets, will pose challenges for the industry. These include the limited number of girls and women pursuing technical educations, structural barriers within the oil and gas industry that make it difficult for women to advance and to balance work and family, and an established male-centric culture that remains prevalent throughout much of the industry. It requires an earlier outreach to get more boys and girls into STEM subjects, a pro-active approach from the leadership to supporting and sponsoring women at all levels as well as challenging prevailing assumptions about the willingness and capacity of women to take on more senior roles.

So what can companies do to best engage and utilise these untapped reserves? The report has come up with a number of specific actions for the industry which we will be presenting in more detail:

- At the entry level, the industry can increase the size of the talent pool it draws from by taking steps to boost women’s participation in STEM programs. It can increase its attractiveness to women as a career choice by promoting the industry’s wide range of jobs and increasing job flexibility; working with governments to remove structural barriers that make it difficult for women to work in the industry; and increasing the number and visibility of senior female role models.
- At the midcareer level, the industry can work to ensure that women have the same career opportunities as men; that each woman has a sponsor who proactively supports her and can offer career guidance; and that work-life balance policies are available and applied equally to male and female employees.
- At the senior leadership level, the industry can provide „stretch” goals for women and the necessary support to help them succeed; broaden the range of career paths from which senior leaders are picked; and ensure that standards for promotions are applied equally to men and women



Główne kierunki działania polskiej komisji WPC YP Poland

Piotr S. Dziadzio, Klaudia Wilk, Kamil Kleina

**Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów
i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego**

World Petroleum Council (WPC) jest organizacją założoną w 1933 roku w Londynie, zrzeszającą obecnie ponad 65 krajów, w tym Polskę. Kraje członkowskie reprezentowane są poprzez tzw. Komitety Narodowe, które wchodzi w skład Stałej Rady WPC. Polski Komitet Narodowy Światowej Rady Naftowej działa w ramach Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego (SITPNIg).

W ramach współpracy z WPC została powołana 15 marca 2018 roku polska sekcja Młodych Profesjonalistów. WPC Young Professionals Poland będzie forum jednoczącym oraz sprzyjającym powstawaniu dialogu międzypokoleniowego oraz społecznością zrzeszającą profesjonalistów, która promuje i wspiera działania zwiększające zainteresowanie młodego pokolenia sektorem naftowym, gazowniczym i rafineryjnym między innymi poprzez:

- spotkania z młodymi profesjonalistami z całego świata i dzielenia się swoimi pomysłami,
- brania udziału w konferencjach i ciekawych wydarzeniach branżowych,
- międzynarodową wymianę stażową,
- kontakt z czołowymi przedstawicielami branży,
- nawiązanie nowych kontaktów z osobami z branży.

Już w ponad trzydziestu krajach działają młodzi profesjonalści, teraz rozpoczynamy działania w Polsce.



Main lines of action of the Polish WPC YP Committee

Piotr S. Dziadzio, Klaudia Wilk, Kamil Kleina

Scientific Association of the Oil and Gas Industry Engineers and Technicians

The World Petroleum Council (WPC) is an organization founded in 1933 in London, bringing together now more than 65 countries, including Poland. Member countries are represented by the so-called National Committees that are part of the Standing Council of the WPC. The Polish National Committee of the World Petroleum Council operates within the Scientific Association of the Oil and Gas Industry Engineers and Technicians (SITPNiG).

The Polish section of Young Professionals was established on 15th March, 2018 to extend cooperation with WPC. WPC Young Professionals Poland is a unifying forum that favors the creation of intergenerational dialogue and a community of professionals. It aims to promote and support activities that increase the interest of the young generation in the oil & gas and refining sectors through, among others:

- meetings with young professionals from around the world and sharing their ideas,
- taking part in conferences and industry events,
- international internship exchange,
- contact with leading industry representatives,
- establishing new contacts with people from the industry.

Already in more than thirty countries there are young professionals within WPC and now joined Poland.



Program mentoring w ramach WPC – uczy i łączy

Kludia Wilk

Polska sekcja WPC Young Professionals

Program mentoring jest to platforma wymiany wiedzy między mentorem –doświadczoną osobą z przemysłu naftowo-gazowego a podopiecznymi, którzy są młodymi profesjonalistami lub studentami.

Program mentorski to świetny sposób na poszerzenie horyzontów, ponieważ jest to program o zasięgu globalnym, w poprzednim cyklu obejmował 14 mentorów z 10 krajów oraz 56 podopiecznych z 21 krajów. Doświadczenia uczestników programu potwierdzają, że wymiana wiedzy i doświadczeń podczas dyskusji jest niezwykle interesująca, ponieważ wszyscy przedstawiają poglądy na temat aktualnych problemów branżowych z różnorodnych perspektyw wynikających z , czy specjalizacji zawodowej. Oprócz tematów branżowych, wielu uczestników dostaje wskazówki od doświadczonego eksperta na temat planów i rozwoju swojej kariery zawodowej.

W ramach cyklu 2017-2020, razem z Ambre Eyoun, mam przyjemność być liderem czwartej edycji projektu mentoring.



WPC mentorship programme - learn and network

Klaudia Wilk

WPC Young Professionals Poland

WPC Mentorship Programme it is a knowledge sharing platform between a mentor – an experienced member of the oil and gas industry – and mentees who are professionals or students. Mentorship Programme is great opportunity to expand one's horizons because is global. Last cycle includes participation 14 mentors from 10 countries and 56 mentees from 21 countries. The experiences of the last programme participants proves that the exchanging of knowledge and experience during meetings and discussions is extremely interesting . Participants get to present their views on pressing industry issues from various perspectives resulting from their education or professional specialization. In addition to industry topics, many participants get tips from an experienced expert about their professional career progression plans.

The recruitment process, for the 4th edition of the mentoring project of the 2017-2020 cycle, will begin soon.



Launching the Spanish WPC Youth Committee

Pedro Miras Salamanca

Chairman of the World Petroleum Council (WPC) Spanish Committee, Chairman of the Committee of Programmes (CPC) of the World Petroleum Council (WPC), Vice President Programme of the Executive Committee of the WPC, Chairman of the Standing Group on Emergency Questions (SEQ) of the International Energy Agency (IEA), Chairman of the Spanish Corporation of Strategic Reserves of Petroleum Products (CORES)

The World Petroleum Council (WPC) is a non-advocacy, non-political organisation dedicated to the promotion of sustainable management and use of the world's petroleum resources for the benefit of all.

Headquartered in London since 1933, the World Petroleum Council includes 70 member countries from around the world representing over 96% of global oil and gas production and consumption. Each country has a National Committee made up from representatives of the oil and gas industry, academia and research institutions and government departments. WPC conducts the triennial World Petroleum Congress, covering all aspects of the industry including management of the industry and its social, economic and environmental impact.

The activities of the WPC Spanish Committee that I chair are structured around three lines of action. The first one is the enhancement of the visibility of the Spanish oil and gas industry, promoting its participation in WPC activities. The second line of action focuses on the awareness of important energy events in our country, with top international speakers.

The third and last line of action of the Spanish WPC Committee is focused on young people. Some of the qualities that young people offer, such as creative thinking, sensitivity to new issues and great innovative potential, are vital for the future. Young talent is probably the biggest asset that any industry has. It is crucial to attract and retain it to guarantee a competitive oil and gas sector today and for future generations. For this reason, the Spanish WPC Youth Committee was launched in February 2015. Currently, it has more than 350 members from 57 different institutions.

The main objective of the Spanish WPC Youth Committee is to be a meeting point for young Spanish energy professionals and promoting international networking within the WPC International Young Professionals. The Committee also bridges the generation gap, increasing communication and promoting joint participation in the national WPC events.

The development of an attractive program of replicable activities covering the whole WPC cycle is the main goal of the Spanish WPC Youth Committee. The Oil & Gas Youth Award is the most significant activity. The winner achieves a WPC Future Leaders Forum participation sponsorship thanks to the Spanish WPC Committee.

In order to create a Youth Committee, firstly it is necessary to have strong support of the WPC Secretariat and the WPC National Committee company members. Furthermore, to define its Vision, Mission and Values to establish a distinctive forum like no other for young oil and gas professionals. A well-designed communication plan and a strong and engaging activities plan covering all the WPC cycle are also key points. Finally, without the enthusiasm of the Youth Oil & Gas community to get involved in the project, it would have been impossible to develop the Spanish WPC Youth Committee.

References

<http://www.world-petroleum.org/>

http://www.enerclub.es/extfrontenerclub/img/File/indexed/cewpc/Site-Eng/02_nosotros.htm



Postawy i oczekiwania środowiska studenckiego wobec sektora oil&gas

Agata Bartnicka, Kamil Klejna, Cezary Michalski

Polska sekcja WPC Young Professionals

Obecnie coraz większego znaczenia nabiera budowanie relacji między nauką a biznesem przyczyniając się jednocześnie do rozwoju nowoczesnej polityki innowacyjnej, konkurencyjności, wzrostu gospodarczego oraz dobrobytu społeczno-ekonomicznego. Niewątpliwie partnerstwo strategiczne oparte na wiedzy pomiędzy sferą naukową a biznesem rozwija przedsiębiorczość akademicką oraz zwiększa jakość procesu dydaktycznego studentów.

Institucje naukowo-badawcze są bezcennym źródłem nowych idei, myśli, transferu wiedzy i badań, stwarzając tym samym warunki do właściwego wykorzystania kapitału intelektualnego.

Dlatego też istnieje silna potrzeba szybkiego reagowania na zmieniające się potrzeby na rynku pracy i proaktywnego podejścia do planowania kariery zawodowej.

Doskonalenie praktycznego aspektu kształcenia studentów względem aktualnych potrzeb sektora oil&gas zwiększy ich atrakcyjność na rynku pracy. Takie elastyczne działania pozwalają na dość szybkie zweryfikowanie trafności kompetencji studentów absolwentów i postrzeganie ich jako potencjalnych pracowników. Umożliwi to na przeanalizowanie istniejących barier napotykanych przez studentów na linii nauka-biznes. Efektywna współpraca środowiska akademickiego z podmiotem gospodarczym w istotny sposób przyciągnie studentów do odkrywania tajemnic przedsiębiorczości.

Celem raportu jest przedstawienie wyników ankiety dotyczącej współpracy sektora oil&gas ze środowiskiem studenckim. Studenci i doktoranci często wykonują badania i prace, które równolegle wykonywane są w firmach z wymienionego wcześniej sektora. Owoce tej pracy na uczelniach często nie są wykorzystane w praktyce przez firmy ze względu na m.in. problemy prawne, interpretacje oparte na nieaktualnych danych czy nieatrakcyjny w danym momencie temat pracy dyplomowej. Jest to jednym z powodów, przez który akademicy nie są wystarczająco nagradzani za swój trud pracy. Może inaczej wyglądałaby ta sytuacja, gdyby firma potrafiła i wiedziała jak nawiązać współpracę ze studentami? Co by przekonało studentów do pracy na rzecz korporacji?

W celu odpowiedzi na te pytania zespół badawczy stworzył ankietę dotyczącą oczekiwań studentów co do współpracy z firmami z branży oil&gas. Grupą badawczą byli studenci i absolwenci do 10 lat po obronie tytułu. Ankieta została opublikowana w internecie, a informacje o niej, wraz z prośbą o wypełnienie umieszczono na portalach społecznościowych zrzeszających przedstawicieli grupy docelowej. Podstawowymi celami samej ankiety było zbadanie możliwości i określenie obopólnie korzystnych ogólnych warunków kooperacji - określenie przez firmy swoich potrzeb, zachęcenie studentów do działania oraz zapewnienie im odpowiednich danych i narzędzi do wykonania pracy.

Uzyskane wyniki zostały przeanalizowane przez członków zespołu badawczego i zaprezentowane w formie tekstowej i graficznej.



Students - attitudes, expectations, possibilities towards the oil&gas sector

Agata Bartnicka, Kamil Klejna, Cezary Michalski

WPC Young Professionals Poland

The purpose of the report is to present the results of the survey concerning cooperation between the oil & gas sector and the academic community.

Currently, the building of relations between science and business is becoming increasingly important, contributing simultaneously to the development of modern innovation policy, competitiveness, economic growth and social and economic welfare. Undoubtedly, a strategic partnership based on knowledge between the scientific and business spheres develops academic entrepreneurship and increases the quality of the teaching process of students.

Furthermore, scientific and research institutions are an invaluable source of new ideas, thoughts, research and knowledge transfer, thus creating conditions for the proper use of intellectual capital. Therefore, there is a strong need to respond quickly to changing needs in the labor market and a proactive approach to career planning.

Improving the practical aspect of students' education in relation to the current needs of the oil & gas sector will increase their attractiveness on the labor market. These flexible actions allow for a fairly quick verification of the adequacy of students' / graduates' competencies and perceiving them as potential employees. This will allow to parse existing barriers faced by students on the science-business line. Namely, effective cooperation between the academic community and the business entity will significantly attract students to discover the secrets of entrepreneurship.

Students and PhD students often carry out research and works that are carried out simultaneously in companies. Results of this work at universities are often not used in practice by companies due to, among others, legal problems, interpretation based on outdated data or unattractive topic of the thesis at the time. This is one of the reasons why academics are not sufficiently rewarded for their hard work. Perhaps the situation would look different if a company capable of defining its needs could know how to establish cooperation with students? What would convince students to work for a corporation?

In order to answer these questions, the research team created a questionnaire about students expectations regarding cooperation with oil and gas companies. The questionnaire, addressed to students and graduates up to 10 years after the defense of the title, was published on the Internet, and information about it, along with a request to complete it, was posted on social networking sites bringing together representatives of the target group. The basic objectives of the survey itself were to explore the possibilities and define mutually beneficial general terms of cooperation - to identify the needs of the companies, to encourage students to act and provide them with the right data and tools to do the job.

The obtained results were analyzed by members of the research team and presented in text and graphic form.



Best Practices of Iran WPC Young Professional Committee

Ali Rahneshin¹, Amin Avazpour²

¹ Iran Oil Industry Youth Committee Representative in World Petroleum Council

² Iran Oil Industry WPC National Committee Network Development Coordinator

The World Petroleum Council, aware of the importance of providing young professionals and students of the petroleum industry with a dedicated forum to exchange knowledge and raise their voice, launched the 1st WPC Youth Forum in China in 2004, the first initiative in which young people played a leading role in the WPC's 80-year history. In 2006 the WPC created the first WPC Youth Committee (further renamed as WPC Young Professionals), with the aim to shape the global energy future by bringing together the passion and talents of industry students, young professionals and emerging leaders.

As of today, around 36 representatives under 35, nominated by the respective WPC National Committees (26 countries) for a 3-year cycle (around 30% of the member countries), implement a wide range of initiatives guided by their commitment to foster sustainable energy development and by their core values such as leadership, diversity, participation, sustainability, transparency, and excellence.

We are going to present the best practices and successful initiatives of Iran Oil Industry WPC Young Professionals Committee to the Polish Young Professionals.

In 2014, Iran National Committee in WPC set up the Young Professional Committee, aiming to utilize the youth energy and dynamism for Iran Oil Industry Local Content and WPC, as well as engaging Volunteer youth to more into ongoing Industrial activities and provide a platform for they say.

Today, Iran Oil Industries WPC YP National Committee has about 1400 members who are very passionate to create a dynamic atmosphere in an effort to attract young talents to Oil and Gas Industry.

IRAN OIL INDUSTRY YOUTH COMMITTEE has set up a credit as Legacy Fund to spread the benefits to youth which the most active members, through selected active team and active members in YC each year. The Fund covers the cost of travel to WPC events in international area per year.

The IRAN OIL INDUSTRY YOUTH COMMITTEE LEGACY FUND is as supporting a Local Development through job opportunities to the most active members. The aim of the program is to build the capacity of local youth in vocational skills and help generate employment opportunities for local communities. Two Job opportunities were awarded to The best active member and best active team of IOI WPC YC in 2017. One member from Iran WPC YC will receiving scholarships awards worth \$200 in a year from the legacy created after first & second hosted the World Petroleum Congress workshop in 2019 & 2020 in Iran.



Causes of delay and cost overruns in Iran offshore oil and gas projects: case study south pars gas development 14A, 14B, 15, 16, 17B, 18B

Mostafa Baiazidi

Petro Energy Dorsa Co. (PEDCO) Iran

The aim of this study is to identify factors that cause delay in project completion time and cost overrun in Iran oil and gas industries. Iran has the world's second largest conventional natural gas reserves in the world which is 18% of the global natural gas reserves equal to 34 TCM (trillion cubic meters). The oil and gas industry has been the engine of economic growth, directly affecting public development projects, the government's annual budget. Natural gas plays an important role in many fields such as agriculture, industry, social life, the national economy development and energy structure optimization. National Iranian Oil Company (NIOC) has dissected South Pars Field Development projects into 24 phases. The last project, phase 11 is operated by TOTAL Company. Developments of these projects belongs to the governmental sections and are considered as the public project that currently is the main sources of residential heating energy and also significant portion in government income. Pars Oil and Gas Company (POGC) on behalf of NIOC is referred as the client in this research. The effect of delay and cost overruns over the past 20 years and reasons of delays will be investigated in details. Nonetheless, international sanctions have also affected Iran's natural gas sector. Iran's natural gas sector has been expanding, but production growth has been lower than expected as a result of the lack of foreign investment and technology. Delay causes in development of 6 projects in drilling, pipelaying and main focus on platform fabrication and commissioning phases are discussed. These projects are completed with more than 4 years delay and at least 5 times changes in plan. Outstanding delay due to poor management of both client and contractors, delay in decision making by client and international sanctions on equipment/material, technology transfer and financial sanctions cause to waste of billions of dollars of the country's income.



Pre-Commissioning, Commissioning and Start-Up of Offshore Gas Platform. Case study of South Pars Gas Joint Field Offshore Platforms

Mostafa Baiazidi

Petro Energy Dorsa Co. (PEDCO) Iran

This document addresses the planning, preparation and execution during pre-commissioning, commissioning, start-up and hand over of offshore gas platform in south pars gas filed area. The aim of this research is to minimize the cost and time in oil and gas project as main objective, and also commissioning procedure is discussed, for this purpose south pars gas development platforms are selected as reference projects. General information about the platforms are presented. the commissioning program shall be performed and managed by commissioning management system based on predetermined commissioning methodology to ensure that asset integrity can be verified. In commissioning methodology, the plant is divided into functional systems and functional sub-systems, and basic principle of commissioning is applied to each functional sub-system. Pre-commissioning and commissioning activities are sequential and executed in a predetermined order of priority based on the requirements of the start-up sequence. Commissioning activity has been broken into 6 main phases as following: Mechanical Completion (MC), Pre-commissioning, Commissioning, Start-up, Handover to operation and Final Acceptance. Practical solutions for improvement in project execution performance are recommended that is indicated that commissioning should have started from the day one of project. for this purpose, pre-defined pre-commissioning and commissioning data base is proposed from the early stage of the basic/detail engineering and to be completed periodically. The engineering phase of commissioning including generating required commissioning engineering documents in instrument, electrical, mechanical, piping, process, HVAC and safety disciplines, test procedure, progress measurement system, punch list management. Execution phase of pre-commissioning and commissioning activities are discussed. commissioning master plan shall be developed based on project location which divided into two parts, Yard and Site. A detailed project commissioning health safety and environment plan as well as specific dedicated procedures are discussed. A large part of data and information for this research are selected from project documents.

Laboratoryjne badania wspomaganie wydobywania ropy metodą naprzemiennego zatłaczania wody i gazu (WAG) z wykorzystaniem CO₂

Mirosław Wojnicki, Marcin Warnecki, Jerzy Kuśnierczyk, Sławomir Szuflika

Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy

Wprowadzenie w odpowiednim momencie właściwej metody wspomaganie wydobywania ropy – EOR (z ang. *enhanced oil recovery*) jest kluczem do efektywnego wykorzystania zasobów złoża, co zostało potwierdzone na przestrzeni wielu dziesięcioleci realizacją tysięcy udanych projektów EOR na świecie. Z uwagi na ogromny potencjał pozwalający na wykorzystanie zasobów historycznie nieosiągalnych, prace nad rozwojem i efektywnym wdrażaniem procesów EOR na złożach znajdują się w głównym nurcie badawczym największych ośrodków naftowych. Wiodącymi procesami wspomaganie wydobywania ropy o średniej i niskiej gęstości są: nawadnianie i nagazowanie złoża. Metoda naprzemiennego zatłaczania wody i gazu – WAG (z ang. *water alternating gas*) pozwala na połączenie korzystnych efektów, wymienionych wyżej procesów, dla zwiększenia stopnia szczypania ropy tj. zwiększonej efektywności wypierania gazem w skali mikro oraz lepszej zdolności wody do wypierania wolumetrycznego w skali makro. Całkowity odzysk ropy opiera się w równej mierze na mikroskopowej i na makroskopowej efektywności przemieszczenia. Na wzrost wydobywania można wpłynąć usprawniając dowolny z wymienionych czynników, a w najlepszym przypadku (jaki ma miejsce właśnie przy procesie WAG) zmaksymalizować oba jednocześnie.

Wiele z krajowych złóż ropy naftowej wymaga jak najszybszego wdrożenia metod EOR, dlatego też w INiG – PIB wykonano wstępną serię, unikatowych w skali kraju, badań skuteczności wypierania ropy metodą WAG na fizycznym modelu złoża zbudowanym z rdzeni wiertniczych. Badania przeprowadzono w warunkach termobarycznych charakterystycznych dla dużych złóż ropy naftowej Niżu Polskiego. Fizyczny model złoża utworzono z dolomitowych rdzeni (dolomit główny – Ca₂) – a więc materiału odpowiadającego skałom zbiornikowym tego rejonu. Odtworzono oryginalne (pierwotne) nasycenie ośrodka porowatego mediami złożowymi. Jako płynów wypierających, użyto dwutlenku węgla oraz mieszaniny wody złożowej i wody „słodkiej”. Proces WAG przebiegał w reżimie zmieszania gazu z ropą i został zastosowany jako metoda trzecia wspomaganie wydobywania – po uprzednim procesie nawadniania. Przeprowadzono kilka serii badawczych wyróżniających się parametrami procesu WAG (wielkością cyklu zatłaczania, stosunkiem zatłoczonej wody do gazu oraz schematem zatłaczania), by określić ich wpływ na całkowity współczynnik szczypania ropy.

W wyniku przeprowadzonych eksperymentów uzyskano wysokie współczynniki odrojenia dla procesu WAG, zawierające się w zakresie 82,4÷96,9%. Zastosowanie procesu WAG jako metody trzeciej (w momencie przebiecia wody) wspomaganie wydobywania daje znaczące rezultaty w postaci wzrostu stopnia szczypania (o 28÷42%), w porównaniu do kontynuacji procesu tradycyjnego nawadniania. Pozytywne wyniki skłaniają do prowadzenia dalszych badań w tym obszarze, obejmujących m.in. wykorzystanie w procesie innych gazów, wpływ składu wody/zasolenia na efektywność procesu WAG, czy ustalenia odpowiedniego momentu wprowadzenia metody trzeciej. W obliczu udokumentowanych zmian klimatycznych, zachodzących na skutek wzrostu stężenia w atmosferze tzw. gazów cieplarnianych, wykorzystanie w metodach EOR gazów takich jak: spalinowe, poprocesowe, CO₂ czy H₂S niesie ze sobą dodatkowe korzyści środowiskowe, ekonomiczne i społeczne. Połączenie zwiększonego wydobywania ropy z wyeliminowaniem z obiegu atmosferycznego szkodliwych gazów jest kolejnym, niezwykle istotnym w obecnym czasie, argumentem przemawiającym za wykorzystaniem metody WAG.



Experimental Investigation of CO₂ Miscible Water-Alternating-Gas Injection (EOR)

Mirostaw Wojnicki, Marcin Warnecki, Jerzy Kuśnierczyk, Sławomir Szuflika

Oil and Gas Institute - National Research Institute

The in-time implementation of proper enhanced oil recovery (EOR) method is the key for efficient management of oil remaining in the reservoir, which has been confirmed over the years by thousands of successful enhanced oil recovery projects in the world. Due to the vast potential for the use of historically unavailable resources, a strong focus on development and effective implementation of EOR processes are held by main petroleum research centres. The leading EOR processes for light and medium oils are waterflooding and gas flooding. Water-Alternating-Gas (WAG) injection process allows combining favourable effects of aforementioned EOR processes, i.e. the higher microscopic displacement efficiency of gas combined with the better macroscopic volumetric sweep efficiency of water. Total oil recovery depends equally on microscopic displacement and macroscopic sweep efficiency. The increase of the recovery can be obtained by improving any of the factors mentioned above, and in the best case (as in the WAG process), maximise both.

Many of the Polish oil reservoirs require the EOR method implementation as soon as possible, therefore the INiG – PIB has conducted original series (unique in the country-scale) of research in the effectiveness of oil displacement using the WAG method on a long-core reservoir model. Coreflooding experiments were conducted at reservoir thermobaric conditions typical for large oil reservoirs in the Polish Lowlands. The physical model of the reservoir was created from dolomite cores (Main Dolomite – Ca₂) – a material congruent with reservoir rocks of this region. The original saturation of the porous medium with reservoir fluids was recreated. Carbon dioxide and a mixture of brine and fresh water were used as displacing fluids. The WAG process was performed under oil-gas miscible conditions and used as a tertiary enhanced recovery method, after a waterflooding process. Several series of experiments distinguished by the WAG process parameters (slug size, WAG ratio, and WAG injection scheme) were conducted to determine their influence on the total recovery factor.

As a result of the coreflooding experiments, high recovery factors for the WAG process were obtained, ranging from 82.4÷96.9%. The application of the WAG process as a tertiary recovery method (at the time of water breakthrough) yields significant results through an increase in the level of oil recovery (by 28 to 42%) when compared to the continuation of the traditional waterflooding. Positive results prompting further research in this area, including utilisation of other gases influence of water/salinity composition on WAG efficiency, or determination of the appropriate moment of implementation of the tertiary recovery method. Due to documented climatic changes (which are occurring as the result of increased greenhouse gases concentration in the atmosphere) the use in EOR gases such as flue gas, post-process gas, CO₂ or H₂S brings additional environmental, economic and social benefits. Combining the benefits of increased oil recovery with the elimination of pollutant gases from the atmosphere is yet another essential argument for WAG process implementation.

Kruchość i anizotropia skał wyznaczona z pomiarów laboratoryjnych na potrzeby hydraulicznego szczelinowania

Rafał Moska

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

W przemyśle naftowo-gazowniczym istnieje wiele koncepcji wyznaczania wskaźnika kruchości skały (brittleness). Dwie główne metody wykorzystują skład mineralny skały oraz dane geomechaniczne. W metodzie opierającej się o skład mineralny rozróżnia się minerały kruche (np. kwarc) oraz minerały plastyczne (np. kalcyt, minerały ilaste) i na podstawie ich procentowych zawartości w skale określa się jej kruchość. Używanych jest kilka równań które w różny sposób definiują minerały kruche i plastyczne, stąd możliwa jest duża rozbieżność w wynikach w zależności od wykorzystywanego wzoru. Druga metoda wyznaczania kruchości polega na analizie relacji modułu Younga (E) oraz współczynnika Poissona (ν) skały. Moduł E odzwierciedla zdolność do utrzymania szczeliny w skale, podczas gdy współczynnik ν pokazuje zdolność do zaciskania się szczeliny pod wpływem naprężeń. Łącznie te dwa parametry pozwalają na oszacowanie podatności skały na zabieg hydraulicznego szczelinowania.

Zaprezentowane wyniki laboratoryjnych badań skał mają na celu porównanie stosowanych metod wyznaczania wskaźników kruchości oraz zbadanie wpływu anizotropii skały na wskaźnik kruchości geomechanicznej. Testy zostały przeprowadzone przy użyciu skały ilasto-mułowcowej oraz węglanowej. Próbkki zostały wycięte prostopadle oraz równoległe do uwarstwienia (Rys. 1), a następnie poddane analizie dyfraktometrycznej (XRD) celem wyznaczenia składu mineralnego. Pomiarów ultradźwiękowych przeprowadzono w Zakładzie Stymulacji Wydobywania Węglowodorów INiG-PIB na urządzeniu AVS-700 (Rys. 2). Pomierzone prędkości fal P i S wykazały silną anizotropię jednej ze skał, spowodowaną uwarstwieniem kierunkowym.



Fig. 1. Przykłady próbek użytych do badań



Fig. 2. Urządzenie do badań ultradźwiękowych AVS

Następnie zostały wyznaczone wskaźniki kruchości (brittleness) w oparciu o kilka metod pomiarowych. Wskaźniki obliczane na podstawie składu mineralnego okazały się być zróżnicowane w zależności od stosowanej metodologii, klasyfikującej poszczególne minerały jako kruche lub plastyczne. Wskaźnik kruchości wyliczony na podstawie zależności między modułami E i ν był wyższy dla skały węglanowej ze względu na wyższy moduł Younga. Zmienność geomechanicznego wskaźnika kruchości w zależności od kierunku pomiaru okazała się być zauważalna w przypadku skały o wyższej anizotropii.

Tego rodzaju laboratoryjne pomiary mogą być stosowane jako uzupełnienie do danych z geofizyki otworowej lub jako dane kalibracyjne. Jednakże, ze względu na dużą liczbę definicji wskaźników kruchości bazujących na różnego rodzaju danych, a tym samym dających różne wyniki, wskaźniki te powinny być stosowane komplementarnie w celu wyeliminowania błędów w interpretacji.



Brittleness index and rock anisotropy from laboratory tests for service of hydraulic fracturing

Rafał Moska

Oil and Gas Institute – National Research Institute

Many concept of rock brittleness definitions have been created so far. Two main approaches include mineral composition and geomechanical-based methods. First of them distinguishes brittle (e.g quartz) and ductile (e.g. calcite) minerals. In this case, many equations were given by many authors and each of them gives different results. Second approach is geomechanical Young's modulus (E) to Poisson's ratio (ν) relation. E modulus reflects ability to maintain the fracture, while ν indicates ability to fail under stress. Together, these two parameters allow to estimate fracability of the rock (susceptibility for fracking).

This presentation describes results of laboratory measurements in order to compare several brittleness indexes and determine anisotropy effect on the geomechanical brittleness. Tests were carried out using two different types of rock – shale and carbonate rock. Core plug samples were cut out perpendicularly and parallel to the bedding planes (Fig. 1), then X-ray diffraction tests were performed to designate mineral composition of the samples. Ultrasonic measurements were conducted in Reservoir Stimulation Department of Oil and Gas Institute – National Research Institute. P- and S- wave velocities measured using acoustic velocity system AVS-700 (Fig. 2) showed noticeable anisotropy caused by layers orientation in the case of one of the measured rocks.



Fig. 1. Examples of tested core samples



Fig. 2 Acoustic Velocity System

In the next step, brittleness indexes were calculated using several different equations. Mineral-based brittleness indexes were varied depending on equation (definition of brittle/ductile minerals). E to ν relation-based brittleness index turned out to be higher for carbonate rock due to high Young's modulus. It was clearly visible relation between geomechanical brittleness index and direction of the sample cut-out. Anisotropy of the rock had a noticeable influence on the elastic moduli-based brittleness index calculation.

Despite of brittleness index imperfections pointed out by some authors, it is still used in oil and gas industry. These kinds of laboratory measurements may be used as supplement or calibration of the geophysical results. However, due to large number of approaches giving different results, indexes should be used complementary to avoid errors in interpretation.



Wpływ nanopudru grafenowego na właściwości świeżych zaczynów uszczelniających

Izabela Madeja

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu

W dobie prowadzenia prac wiertniczych o coraz większym stopniu skomplikowania (otwory horyzontalne, kierunkowe, horyzontalne przewiertki sterowane) stajemy przed koniecznością modyfikacji i ciągłego ulepszania zaczynów uszczelniających. Prowadzone są badania nad doбором nowych receptur, a także środków modyfikujących właściwości świeżych i stwardniałych zaczynów cementowych.

Podczas badań zaczynów stosowanych przy wykonywaniu otworowych wymienników ciepła zrodził się pomysł wprowadzenia do zaczynu cementowego domieszki grafenu, który jak powszechnie wiadomo charakteryzuje się dobrą przewodnością cieplną. Ze względu na bardzo dużą miąższość (płatki 12 nm) grafen mógłby wpływać również na inne parametry zaczynów uszczelniających takie, jak choćby filtracja, sedymentacja, czy czas wiązania.

Pierwsze badania polegały na wykonaniu szeregu testów pozwalających na dobranie odpowiedniej receptury zaczynu bazowego. Zdecydowano o zastosowaniu zaczynu na bazie dwuprocentowej suspensji bentonitowej z domieszką 0,3% PSP 042 w celu poprawy parametrów reologicznych. Dobrana receptura bazowa charakteryzuje się dobrymi parametrami reologicznymi, filtracją, rozlewnością oraz czasem wiązania.

Do badań wykorzystany został grafen o czystości 99,2%; powierzchni właściwej 80 m²/g oraz średnim rozmiarze cząstki równym w przybliżeniu 4500 nm. Do zaczynów wprowadzony został w trzech różnych stężeniach nie przekraczających 0,5%. Tak mała ilość wprowadzonego środka spowodowana jest wysoką ceną grafenu oraz korzystnymi wynikami wstępnych badań, z których wynika, że już przy stężeniu 0,15% grafenu w zaczynie cementowym jego parametry ulegają zmianie.

Choć grafen jest substancją, póki co, bardzo kosztowną, to jego zastosowanie może okazać się korzystne w niektórych przypadkach technologicznych. Nie do przecenienia jest również jego wpływ na przewodność zaczynu uszczelniającego w otworowym wymienniku ciepła, która w przypadku tego typu instalacji jest sprawą kluczową.

W dalszym toku badań planowane jest sprawdzenie wpływu płynnego tlenku grafenu na właściwości świeżych zaczynów uszczelniających oraz obu form grafenu (nanopuder i płynny tlenek) na wytrzymałość mechaniczną kamienia cementowego.



The impact of graphene nanopowder addition on fresh cement slurries

Izabela Madeja

AGH University of Science and Technology in Krakow, Faculty of Drilling, Oil and Gas

Nowadays drilling works are more and more complex, for example: horizontal drilling, horizontal directional drilling and multilateral boreholes. It is necessary to modify and constantly improve cement slurries. There are many researchers trying to find new recipes and substances that could influence properties of fresh and hardened cement slurries.

The idea of adding graphene nanopowder appeared during laboratory research of cement slurries used to seal geothermal wells. It is commonly known that graphene has good heat conductivity. Thanks to its tiny parts (12 nm flake) graphene could be used to improve other parameters like filtration, sedimentation stability and setting time.

First survey consisted of selecting base cement slurry. The best parameters were observed for slurry based on 2% bentonite suspension with admixture of 0.3% PSP 042 for rheological parameters enhancement.

Graphene nanopowder used in studies has the 99.2% purity with surface area of 80 m²/g and average particle size about 4500 nm. Nanopowder concentration in the slurry did not exceed 0,5%. The concentration is caused by the graphene's price and the preliminary studies results proving that even 0,15% concentration influences slurry's parameters.

For now graphene is very expensive, but it can be a good solution in particular technological cases. One of the most important factors is the impact of graphene nanopowder on heat conductivity in cement slurries used for sealing geothermal wells.

There are plans to carry out next research to find out if graphene oxide also changes the most important fresh cement slurry properties and if any of this substances impact an endurance of hardened cement slurry.



Wybrane przykłady wykorzystania symultanicznej inwersji niezależnych danych geofizycznych w kompleksowym rozpoznawaniu ośrodka geologicznego

Adam Cygal, Jolanta Pilch, Opiekun naukowy: Michał Stefaniuk

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie,
Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska

Praca przedstawia wyniki zintegrowanej interpretacji danych sejsmicznych, elektromagnetycznych i grawimetrycznych. Wielowariantowa interpretacja oparta została o połączoną inwersję danych sejsmiki refrakcyjnej z danymi grawimetrycznymi z wprowadzonymi więzami zbudowanymi na podstawie wyników interpretacji danych elektromagnetycznych. W pierwszym etapie prac metodologia ta służy do budowy modeli strefy małych prędkości (SMP) wykorzystywanych do wyznaczania poprawek statycznych oraz do konstrukcji głębokich modeli rozkładu prędkości fali sejsmicznej używanych na etapie migracji głębokościowej. Drugi etap prac obejmuje wykonanie szczegółowej interpretacji ośrodka geologicznego utożsamianego z SMP w oparciu o wynikowe modele prędkości, gęstości i oporności.

Zebrane materiały pochodzą z dwóch różnych obszarów badawczych. Pierwszy zlokalizowany jest w południowo-wschodniej części Polski w obszarze zewnętrznych Karpat fliszowych, gdzie problemem jest obrazowanie geofizyczne złożonej struktury fałdowo – nasuwaczej, zawierającej warstwy charakteryzujące się kątem zapadania sięgającym do 90 stopni. Drugi obszar znajduje się w północnej części Niżu Polskiego, gdzie problem badawczy stanowią mięszce pokrywy luźnych osadów kenozoicznych, które charakteryzują się dużą zmiennością miąższości i wykształcenia litologicznego oraz zmienna budowa podłoża podtrzeciorzędowego.

Połączona inwersja różnych typów danych geofizycznych wspomagana dostępnymi danymi geologicznymi i otworowymi, pozwoliła na otrzymanie wysokorozdzielczych modeli geofizycznych. Co więcej tak wysokiej jakości dane wejściowe pozwoliły na przeprowadzenie kompleksowej i szczegółowej interpretacji geologicznej wyników przetwarzania danych geofizycznych. Wyniki interpretacji były potwierdzone przez porównanie z dostępnymi informacjami z pobliskich otworów wiertniczych.

Podziękowania: Prezentacja powstała na podstawie wyników prac badawczych zrealizowanych w ramach projektu pt.: „Eksperymentalna oraz kompleksowa i wielowariantowa interpretacja danych sejsmicznych, magnetotellurycznych, grawimetrycznych i otworowych jako narzędzie poprawy efektywności badań strukturalnych i złożowych”, finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach III Konkursu – Programu Badań Stosowanych.



Some examples of application of simultaneous joint inversion of independent geophysical data in complex recognition of geological medium

Adam Cygal, Jolanta Pilch, Supervisor: Michał Stefaniuk

**AGH University of Science and Technology,
Faculty of Geophysics and Environment Protection**

The presentation shows results of integrated interpretation of independent geophysical data sets. Multivariate interpretation was based on results of simultaneous joint inversion of seismic refraction and gravity data with implementation of constraints based on the results of electromagnetic data interpretation. In the first stage the methodology was used for recognition of variability of P-wave velocity in the low-velocity zone, in order to determine the seismic static correction and building deep velocity models for seismic depth migration. The second stage included detailed geological interpretation of low-velocity zone based on velocity, density and resistivity model obtained in the first stage.

Presented materials were collected in two different research areas. First area was located in the SE part of Poland, namely the Outer Flysch Carpathians, where complex fold and thrust geology with angles of dipping layers reaching up to 90 degrees is problematic for geophysical imaging. Second area was located in the northern part of Polish Lowland, where research problem is focused on variable thickness of Cenozoic sediments and the erosional top surface of sub - Tertiary basement.

Joint inversion of different geophysical data sets, supported by available geological and borehole data, allowed to generate high-resolution geophysical cross-sections. Moreover, such high-quality input material allowed to perform a comprehensive and highly accurate geological interpretation of results of geophysical data processing. Results of interpretation were confirmed by drillings located in the nearest vicinity of area under geophysical investigation.

Acknowledgments. This paper was based on results of investigations carried out in the framework of the project entitled "Experimental, complex and multi-variant interpretation of seismic, magnetotelluric, gravity and borehole data as a tool to improve the effectiveness of structural and reservoir research" – Applied Research Program III (In Polish: Program Badań Stosowanych III).



Interpretacja wyników powierzchniowych badań geochemicznych w rejonie Krosno-Besko (wschodnia część polskich Karpat Zewnętrznych)

Piotr Guzy, Anna Twaróg, Adrianna Góra, Opiekun naukowy: Henryk Sechman

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie,
Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska

W prospekcji naftowej wykorzystuje się powierzchniowe metody geochemiczne mogące podnieść w znacznym stopniu efektywność poszukiwań naftowych. Wśród tych metod, najczęściej jest stosowana „metoda gazu wolnego”. (np.. Klusman, 1993).

W pracy przedstawiono wyniki powierzchniowych badań geochemicznych wykonanych „metodą gazu wolnego” na obszarze koncesji poszukiwawczej PGNIG S.A. „Sobniów-Kombornia-Rogi”, w rejonie Krosno-Besko. Ogółem pobrano 984 próbki gazu glebowego wzdłuż 9 fragmentów trawersów sejsmicznych.

Celem badań była ocena zależności pomiędzy powierzchniowym obrazem geochemicznym, a wglębną budową geologiczną obszaru badań w aspekcie wytypowania optymalnych stref dla akumulacji węglowodorów.

Główne znaczenie w prospekcji naftowej mają anomalne wartości mikrokoncentracji wyższych homologów metanu, zarejestrowane w strefie przypowierzchniowej. Anomalie te należy wiązać z obecnością wglębnych akumulacji węglowodorów, (np.Klusman 1993).

Sumę alkanów C2-C5 pomierzono w ponad 56% analizowanych próbek, maksymalna wartość stężenia wynosi 15,8 ppm, średnia-0,215 ppm a mediana 0,009 ppm, natomiast wyliczona wartość tła wynosi 0,011 ppm. Rozkład pomierzonej sumy alkanów C2-C5 wskazuje na zmienny potencjał węglowodorowy w obrębie różnych elementów tektonicznych.

Analizy archiwalnych wyników badań geologicznych wykazały, że perspektywiczne strefy dla odkrycia niekonwencjonalnych akumulacji węglowodorów można przypisać południowemu skrzydłu łuski Targowisk-Beska w profilu warstw serii menilitowo-krośnieńskiej (Kuśmierk et al., 2016). Powierzchniowy obraz geochemiczny potwierdza perspektywiczność tych stref. W obrębie wychodni utworów budujących łuskę Targowisk-Beska zarejestrowano strefy anomalne sumy alkanów C2-C5 wzdłuż kilku profili.

Podsumowując, wyniki badań geochemii powierzchniowej pokazują na duży potencjał prospekcyjny badanego obszaru oraz potwierdzają perspektywiczne strefy wyznaczone w toku prac interpretacji przekrojów sejsmicznych oraz wyników badań archiwalnych.

Prezentowane wyniki badań uzyskano w ramach realizacji projektu badawczego o akronimie ShaleCarp w programie Blue Gas II, finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (BG2/ShaleCarp/14).

Literatura:

Klusman, R.W., 1993. Soil Gas and Related Methods for Natural Resource Exploration. John Wiley & Sons Ltd., Chichester.

Kuśmierk, J. Baran U., Machowski G. 2016. Rozpoznanie perspektyw odkrycia niekonwencjonalnych akumulacji węglowodorów w środkowej części centralnego synklinorium karpackiego-rejon Krosno-Besko. Projekt NCBiR - ShaleCarp, Archiwum KSE AGH w Krakowie.



Interpretation of the results of surface geochemical surveys in the region of Krosno-Besko (eastern part of the Polish Outer Carpathians)

Piotr Guzy, Anna Twaróg, Adrianna Góra, Supervisor: Henryk Sechman

AGH University of Science and Technology,
Faculty of Geophysics and Environment Protection

The surface geochemical surveys may significantly improve the effectiveness of petroleum exploration as supplementary methods. Among the geochemical surveys, the most commonly used is the "free gas method" (see e.g. Klusman, 1993).

The paper presents the results of surface geochemical survey carried on with the "free gas method" in the Krosno-Besko area, within the "Sobniów-Kombornia-Rogi" petroleum exploration concession block licensed to the Polish Oil & Gas Co. Totally, 984 soil gas samples were collected along 9 fragments of seismic traverses.

Our research aimed to evaluate the relationships between the surface geochemical signature and the deep geological structures in order to select the optimal zones of hydrocarbon accumulations.

In petroleum exploration, the most important geochemical indicators are anomalous microconcentrations of higher homologues of methane. Such anomalies can be related to hydrocarbon accumulations at depth (e.g. Klusman 1993).

The total alkanes C₂-C₅ were recorded in over 56% of analyzed samples with the maximum concentration 15.8 ppm, the mean value 0.215 ppm and the median 0.009 ppm. The calculated background value is 0.011 ppm. The distribution of total alkanes C₂-C₅ concentrations reveals variable hydrocarbon potential within particular tectonic structures.

The analysis of archival geological data demonstrates that the zone prospective for discovery of unconventional hydrocarbon accumulations may occur in the Menilite-Krosno Beds forming the southern limb of the Targowiska-Besko slice (Kuśmierk et al., 2016). The surface geochemical signature supports the prospective potential of that zone. In the outcrops of rocks forming the Targowiska-Besko slice, anomalous concentrations of total alkanes C₂-C₅ were found along several measurement lines.

Summing up, the results of surface geochemical survey demonstrate high hydrocarbon exploration potential of the study area and confirm the presence of prospective zones resulted from interpretation of seismic sections and archival.

The presented results originate from the ShaleCarp research project being a part of the Blue Gas II Research Programme financed by the National Centre for Research and Development (BG2/ShaleCarp/14).

References:

Klusman, R.W., 1993. Soil Gas and Related Methods for Natural Resource Exploration. John Wiley & Sons Ltd., Chichester.

Kuśmierk, J. Baran U., Machowski G. 2016. Rozpoznanie perspektyw odkrycia niekonwencjonalnych akumulacji węglowodorów w środkowej części centralnego synklinorium karpackiego-rejon Krosno-Besko. Projekt NCBiR - ShaleCarp, Archiwum KSE AGH w Krakowie [In Polish].



Optymalizacja efektu wykraplania się kondensatu w złożu poprzez inteligentne sterowanie reiniekcją gazu

Edyta Mikołajczak

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

W złożach gazowo-kondensatowych w początkowych warunkach złożowych występuje płyn jednofazowy. Jednak, spadkowi ciśnienia złożowego poniżej ciśnienia punktu rosy towarzyszy wydzielanie się kondensatu w złożu. Gromadzenie się kondensatu w pobliżu odwiertu produkcyjnego może znacznie ograniczyć jego produktywność. Celem pracy jest wyznaczenie optymalnego sterowania złoża, które redukuje ten niepożądany efekt. W pracy przedstawiono nowy algorytm sterowania złożem gazowo-kondensatowym oparty o inteligentną reiniekcję wydobywanego gazu. Otwory inteligentne stanowią połączenie monitoringu złoża i technologii kontroli. Otwory te wyposażone są w czujniki służące do monitorowania warunków panujących w złożu i w odwiercie oraz zawory umożliwiające kontrolę dopływu płynów złożowych ze złoża do odwiertu. Wyposażenie to znajduje się jednak jedynie w odwiercie, natomiast ideą pracy jest stworzenie wirtualnych sensorów znajdujących się w różnych częściach złoża. Ich połączenie z komputerową symulacją złoża umożliwi kontrolę parametrów złoża jeszcze zanim niepożądane zmiany w przepływie dotrą do odwiertu. Proponowany algorytm został zaimplementowany w symulatorze złożowym eclipse, gdzie również zdefiniowano wirtualne sensory rozmieszczone w różnych częściach złoża. Akcje zaprogramowane na podstawie ich pomiarów zapewniają samomodifikującą się strategię sterowania złoża, która redukuje zjawisko wykraplania się kondensatu w złożu. Zaproponowany algorytm wykorzystuje analogie do algorytmów zachłannych. W rezultacie w każdym roku czasowym analizuje zachowanie złoża i na tej podstawie zmienia strategię produkcji tak aby zmaksymalizować NPV projektu. Uzyskane wyniki wskazują, że zaproponowany algorytm zapewnia inteligentne sterowanie złożem gazowo-kondensatowym oparte o inteligentną reiniekcję gazu oraz zwiększa produkcję kondensatu bez ponoszenia dodatkowych nakładów finansowych.



Optimalizacja efektu wykrapłania się kondensatu w złożu poprzez inteligentne sterowanie reiniekcją gazu

Edyta Mikołajczak

AGH University of Science and Technology in Krakow

A gas condensate is a single-phase fluid at original reservoir conditions. However, condensate dropout appears within the reservoir when the reservoir pressure drops below the dewpoint pressure. The near-well chocking called condensate banking can reduce the well productivity significantly. The aim of this paper is to find an optimal reservoir control which reduces this undesirable effect. This work explores a new algorithm for the gas-condensate reservoir control which is based on the smart gas reinjection. Smart wells combine reservoir monitoring and control technology. These smart completions are equipped with sensors to monitor well and reservoir conditions, and valves to control the inflow of fluids from the reservoir to the well. However, this intelligent equipment is located only in the downhole, while the idea of this work is to create virtual sensors located in different reservoir parts. Their combination with reservoir simulation facilitates control of reservoir parameters before undesired changes in flow reach the well. The proposed algorithm has been implemented in the eclipse reservoir simulator and the virtual sensors have also been created there and located within different reservoir parts. The actions programmed on the basis of their measurements yield self-modifying strategy of reservoir control, which reduces condensate banking effect. The proposed algorithm uses the analogies to greedy algorithms. As a result, it analyses reservoir behavior and changes production strategy in each time step to maximizes the net present value (NPV). The obtained results indicate that the proposed algorithm ensures the intelligent control of gas-condensate reservoir based on smart gas reinjection and increases production of condensate without any extra expenditures.



Magnetyczny rezonans jądrowy w niskim polu i metody towarzyszące w ocenie geometrii przestrzeni porowej skał dolomitu głównego na bloku Gorzowa (Sieraków)

Adam Fheed¹, Natalia Radzik¹, Joanna Górka²

Opiekun naukowy: Artur Krzyżak

¹Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie,
Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska

²Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA,
Oddział Geologii i Eksploatacji

Największe polskie złoża węglowodorów w dolomicie głównym (Ca₂) usytuowane są na bloku Gorzowa, położonym w NW części Polski. Blok Gorzowa leży w obrębie południowego basenu permskiego, rozciągającego się od Wielkiej Brytanii przez Holandię, Niemcy i Danię, do Polski. Basen uformował się na przełomie karbonu i permu, na skutek procesów ryftowych. Cechszyńskie platformy węglanowe Ca₂ powstały na licznych wyniesieniach podłoża. Oprócz równi platformowych, rozwinęły się tam strefy barierowe oraz osady podnóży stoków kontynentalnych. Wysokoenergetyczne bariery oddzielające stromy stok kontynentalny od równi platformowej, były miejscem powstania porowatych, często spękanych grainstonów oolitowych, jakie znaleźć można w otworze Sieraków-1, zlokalizowanym na półwyspie Grotowa i będącym obiektem badań.

Choć porowate grainstony platformowe kojarzone są ze świetnymi skałami zbiornikowymi, mogą one wykazywać bardzo duże zróżnicowanie geometrii przestrzeni porowej, wpływające na ich ostateczne własności kolektorskie. Ponieważ niskopolowy magnetyczny rezonans jądrowy (MRJ) umożliwia nieinwazyjne i precyzyjne badanie rozkładu wielkości i geometrii porów, jest to idealna metoda do oceny tego typu skał. Ponadto, MRJ w niskim polu umożliwia wykrycie szczelin, powodujących silne zmiany sygnału. W konsekwencji, głównym celem niniejszej pracy była kompleksowa analiza porowatości omawianych utworów w dowiązaniu do danych MRJ.

Analizie poddano 25 próbek węglanów. Badania obejmowały obserwacje mikroskopowe w świetle przechodzącym oraz pomiary MRJ w stałym polu 0.05T, uzupełnione azotowymi pomiarami przepuszczalności. Badania MRJ skupiono wokół analiz krzywych relaksacyjnych T₂ dla próbek saturowanych wodą w próżni przez 12h, uzyskanych przy interwale pomiędzy echami wynoszącym ok. 30-50 μs. W celu wyznaczenia punktu odcięcia oraz oszacowania zawartości wody wolnej i związanej w kapilarach/z minerałami ilastymi, używano także krzywych dotyczących próbek suszonych w temperaturze 70oC przez 12h.

Na podstawie obserwacji mikroskopowych, stwierdzono, że analizowane grainstony oolitowe noszą znamiona dolomityzacji, dedolomityzacji i rozpuszczania. Są one również często spękane. Dzięki badaniom MRJ wydzielono 3 typy krzywych T₂ korespondujących z określonym rodzajem porowatości: (1) szybko relaksujące piki izolowane bądź wyraźne piki podwójne, sugerujące obecność szczelin; (2) szerokie piki o długich czasach T₂, ujawniające obecność druzów i kawern; oraz (3) wąskie, ale łagodne piki zwiastujące występowanie dużej ilości porów międzykrystalicznych związanych z dolomityzacją.

Wynioskowano, że najwyższa porowatość efektywna (19-26%) występuje dla skał o kombinacji porowatości moldyczej i druzowej, przy czym wzrost generalnie niskiej przepuszczalności (średnio 1.5 mD) do wartości ok. 8 mD występuje tylko przy obecności szczelin widocznych na krzywych MRJ.

Podziękowania: Badania były finansowe ze środków projektu badawczo-rozwojowego Narodowego Centrum Badań i Rozwoju NMR-Rocks, PBS2/A2/16/2013.



Low-field nuclear magnetic resonance and supplementary methods resolving pore geometry of the Main Dolomite carbonates from Sieraków (Gorzów Block, West Poland)

Adam Fheed¹, Natalia Radzik¹, Joanna Górka²

Supervisor: Artur Krzyżak

¹AGH University of Science and Technology,
Faculty of Geophysics and Environment Protection

²Polish Oil and Gas Company
Department of Geology and Exploitation

The largest Polish hydrocarbon deposits can be found on the geological unit of the Gorzów Block, situated in NW Poland. The Gorzów Block belongs to the Southern Permian Basin, stretching from Great Britain via Denmark, Germany and Holland, to Poland. The basin was formed due to the late Carboniferous rifting. The Zechstein carbonate platforms were developed on numerous uplifted tectonic blocks. Apart from carbonate flats, also the barrier zones and toe-of-slope sediments were deposited. Highly-energetic barriers, to be found between the flats and the slope, usually comprised oolitic grainstones, some of which were fractured. Sieraków-1 well, located on the Grotów Peninsula is a good example of such strata and therefore the rocks it penetrates were studied.

Although the shallow-water grainstones might appear to be excellent reservoir rocks, their pore geometry may be highly variable and controlled by diagenesis and sedimentation. And here comes the low-field nuclear magnetic resonance (NMR), allowing for pore size and geometry to be non-invasively and precisely assessed. It is also worth adding that the method is very helpful in fractured zones' indication, since the fractures significantly influence the T₂ response. Consequently, the main purpose of this paper was to provide a complex petrophysical description of the rocks considered, using NMR as a leading method.

25 samples were investigated by means of both transmitted-light polarizing microscopy and 0.05T constant-field NMR. Additionally, nitrogen permeability tests were carried out. The NMR approach was focused on T₂ relaxation curves' appraisal. Qualitative analysis was performed on the T₂ plots corresponding to water-saturated samples. The saturation took place in vacuum for 12h. Dry samples (70°C, 12h) were used, as well, to derive the T₂ cut-off, separating movable and immovable fluids, and to define the share of free fluid index, capillary water and clay-bound water. During the measurements, the inter-echo spacing was 30-50 μs.

Based on microscopic observations performed, the oolitic grainstones were altered by dolomitization, dedolomitization, dissolution and fracturing. Thanks to the low-field NMR, three groups of samples comprising different graphical patterns of the T₂ distribution were distinguished and tied with a given porosity type: (1) rapidly relaxing, isolated or dual peaks, suggesting fracturing; (2) slowly relaxing, wide T₂ peaks probably announcing the presence of vugs and caverns; and (3) relatively narrow, but gently-ended peaks, probably associated with dolomitization-related intercrystalline porosity.

It was concluded that the rocks comprising both vuggy and mouldic porosity had the greatest effective porosities, reaching 19-26%. The permeability, although generally very low (1.5 mD on average) rarely increased to ca. 8 mD due to the presence of NMR-recognized fractures.

Acknowledgements: The studies were funded by Polish National Centre's for Research and Development project No PBS2/A2/16/2013 (NMR-Rocks).

Wykorzystanie archiwalnych danych geologicznych i sieciowych zasobów GIS w interpretacji przypowierzchniowych modeli geofizycznych – przykład z obszaru poszukiwań naftowych Obrzycko-Golce, Niż Polski

Jolanta Pilch

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Zastosowanie zintegrowanej inwersji danych sejsmicznych, grawimetrycznych i elektromagnetycznych do obliczeń poprawek statycznych w rejonie poszukiwań naftowych Obrzycko-Golce na Niżu Polskim w znaczącym stopniu wpłynęło na poprawę efektywności przetwarzania danych sejsmicznych [1]. Rozszerzeniem tego tematu badań była kompleksowa interpretacja geologiczna otrzymanych modeli 2D prędkości, gęstości i oporności dla strefy przypowierzchniowej, która polegała na integracji różnych typów danych geologicznych i geofizycznych. Ponieważ dużą część pozyskanej geoinformacji stanowiły źródła archiwalne oraz zasoby sieciowe GIS przeprowadzono próbę oceny ich wpływu na wynik końcowy interpretacji.

Dwa wstępne etapy prac obejmowały: 1) pozyskanie, kontrolę jakości oraz ujednoczenie geodanych w programie QGIS 2) stworzenie na ich podstawie modelu strukturalnego w przestrzeni 3D w programie Petrel. Główne źródło danych stanowiła Centralna Baza Danych Geologicznych [2]. Dane archiwalne obejmowały rastrowe i wektorowe arkusze map geo- i hydrogeologicznych i załączone do nich rastrowe przekroje, którym nadano georeferencję i zwektoryzowano w 3D. Otrzymany szkielet uzupełniono o punkty lokalizacji oraz rastrowe profile chronostratygraficzne i litologiczne otworów wiertniczych. Wykorzystano także serwisy mapowe WMS, przede wszystkim mapę geologiczną Polski bez utworów kenozoiku.

Wymienione powyżej typy geoinformacji ułatwiły zidentyfikowanie charakterystycznych elementów budowy geologicznej rejonu badań: 1) wymodelowane główne granice stratygraficzne pozwoliły rozpoznać struktury takie jak trzeciorzędowy rów tektoniczny Szamotoł oraz polodowcową depresję Boruszyna. 2) hydrogeologiczne dane GIS umożliwiły powiązanie inwersji prędkości i gęstości w osadach kenozoiku z poziomem wodonośnym występującym w silnie porowatych piaskach miocenu. 3) mapa bez utworów kenozoiku rzutowana na odpowiadającą jej granicę modelu strukturalnego uwiódociła korelację pomiędzy zmianami prędkości i oporności a strefowością wychodni utworów jury i kredy. 4) horyzontalny rozkład parametrów geofizycznych w obrębie utworów kredy górnej mógł, dzięki licznym profilom litologicznym, zostać odniesiony do konkretnych litofacji.

Niestandardowe wykorzystanie nowoczesnych programów do integracji na tak dużą skalę starszych, głównie rastrowych formatów danych geologicznych oraz sieciowych zasobów danych GIS zaowocowało obszerną i bogatą w szczegóły interpretacją modeli geofizycznych. Przy ostrożnej kontroli jakości geodanych taka integracja poszerza znacznie możliwości i szybkość realizacji projektów badawczych.

Referencje:

[1] Pilch, J., A. Cygal, M. Stefaniuk, and T. Maćkowski. 2016. "Application of Joint Inversion of Seismic and Gravity Data for Geological Characterization of Near Surface Zone." In EAGE 22nd European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics, Near Surface Geoscience. Barcelona.

[2] <http://geoportal.pgi.gov.pl/portal/page/portal/PIGMainExtranet>



Application of archival geological data and GIS web resources in interpretation of near-surface geophysical models— a case study from Obrzycko–Golce oil and gas exploration area, the Polish Lowlands

Jolanta Pilch

AGH University of Science and Technology in Krakow

The application of joint inversion of seismic, gravity and electromagnetic data to static correction calculations in the Obrzycko-Golce oil and gas exploration area in the Polish Lowlands produced a significant improvement in the effectiveness of seismic data processing [1]. A further step of the research focused on geological interpretation of the obtained near-surface velocity, density and resistivity 2D models and comprised a vast integration of geological and geophysical data. Since the majority of the available geoinformation consisted of archival geodata and GIS web resources, an attempt was made to assess their impact on the final interpretation results.

The project consisted of two preliminary steps: 1) importing geodata, followed by quality control and homogenization in the QGIS platform; 2) building a 3D structural model in Petrel E&P software. Geoinformation was mainly retrieved from the Central Geological Database [2]. Vintage data was represented by raster and vector formats of geological and hydrogeological maps along with attached bitmap cross-sections. The latter were georeferenced and vectorized in 3D space. The resulting framework was further complemented with borehole localization points and their corresponding raster chronostratigraphic and lithological profiles. Various WMS services were also implemented, with a special emphasis on the geological sub-Cenozoic map of Poland.

The variety of presented geodata enhanced the identification of key features of the near-surface geology of the study area in various ways: 1) the main interpolated stratigraphic horizons revealed buried structures of the Tertiary Szamotuły tectonic graben and the post-glacial Boruszyn depression; 2) hydrogeological GIS data found a match between velocity/density inversions in the Cenozoic sequence and the highly porous sands of Miocene aquifer; 3) when overlaid on the corresponding model surface, the sub-Cenozoic map showed links between velocity/resistivity variations and zonation of Jurassic and Cretaceous units; 4) based on abundant lithological profiles, horizontal distribution of geophysical parameters within the Upper Cretaceous deposits could be attributed to regional lithofacies.

Unconventional application of modern software to large-scale integration of archival, mainly raster data formats with GIS web resources resulted in the detailed interpretation of geophysical 2D models. With careful initial quality control of the incorporated geodata, such an integration approach could greatly boost the scope of research projects and speed at which they are realized.

References:

- [1] Pilch, J., A. Cygal, M. Stefaniuk, and T. Maćkowski. 2016. "Application of Joint Inversion of Seismic and Gravity Data for Geological Characterization of Near Surface Zone." In EAGE 22nd European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics, Near Surface Geoscience. Barcelona.
- [2] <http://geoportal.pgi.gov.pl/portal/page/portal/PIGMainExtranet>



Połączenie wyników geofizyki otworowej i badań laboratoryjnych dla rozpoznania własności skał

Magdalena Biernat

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Poszukiwanie horyzontów złożowych o coraz mniejszej miąższości oraz minimalizacja kosztów prac poszukiwawczych wymaga szukania coraz efektywniejszych i tańszych sposobów na wyznaczenie parametrów złożowych utworów skalnych. Jednym z nich jest szukanie korelacji pomiędzy profilowaniami geofizyki otworowej a badaniami przeprowadzonymi w laboratorium.

Profilowania geofizyki otworowej są powszechnie stosowane w otworach wiertniczych. Pozwalają uzyskiwać informacje w sposób ciągły, z dowolnie ustalonym krokiem próbkowania, a możliwość używania zestawu sond podczas jednego pomiaru oszczędza czas oraz eliminuje niepewność związaną z dopasowaniem głębokościowym pojedynczych profiliowań. Wykorzystanie różnorodnych pól i parametrów fizycznych w metodach otworowych ma na celu zmniejszenie niejednoznaczności w wynikach interpretacji, a w konsekwencji przybliżenie otrzymanych wyników do rzeczywistych wartości parametrów petrofizycznych. Ze względu na fizyczne ograniczenia sond mierzone są głównie parametry strefy przemytej lub strefy filtracji. W strefach tych dochodzi do zmiany medium porowego i uszkodzeń górotworu związanych z procesem wiercenia, dlatego wynik ze stref niezmienionych różny jest od wyniku z obszaru zmienionego procesem wiercenia. W przypadku warstw o małej miąższości istotny wpływ na wynik pomiaru mają warstwy zalegające powyżej i poniżej interesującego horyzontu.

Badania laboratoryjne, wykonywane na próbkach wyciętych z rdzeni wiertniczych, w porównaniu do badań wykonywanych w odwiertach, są metodami bezpośrednimi. Jest to ich główna zaleta. Punktowy charakter badań i nierównomierne opróbowanie prowadzi nieraz do błędnej interpretacji wyników, związanej przede wszystkim z niejednorodnością górotworu. Rdzeń wiertniczy podczas procesu wydobywania może zostać uszkodzony. Istotny wpływ na to ma też wnikanie płuczki wiertniczej. Ponadto temperatura i ciśnienie panujące na głębokości pobrania rdzenia są w dużej mierze różne od tych parametrów na powierzchni. Próba odtworzenia ich w laboratorium petrofizycznym może doprowadzić do nieodwracalnych zmian w strukturze skały.

Dane pozyskano z 3 otworów mieszczących się w obrębie struktury Góry Ropczyckiej w utworach miocenu autochtonicznego, kredy dolnej i jury górnej pod powierzchnią nasunięcia karpacko-stebnickiego.

W pracy skupiono się na przedstawieniu zalet i wad zarówno badań laboratoryjnych, jak i profiliowań geofizyki otworowej. Następnie wykonano serię wykresów korelacyjnych mających na celu scharakteryzowanie zależności między parametrami złożowymi (porowatością, przepuszczalnością i nasyceniem węglowodorami) otrzymanymi z poszczególnych pomiarów. Interpretację profiliowań geofizyki otworowej przeprowadzono w programie Techlog firmy Schlumberger. Otrzymano dobrą zgodność parametrów uzyskanych z badań laboratoryjnych i profiliowań otworowych. Występowanie wartości odbiegających od ogólnego trendu spowodowane jest różnicami w metodyce i charakterze pozyskiwania parametrów petrofizycznych. Profilowania geofizyki otworowej dają uśrednione wartości w przedziale odpowiadającym pionowej rozdzielczości sond, a badania laboratoryjne dają wartość punktową. Warto także pamiętać, że otrzymane wyniki w dużym stopniu zależą od dokładności przeprowadzenia badań, zastosowania odpowiednich poprawek i właściwego dopasowania głębokościowego wyników laboratoryjnych do profiliowań geofizyki otworowej.



Joint interpretation of laboratory experiments results and well logging to recognize rock properties

Magdalena Biernat

AGH University of Science and Technology in Krakow

Prospection for reservoir horizons with less and less thickness and the minimization of exploratory work costs requires looking for more effective and less expensive ways to determine the parameters of rock deposits. One of them is looking for a correlation between data from well logging and data from laboratory measurements.

Well logging is commonly used in boreholes. It provides the ability to acquire continuous information along borehole axis, with the step sampling arbitrarily set by the operator. The ability to use a set of probes during one run (measurement) saves time and eliminates the uncertainty associated with the depth adjustment of individual logs. A great variety of logs, based on different physical parameters and using different physical fields, is aimed at reducing the ambiguity in the interpretation of the results and, as a consequence, bringing the results to the true values of petrophysical parameters. Due to the physical limitations of the probes (small radial range, limited vertical resolution), the parameters are measured mainly in the flushed zone or invaded zone. In these zones, there is a change of the pore medium and damage to the rock mass associated with the drilling process, therefore the result from the changed zones is different from the result from the area untouched by the drilling process (virgin formation). In the case of low thickness beds, the layers located above and below the interesting horizon have a significant impact on the measurement result.

Laboratory methods applied on core samples, in comparison to well logging, are direct ways of measurements. This is their main advantage. Point nature of the research and uneven sampling often leads to misinterpretation of results, mainly related primarily to the heterogeneity of the rock mass. The core may be damaged during the extraction process. The penetration of drilling mud also has a significant influence on this. In addition, the temperature and pressure conditions prevailing in-situ are largely different to the surface conditions. An attempt to reconstruct them in a petrophysical laboratory can lead to irreversible changes in the structure of the rock.

The data were obtained from three wells located within the structure of Góra Ropczycka in the autochthonous Miocene, Lower Cretaceous and Upper Jurassic strata under the surface of the Carpathian-Stebnik overthrust.

The thesis focuses on presenting the advantages and disadvantages both of laboratory measurements and well logging. Then, a series of cross-plots was performed to characterize the relationship between petrophysical parameters received from individual measurements. Interpretation of logs was performed in the Techlog software (Schlumberger). Good compatibility of parameters was obtained. The occurrence of the outstanding values deviating from the general trend is caused by differences in the methodology and character of acquiring petrophysical parameters. Well logging provide averaged values in the range corresponding to the vertical resolution of the probes. Laboratory tests give a point value. It is also important that the results depend to a large extent on the accuracy of testing, the appropriate use of corrections charts and the appropriate depth adjustment of laboratory results for logs.



Porównanie rozstawów powierzchniowego monitoringu mikrosejsmicznego pod względem ich wrażliwości na szum - przykład zastosowania języka programowania python

Piotr Hadro

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Istnieje wiele rodzajów szumów sejsmicznych, które mogą zakłócać pomiary monitoringu mikrosejsmicznego. Szum może pochodzić od ruchu drogowego, wiatru, prac rolniczych, jak również może być generowany przez prace prowadzone na placu wiertniczym. Poszczególne typy aparatury pomiarowej mają różną wrażliwość na zakłócenia. Celem tego referatu jest porównanie wpływu różnych rodzajów szumu na dane rejestrowane przez systemy powierzchniowego monitoringu mikrosejsmicznego.

Otwór poddany stymulacji hydraulicznej zlokalizowany jest w północnej Polsce i jego celem były formacje perspektywiczne dla „gazu łukowego”. Monitoring wykonano z użyciem trzech typów aparatury: zwykłych geofonów, geofonów 3-składnikowych oraz szerokopasmowych, 3-składnikowych sejsmometrów. Geofony zorganizowane były w pola pomiarowe o prostokątnym kształcie. Pola pomiarowe były równomiernie rozłożone wokół otworu. Geofony 3-składnikowe zapuszczone zostały do płytkiego otworu monitorującego. Pierwszy geofon znajdował się na głębokości 3 metry pod powierzchnią terenu, natomiast ostatni na głębokości 100 m. Sejsmometry zamontowano w betonowych studzienkach, zapewniających izolację aparatury od otaczającego obszaru oraz zapewniło lepszy kontakt z gruntem.

Specjalny algorytm do estymacji szumu napisano w języku programowania python. Algorytm ten zaadaptowany został dla poszczególnych typów aparatury, różniących się parametrami akwizycji. Algorytm pozwala na estymację względnego poziomu szumu w 10 minutowych interwałach i jest nie czuły na występowanie nagłych, krótkotrwałych zjawisk o wysokiej amplitudzie. Estymacja szumu z użyciem wszystkich elementów kompleksowego systemu monitorującego pozwoliła na ich porównanie w kontekście ich wrażliwości na zakłócenia oraz zbadanie jak przestrzenny rozkład szumu zmieniał się w czasie.

Jednym z najważniejszych wniosków, otrzymanych w ramach wykonanej pracy jest fakt, że podczas szczelinowania szum związany z pracami na placu wiertniczym miał bardzo duży zasięg i uniemożliwiał on rejestrację zdarzeń mikrosejsmicznych na wielu odbiornikach. Średni rozkład szumu podczas stymulacji hydraulicznej został zamodelowany, przy założeniu jego izotropowej propagacji. Dane z płytkiego otworu monitorującego wskazują, że umieszczenie geofonów na większej głębokości pozwala na obniżenie ogólnego poziomu zakłóceń, ale nie szumu związanego ze szczelinowaniem.

Prezentowana praca dowodzi, że możliwe jest wykonanie zaawansowanych procedur na danych mikrosejsmicznych używając darmowych narzędzi. Wyniki zapewniły użyteczną wiedzę, która będzie mogła być wykorzystana w przyszłych projektach. Opracowany algorytm może być nadal rozwijany i zaadoptowany do różnych celów, takich jak obserwacja poziomu szumu w czasie rzeczywistym podczas monitoringu oraz testowanie projektów rozstawów powierzchniowego monitoringu mikrosejsmicznego.



Comparison of various microseismic surface monitoring arrays based on their noise sensitivity - example of workflow utilizing python programming language

Piotr Hadro

AGH University of Science and Technology in Krakow

There are many types of noise which can affect the surface microseismic monitoring measurements. The noise may come from road traffic, wind and agricultural work, but can also be generated by operations on the wellsite. Different types of instruments have various sensitivity level for particular types of noise. The goal of this paper is to compare how different types of noise influence the data recorded by surface microseismic monitoring systems.

The stimulated well is located in the northern Poland and was drilled as a shale gas target. Three types of instruments has been used for the monitoring: regular geophones, 3-component geophones and 3-component, broadband seismometers. There were 12 000 geophones, which were gathered in form of the rectangular patches on the surface. Patches were evenly distributed around the well. Three component geophones were located in the shallow monitoring borehole, at depths from 3 to 100 meters. Seismometers were installed in concrete sumps, used for isolation of instruments from surrounding area and for providing better contact with the ground.

Special algorithm for noise estimation was developed using python programming language. This algorithm was adapted for data from different instruments, which had various recording parameters. The algorithm estimates relative noise level in 10 minutes intervals and is not sensitive for the abrupt high amplitude events. Estimation of noise using all elements of complex monitoring system allowed to compare them in terms of noise sensitivity as well as investigate how spatial distribution of noise was changing in time.

One of the most important conclusion from the observation of relative noise level changes was that during the fracturing the stimulation related noise was reaching far from the wellsite, supressing recording of microseismic events on numerous receivers. The general distribution of noise during fracturing was modelled assuming isotropic propagation of the noise. Data from the shallow borehole shows that placing the receivers at greater depths allows to lower the general noise level but not the one produced by stimulation operation.

Presented work proves that deep investigation on microseismic data can be done using free tools and open-source libraries. The results provides useful knowledge, which will be profitable during future projects. Noise estimation algorithm can be further developed and adapted for different purposes like the real time noise observation during the monitoring or testing the designs of surface microseismic monitoring systems.

ACKNOWLEDGEMENTS

This study was supported by the Grant of The Polish National Center for Research and Development in the Program Blue Gas, project entitled "Appraisal of microseismic monitoring techniques of hydraulic fracturing and development of optimal processing and interpretation methodologies" (Acronym: SHALEGASMICROS).



Analiza powierzchniowych badań geochemicznych w rejonie koncesji Sól – polskie Karpaty Zewnętrzne

Adrianna Góra¹, Piotr Guzy¹, Anna Twaróg¹

Opiekunowie: Henryk Sechman, Krzysztof Starzec

¹Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie,
Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska

Powierzchniowe badania geochemiczne wykorzystywane w poszukiwaniach złóż ropy naftowej i gazu ziemnego należą do niekonwencjonalnych metod poszukiwawczych. Powiązanie wyników powierzchniowych badań geochemicznych z modelem geologiczno-sejsmicznym stanowi istotne uzupełnienie wiedzy na temat ropogazoności badanych terenów (Dzieniewicz & Sechman 2008). W pracy przedstawiono wyniki powierzchniowych badań geochemicznych, realizowanych na obszarze koncesji „Sól”. Celem badań była ocena relacji i zależności pomiędzy powierzchniowym obrazem geochemicznym a budową geologiczną obszaru badań w aspekcie wytypowania optymalnych stref dla akumulacji węglowodorów.

Badania wykonano wzdłuż 11 profili pomiarowych. Ogółem pobrano 1129 próbek gazu glebowego. W analizowanych próbkach stężenia metanu wahały się od 0.8 ppm do ponad 24% obj., stężenia wyższych alkanów dochodziły do 0.15% obj., a stężenia gazowych alkenów do ok. 2,1 ppm. Na podstawie pomierzonych stężeń metanu i jego homologów policzono współczynniki $CH_4/\sum C_2-C_5$ oraz C_2H_6/C_3H_8 , które pozwalają na ocenę charakteru wgłębnych źródeł rozpraszania. Duża rozpiętość zbioru współczynnika $CH_4/\sum C_2-C_5$ wskazała, że w przypowierzchniowym obrazie geochemicznym poza efektami migracji od akumulacji wgłębnych, zarejestrowano również rezultaty współczesnych przemian biochemicznych. Z kolei parametry statystyczne oraz rozkład współczynnika C_2H_6/C_3H_8 sugerowały, że na badanym obszarze występują głównie źródła o charakterze ropno-kondensatowym. Dodatkowo powierzchniowy rozkład anomalii sumy alkanów C_2-C_5 zestawiono z mapą geologiczną badanego obszaru. Pozwoliło to na wyróżnienie 8 stref anomalnych (pow. 3σ), przy czym największa strefa zaznaczyła się w części północnej analizowanego terenu i stanowiła ona 42% wszystkich punktów anomalnych sumy alkanów C_2-C_5 . Wskazuje to na aktywną migrację w tym obszarze oraz świadczy o dobrym potencjale odślanających się tutaj warstw jednostki śląskiej i przedmagurskiej. Wyniki zaprezentowanych badań dostarczyły cennych informacji dotyczących potencjału naftowego badanego obszaru zachodnich Karpat zewnętrznych. Jednak ostateczna ocena uzyskanych wyników geochemicznych będzie możliwa po kompleksowej integracji uzyskanego obrazu z modelem sejsmicznym analizowanego terenu.

Prezentowane wyniki badań uzyskano w ramach realizacji projektu badawczego o akronimie ShaleCarp w programie Blue Gas II, finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (BG2/ShaleCarp/14).

Bibliografia:

Dzieniewicz M & Sechman H., 2008. Surface geochemical survey in selected areas of the Polish and Ukrainian Flynch Carpathians. *Geology*, 34, 2, 489-502.



The analysis of surface geochemical survey carried on in the "sól" concession block – case study from Polish Outer Carpathians

Adrianna Góra¹, Piotr Guzy¹, Anna Twaróg¹
Supervisor: Henryk Sechman, Krzysztof Starzec

¹AGH University of Science and Technology,
Faculty of Geophysics and Environment Protection

The surface geochemical survey used in petroleum exploration belongs to unconventional exploration methods. Integration of the results of surface geochemical survey with the geological-seismic model provides an important supplementary knowledge of petroleum potential of the study area. The paper presents the results of surface geochemical survey carried on in the "Sól" hydrocarbon exploration concession block. Our studies aim to evaluate the relationships between the surface geochemical signature and the geological setting of the study area applied to selection of optimal zones for hydrocarbon accumulation.

The survey included 11 measurement lines along which total number of 1,129 soil gas samples were collected and analyzed for methane and higher gaseous hydrocarbons. The results revealed concentrations of: methane - from 0.8 ppm to over 24 vol.%, total higher gaseous alkanes - up to 0.15 vol.% and total higher gaseous alkenes - up to about 2.1 ppm. These analytical results enabled us to calculate the geochemical indicators: $\text{CH}_4/\sum\text{C}_2\text{-C}_5$ and $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_3\text{H}_8$, which provided information about deep hydrocarbon sources. The extended range of $\text{CH}_4/\sum\text{C}_2\text{-C}_5$ values indicated that the observed surface geochemical signature represents not only the hydrocarbon migration from deep-seated petroleum accumulations but it contains also the component of contemporaneous biochemical processes. Moreover, the distribution and the statistical parameters of $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_3\text{H}_8$ indicator values suggest the dominance of oil-condensate accumulations at depths. Additionally, the surface geochemical pattern of total alkanes $\text{C}_2\text{-C}_5$ values confronted with the geological map of study area led to identification of 8 anomalous zones (contoured by value over 3σ of total alkanes $\text{C}_2\text{-C}_5$ concentrations). The largest anomaly was identified in the northern part of the study area and comprised 42% of all anomalous $\text{C}_2\text{-C}_5$ values. Such distribution demonstrates the active hydrocarbon migration in the study area and suggests good hydrocarbon potential of exposed sediments of the Silesian and the Fore-Magura units. The results of our studies provided valuable information about petroleum potential of the studied concession block in the Western Outer Carpathians. However, a final evaluation of geochemical results will be possible after their comprehensive integration with the seismic model of the study area.

The presented results originate from the ShaleCarp research project being a part of the Blue Gas II Research Programme financed by the National Centre for Research and Development (BG2/Shale-Carp/14).

References:

Dzieniewicz M & Sechman H., 2008. Surface geochemical survey in selected areas of the Polish and Ukrainian Flysch Carpathians. *Geology*, 34, 2, 489-502.

Nowy system do kwasowania matrycowego wykorzystujący unikalne właściwości wiskoelastycznych związków powierzchniowo-czynnych

Piotr Kociński¹, Marek Czupski², Łukasz Leśniak¹, Konrad Czeszyk¹

¹ Brenntag Polska Sp. z o.o.

² Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Środki opóźniające reakcję kwasu solnego z skałą (ang. retarding agents) jak i wpływające na jego równomierne zatłoczenie wzdłuż całego interwału produkcyjnego (ang. diverting agents) są najważniejszym elementem każdego systemu do kwasowania. Budowę nowego systemu zazwyczaj rozpoczyna od ich selekcji. Istnieje wiele chemicznych rozwiązań dedykowanych do powyższej aplikacji. Stosuje się emulgowane kwasy, środki spieniające, związki powierzchniowo czynne zmieniające zwilżalność skały na ropną, sieciowane polimery, blokatory rozpuszczalne w ropie naftowej oraz wiskoelastyczne związki powierzchniowo-czynne.

Autorzy artykułu skupili się na opracowaniu systemu korzystającego z właściwości wiskoelastycznych związków powierzchniowo-czynnych. Wiskoelastyczne związki powierzchniowo-czynne wykazują tendencję do generowania wysokiej lepkości w cieczach zawierających dwuwartościowe kationy. Zjawisko to jest wykorzystywane przy tworzeniu systemów do kwasowania matrycowego. Unikalna właściwość powyższych środków chemicznych czyni je przydatnymi nie tylko do kwasowań, ale również do szczelinowań hydraulicznych. Przedstawione w pracy związki powierzchniowo-czynne stanowią alternatywne rozwiązanie wobec stosowania systemów opartych na polimerach. Powszechnie uznaje się, że systemy do stymulacji wykorzystujące wiskoelastyczne związki powierzchniowo-czynne powodują znacznie mniejsze uszkodzenie strefy przyodwiertowej niż konwencjonalne rozwiązanie w oparciu o sieciowane polimery.

W referacie przedstawiono część badań laboratoryjnych, na podstawie których przygotowano technologię stymulacji złoża ropno-gazowego usytuowanego w utworach dolomitu głównego. Celem tych prac było opracowanie technologii, która umożliwiłaby wykonywanie zabiegów kwasowania w odwiertach ropnych bez jednoczesnego wzrostu produkcji wody. Pożądanymi właściwościami charakteryzowały się ciecz kwasująca sporządzane na bazie surfaktanta wrażliwego na kontakt z ropą złożową. Zastosowanie tego rodzaju cieczy stwarza możliwość efektywniejszej obróbki stref ropnych niż wodnych. Oprócz tego dzięki zwiększonej lepkości cieczy można wyrównać profil kwasownia w interwałach o zróżnicowanej przepuszczalności.

W trakcie przeprowadzonych testów przeprowadzono szereg badań. Sprawdzono m.in. kompatybilność zastosowanych środków, stabilność zatłaczanych cieczy po wygrzewaniu, skuteczność działania inhibitora korozji, tendencję do tworzenia emulsji oraz wytrącania się asfaltenów spowodowaną obecnością jonów żelaza w środowisku kwaśnym oraz reologię zatłaczanych środków. Istotą badań reologicznych było opracowanie składu cieczy, która będzie charakteryzować się stabilnymi właściwościami reologicznymi tj. jej lepkość pozorna dla szybkości ścinania 100 s^{-1} przez okres co najmniej 1 godziny powinna być powyżej 50 cP.

Opracowane systemy na bazie wiskoelastycznych związków powierzchniowo-czynnych użyto przy kilkunastu zabiegach kwasowania matrycowego na terenie Niżu Polskiego. Zastosowanie technologii w warunkach polowych zakończyło się sukcesem.



New system for matrix acidizing utilizing unique properties of viscoelastic surfactants

Piotr Kociński¹, Marek Czupski², Łukasz Leśniak¹, Konrad Czeszyk¹

¹ Brenntag Polska Sp. z o.o.

² Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

The key component of every acidizing system are specialty chemicals that retard reaction rate between hydrochloric acid and treated rock (retarding agents) and ensure uniform distribution of injected acid along whole treated pay zone (diverting agents). Design of every new system for stimulation starts up with selection of appropriate diverting and retarding chemicals. There are many chemical solutions dedicated for expected action mode, mentioned above. It is common to use emulsified acids, foaming agents stable in acidic environment, surfactants alternating rock wettability, crosslinked polymers, solid diverters soluble in crude oil and the most important viscoelastic surfactants.

Authors of the article focused on design of a system that would use properties of viscoelastic surfactants. Viscoelastic surfactants have an ability to generate high viscosity in fluids containing divalent cations. This phenomenon is used in order to create efficient diverting systems for matrix acidizing. Unique feature of this group of chemicals is used in hydraulic fracturing as well. It constitutes an alternative solution for usually implemented systems based on polymers. It is commonly accepted, that systems based on viscoelastic surfactants cause much less formation damage than conventional one, based on crosslinked polymers.

The paper presents continuation of laboratory studies that have been done in order to prepare stimulation technology for oil and gas field located in the Main Dolomite formation. The aim of this work was to develop technology that would allow to perform acidizing treatments in oil wellbores without water cut increase. Acidizing liquids based on VES (viscoelastic surfactant) sensitive to crude oil had suitable properties. By utilizing this sensitivity, the liquid may more effectively stimulate oil saturated zones and temporarily block water saturated sublayers. In addition, thanks to an increase in liquid viscosity it is possible to get uniform zone coverage.

Performed work included execution of numerous lab tests. The key features that were tested are compatibility of acidizing fluids, stability of acidizing fluids after aging, efficiency of acid corrosion inhibitor, emulsion breakage properties, sludge formation due to presence of asphaltenes and iron ions and rheology of injected fluids. The main assumption of rheology studies was to create fluid with stable viscosity, that would be above 50 cP for at least one hour under reservoir conditions and shear rate of 100 s⁻¹.

Designed systems based on viscoelastic surfactants were used during ten-odd acidizing treatments performed in a geological formation located in Polish Plain. Usage of it under reservoir conditions ended up with a positive results.

Metan ze zlikwidowanych kopalń węgla w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym – pomost pomiędzy „starym” i „nowym”

Wojciech Labuda

Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego

Jednym z efektów globalnego odchodzenia od kopalnych źródeł energii na rzecz odnawialnych jest zamykanie kolejnych kopalń węgla. Proces ten skutkuje również powstaniem wciąż słabo rozpoznanych zasobów – tzw. metanu ze zrobów (Abandoned Mines Methane – AMM), z jednej strony postrzeganych jako zagrożenie dla bezpieczeństwa czy klimatu, z drugiej mogących się stać źródłem zysku i poprawienia sytuacji ekonomicznej obszarów pogórnich.

Celem moich badań było sprawdzenie, czy wydobycie AMM drogą otworową i jego wykorzystanie do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, a także zatłaczanie do sieci gazowej na obszarze Górnośląskiego Zagłębia Węglowego może być opłacalne.

Aby tego dokonać, przy wykorzystaniu metody Monte Carlo, przeprowadzono symulacje modelu opłacalności zawierającego niedeterministyczne zmienne takie jak ceny energii, zasoby gazu czy głębokość kopalni.

Przeprowadzona analiza wykazała, iż najbardziej opłacalnym sposobem zagospodarowania AMM jest wytwarzanie zarówno energii elektrycznej i ciepła na własne potrzeby. 20-letnia inwestycja w niewielką jednostkę CHP pozwala na osiągnięcie przeciętnej stopy zwrotu na poziomie 130% i zwrot kapitału w ciągu 1 roku. Co więcej, analiza wrażliwości wykazała, że zasoby metanu oraz ceny energii stanowią najbardziej istotne zmienne.

Przeprowadzone przeze mnie badania mogą pomóc w znalezieniu najlepszej metody zagospodarowania AMM w polskich warunkach. Tu najbardziej opłacalne staje się wykorzystanie gazu do celów energetycznych, przy czym kluczowe znaczenie ma określenie jego zasobów początkowych.



Abandoned Mine Methane in the Upper Silesian Coal Basin – Bridge Between Old and New

Wojciech Labuda

Faculty of Law and Administration, University of Warsaw

One of effects of global transition from fossil fuels to renewable energy sources is closing underground coal mines. This process results in forming new, still poorly recognized, gas deposit – Abandoned Mine Methane – AMM. It can be perceived as a threat of explosion or for climate but on the other hand it can be a source of wealth and improvement of an economic situation of post-mining areas.

The aim of my research is to examine whether production of AMM through a well and its utilization for production of electricity or heat, or injection to a pipeline in Polish Upper Silesian Coal Basin (USCB) can be profitable.

To determine this I conducted a Monte Carlo simulation of the built profitability model which included many non-deterministic variables like energy prices, gas reserves and mine depth.

The analysis indicated that the most profitable way of AMM utilization is production of both electricity and heat for own demand of the investor. CHP unit during 20 years can generate 130% IRR and repayment in 1 year. Moreover, sensitivity analysis proved that gas reserves and prices of electricity and heat are the most important factors.

My research can help to find the best method of its utilization and also methodology of profitability analyses of such projects. Under Polish conditions the most profitable is energy production. The investment is mostly affected by the amount of gas thus the key factor is a good recognition of geological conditions.



Znaczenie połączonej interpretacji danych mikrosejsmicznych i sejsmicznych - porównanie studiów przypadku z północnej Polski

Andrzej Pasternacki, Eryk Święch, Paweł Wandycz

Opiekun naukowy: Tomasz Maćkowski

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie,
Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska

Zakres badań mikrosejsmicznych najczęściej ogranicza się do badania zjawisk sejsmicznych indukowanych i wzbudzonych w wyniku procesów stymulacji wydobywania ze złóż kopalin płynnych i zjawisk sejsmicznych indukowanych i wzbudzonych w miejscach zatłaczania płynów do warstw litosfery w celu ich magazynowania, składowania i utylizacji. W takim ujęciu są to wszystkie wstrząsy wywołane tymi procesami zarówno indukowane, czyli powstające bezpośrednio w wyniku zatłaczania do warstw skalnych, jak i wzbudzone. Druga grupa obejmuje te wstrząsy które manifestują się częściowo w trakcie zatłaczania płynów do górotworu, ale przede wszystkim związane są z reaktywacją stref uskokowych, czy też w złożach konwencjonalnych związane są ze spadkiem ciśnienia w złożu i spowodowanego w wyniku tego osiadaniem warstw nadkładu.

Wstrząsy mikrosejsmiczne, które monitorowane są w trakcie eksploatacji złóż ropy naftowej, gazu ziemnego i energii geotermalnej, są zjawiskiem spodziewanym i w tym przypadku także pożądanym zakładając, iż wyzwolona energia nie osiągnie wielkości, która mogła by stanowić zagrożenie. Ich obecność świadczy o powstaniu i rozwoju sieci spękań w wyniku zatłaczania cieczy do górotworu i tym samym powstaniu dróg propagacji dla płynów będących przedmiotem eksploatacji, bądź w przypadku projektów typu HDR dróg zatłoczenia i ponownego odzyskania podgrzanych cieczy w skałach.

Monitoring mikrosejsmiczny z jednej strony ma na celu odbiór i rejestrację wywołanych w trakcie szczelinowania wstrząsów sejsmicznych o niewielkich magnitudach, z drugiej przetworzenie tych danych w sposób pozwalający na określenie kierunków i rozmiarów powstającej sieci szczelin. Prawidłowo przeprowadzony monitoring mikrosejsmiczny wymaga zaprojektowania układu pomiarowego umożliwiającego w danych warunkach geologicznych skuteczną rejestrację i przetworzenie danych.

Istotą poszukiwań złóż niekonwencjonalnych jest określenie optymalnej lokalizacji otworu i procesu szczelinowania hydraulicznego. Ogniska wstrząsów mogą dostarczyć informacji o wielkości strefy zeszczelinowanej i kierunku rozwoju powstałej sieci szczelin. Istotnym elementem w takiej interpretacji jest określenie niepewności lokalizacji ognisk, jak i zidentyfikowanie problemów wynikających z założonej metody akwizycji.

Powiązanie modelu geologiczno - sejsmicznego z wynikami monitoringu mikrosejsmicznego stanowi istotne uzupełnienie wiedzy na temat przebiegu procesu szczelinowania hydraulicznego.

Prezentowane wyniki badań uzyskano w ramach realizacji projektu badawczego o akronimie GASŁUPMIKROS w programie Blue Gas I, finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (BG1/GASŁUPMIKROS/13).



Value of joint interpretation of microseismic and seismic data – comparison of case studies from Northern Poland

Andrzej Pasternacki, Eryk Święch, Paweł Wandycz

Scientific advisor: Tomasz Maćkowski

**AGH University of Science and Technology,
Faculty of Geophysics and Environment Protection**

The scope of microseismic research is usually limited to the study of induced and/or triggered seismic phenomena resulting from stimulation processes of liquid mineral deposits and induced and excited at sites of fluids injection to lithosphere layers for their storage, disposal and utilization. In this approach, these are all quakes caused by these processes, both induced, i.e. arising directly as a result of injection into rock layers, as well as triggered. The second group includes those shocks that manifest partly during the injection of fluids into the rock mass, but above all are associated with the reactivation of fault zones, or in conventional deposits may be related to the pressure drop in the reservoir and resulting in movements of overburden layers.

The microseismic quakes, which are recorded during the exploitation of crude oil, natural gas and geothermal energy, are an expected phenomenon and in this case also desirable, assuming that the released energy will not reach the size that could pose a threat. Their presence is a direct evidence of creation and development of a fracture network resulting from injection of liquid into the rock mass and thus creating propagation paths for fluids being exploited, or in the case of HDR projects of congestion roads and regaining of heated liquids in rocks.

Microseismic monitoring, aims to collect and record small-magnitude seismic shocks induced during fracturing, and to process these data in a way that allows to determine the directions and sizes of the emerging network. A properly performed microseismic monitoring requires the design of a measurement system that enables effective data registration and processing in given geological conditions.

The essence of exploration for unconventional deposits is to determine the optimal location of the borehole for the hydraulic fracturing process. Locations of microseismic events can provide information about the size of the fractured zone and the direction of development of the resulting fracture network. An important element in its interpretation is the determination of the uncertainty of the location of epicenters, as well as the identification of errors resulting from the used method of acquisition.

The connection of the geological and seismic model with the results of microseismic monitoring is an important source of knowledge about the development of the hydraulic fracturing process. The presented research results were obtained as part of the research project on the acronym GASŁUPMIKROS in the Blue Gas I program, financed by the National Center for Research and Development (BG1 / GASŁUPMIKROS / 13).



Porównanie działania różnych systemów łamania lepkości płynów przeznaczonych do szczelinowania hydraulicznego na bazie gumy guar

Konrad Czeszyk, Piotr Kociński

Brenntag Polska Sp. z o.o.

Jednym z podstawowych płynów stosowanych do stymulacji odwiertu poprzez zabieg szczelinowania hydraulicznego jest żel na bazie gumy guar. Ten typ płynu powstaje poprzez hydratację polisacharydu w wodzie. W celu znacznego i kontrolowanego zwiększenia jego lepkości w czasie, stosujemy dodatki w postaci sieciowników. Substancje te w warunkach podwyższonego pH tworzą z polisacharydami takimi jak guma guar żele o wysokiej lepkości. Dzięki tym właściwościom żelu możliwy jest transport znacznych koncentracji proppantu do powstałej szczeliny. Prawidłowo dobrane proporcje dodatków do płynu pozwalają na utrzymanie wysokich wartości lepkości w długim czasie.

Po wykonanym zabiegu szczelinowania hydraulicznego istotnym jest redukcja lepkości płynu zabiegowego w jak najkrótszym czasie. Płyn o wysokiej lepkości podczas odpuszczania odwiertu po zabiegu jest w stanie transportować proppant z powstałej szczeliny na powierzchnię. Aby przeciwdziałać temu zjawisku, do płynu szczelinującego używa się szereg dodatków mających za zadanie redukcję lepkości do minimalnych wartości. Dodatki te są dodawane do żelu podczas zabiegu. Ich prawidłowa koncentracja i dobór są kluczowe dla powodzenia całego zabiegu stymulacji. Dzięki nim można skrócić czas zamknięcia odwiertu do kilku godzin po zakończeniu szczelinowania.

W referacie przedstawiono wyniki oraz porównanie różnych systemów łamania lepkości płynów. Badania obejmowały trzy główne systemy łamaczy lepkości żelu tj.: system płynny, kapsułkowanego utleniacza oraz enzymatyczny. Płynem podstawowym dla badanych substancji był żel liniowy o koncentracji polimeru trzech kilogramów na metr sześcienny, sieciowany jonami boru. Żel zawierał dodatki funkcyjne takie jak: biocyd, inhibitor iłóv, środek powierzchniowo-czynny, bufor pH oraz dwa rodzaje sieciowników. Temperatura dla jakiej wykonano pomiary to 60 °C. Dla żelu bazowego pomiar lepkości został wykonany dla czasu 120 minut. Po tym czasie nie zaobserwowano spadku parametrów reologicznych żelu sieciowanego, co bezpośrednio wskazuje na konieczność zastosowania dodatków substancji będących łamaczami lepkości.

Celem badań było określenie optymalnych koncentracji łamaczy lepkości oraz ich wpływ na właściwości reologiczne dla żelu sieciowanego. W tym przypadku celem pomiarów było osiągnięcie lepkości żelu poniżej 30 cP w czasie 180 minut. Do określenia działania poszczególnych systemów wykorzystano pomiar lepkości płynu, który został przeprowadzony na lepkościomierzu HPHT w geometrii R1B5. Ponadto dla badanych płynów wyznaczono parametry reologiczne n' oraz K' .

Omówiono różnicę w wynikach pomiędzy poszczególnymi systemami łamaczy lepkości płynu. Przeprowadzone badania pozwoliły na przygotowanie kompletnego systemu płynu szczelinującego, gotowego do zastosowania w warunkach przemysłowych. Po przeprowadzeniu dodatkowych badań, system można wykorzystać do różnych temperatur złożowych.



Comparison of various fluid breaking systems for hydraulic fracturing fluids based on guar gum

Konrad Czeszyk, Piotr Kociński

Brenntag Polska Ltd.

One of the basic fluids used to stimulate the well through hydraulic fracturing is a gel based on guar gum. This type of fluid is created by hydration of the polysaccharide in water. For the purpose of a significant and controlled increase in its viscosity over time, we use additives in the form of crosslinkers. These substances, under conditions of increased pH, form with polysaccharides, such as guar gum, high viscosity gels. Due to these gel properties, it is possible to transport significant concentrations of proppant to the create fracture. Properly selected proportions of additives to the gel allow to maintain high viscosity values in a long time.

After the hydraulic fracturing treatment it is important to reduce the viscosity of the treatment fluid in the shortest possible time. The fluid with high viscosity during the flowback of the well after the treatment is able to transport the proppant from the created fracture to the surface. To counteract this phenomenon, a number of additives are used for the fracturing fluid to reduce the viscosity to the minimum values. These additives are added to the gel during the procedure. Their correct concentration and selection are crucial for the success of the entire stimulation treatment. Due to them, it is possible to shorten the time of closing the well up to several hours after finished hydraulic fracturing treatment.

The paper presents the results and comparison of various viscosity breaking systems. The tests included three main systems of fluid viscosity breakers as: a liquid system, an encapsulated oxidizer and an enzymatic one. The basic fluid for the tested substances was a linear gel with a polymer concentration of three kilograms per cubic meter, crosslinked with boron ions. The gel contained functional additives such as: biocide, clay inhibitor, surfactant, pH buffer and two types of crosslinkers. The temperature for which measurements were taken is 60 °C. For the base gel, the viscosity measurement was made for 120 minutes. After this time, proper rheological parameters of the crosslinked gel were observed, which directly indicates the necessity of using additives that are viscosity breakers.

The aim of the study was to determine the optimal concentration of viscosity breakers and their impact on rheological properties of cross-linked gel. In this case, the goal of the measurements was to achieve a gel viscosity below 30 cP for 180 minutes. To determine the operation of individual systems, the viscosity measurement of the liquid was used, which was carried out on an HPHT viscometer in geometry R1B5. In addition, the rheological parameters n' and K' were determined for the tested fluids.

Differences in the results between individual fluid viscosity breaker systems are discussed. The tests allowed preparation of a complete fracturing fluid system, ready for use in industrial conditions. After additional tests, the system can be used for various reservoir temperatures.



Better production



Cost saving



Hole Stability



Reservoir protection



Reduce non-productive time



Environmentally friendly



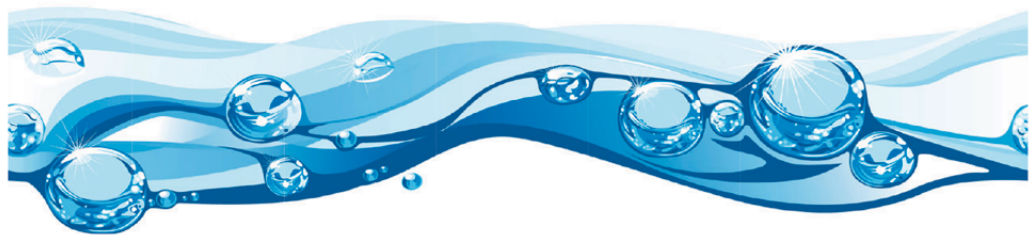
Faster ROP



Less problems

Pure-Bore®

Field-proven high performance drilling fluid nano-chemistry



Pure-Bore® is innovative and unique in its ability to form a non-invasive, solids free filter cake, highly shear thinning rheological properties for optimised hole cleaning and superior clay and shale encapsulation.

Pure-Bore® delivers:

- Tight solids free filter cake/micro membrane to seal and protect permeable zones
- Highly shear thinning rheology, improves ROP
- Exceptional clay and shale encapsulation/reduce torque and drag



The benefits of Pure-Bore® include:

- Easy to use
- Reservoir protection
- Proven optimised gas/oil recovery rates in low permeability reservoirs
- Environmentally friendly performance
- Optimised hole cleaning/ROP's.
- Lower ECD's / significantly reduced risk of down hole losses
- Significantly reduced formation damage
- Improved reservoir data



Large stocks of Pure-Bore®, excellent logistics support and quick response times to get product to you when you need it.



Field-proven experience comprehensive and professional technical and laboratory support.



Pure-Bore Technology Delivering World Class Proven Well Delivery to Poland Operators

Oliver Kuchar

EXEL

Pure-Bore Technology Introduction

After 5 years in-depth and dedicated research and development, Clear Solutions is proud to have developed the unique and ultra high performance Pure-Bore drilling fluid system. Pure-Bore is a highly advanced and field proven high performance fluid technology, which delivers exceptional drilling fluid properties. Based on the very latest developments in nano and surface active encapsulation technology, Pure-Bore is created from natural material and develops a truly unique and ecologically friendly drilling fluid system with exceptional rheological, fluid loss control and shale encapsulation properties.

Methods and Capability of the Pure-Bore Technology

Pure-Bore nano chemistry is unique in its ability to inter-react, cross-link and mesh, providing very low ECDs, optimised hydraulic horsepower at the bit and superior hole cleaning - particularly in large diameter and long lateral sections. As the Pure-Bore particles cross link and mesh they form a very effective, totally degradable, non-invasive, solids free slick filter cake, which effectively interacts with and traps potentially invasive drill solids within its tight slick filter cake. This further reduces fluid loss and optimises reservoir protection, whilst also effectively stabilising high permeability formations and reducing torque and drag.

In addition, the revolutionary Pure-Bore chemistry is highly effective in its ability to form soluble proteins with surface-active properties, which provide micro encapsulation interactions across drilled particulates and the borehole wall. In doing so the Pure-Bore proteins create a highly impermeable surface barrier across reactive shales and clays significantly reducing the hydration of clays and shales. Being a micro-encapsulator, Pure-Bore has very low screen blinding tendencies enabling the use of finer shale shaker screens which significantly reduces the build up of low gravity solids within the mud system and in doing so, lowers ECD's and dilution rates. The Pure-Bore chemistry has been specifically engineered to provide an easy to use/mix drilling fluid system that is highly stable, non-hazardous and effectively copes with a wide range of contaminants including cement.

Results, Conclusions and Recommendations

The Pure-Bore mud system can be built using a wide range of brines or even fresh water and creates a solid and reliable, temperature stable mud system which effectively replaces and can even out perform oil based muds.

In switching to a Pure-Bore based mud system which utilizes the very latest developments in high performance nano and surface active chemistry, Polish operators will benefit from an effective fluid system which effectively deals with a wide range of geological hazards. Further Polish operators will see significant improvements in drilling rates and well productivity, along with quantifiable reductions in non-productive time, mud usage, waste disposal and overall drilling fluid costs, whilst also protecting the environment.

In summary Pure-Bore creates a highly effective, ultra high performance and ecological water based drilling fluid system.

Detailed technical evidence can be provided to substantiate and prove the above claims.



ABB Ability™ czyli cyfrowe, innowacyjne rozwiązania w zakresie sterowania oraz monitorowania pracy układów sprężających oraz maszyn wirujących

Jakub Adamczyk

ABB Sp. z o.o.

Jako lider w branży Ropy, Gazu i Petrochemii, w związku z ciągłym rozwojem nowych usług, ABB czuje się szczególnie odpowiedzialne za spełnienie potrzeb klientów w zakresie rozwiązań cyfrowych.

Rozwiązania ABB Ability™ bazują na cyfrowej platformie, która zbiera dane inżynierskie, a następnie agreguje i analizuje informacje w celu wspierania procesu podejmowania decyzji. Łączy naszych klientów z potęgą przemysłowego „internetu rzeczy” a dzięki specjalistycznej wiedzy idzie nawet dalej poprzez przekształcenie danych w bezpośrednie działania, które przekładają się na fizyczną wartość dla klienta.

Wiedzieć więcej. Używać danych uzyskanych dzięki czujnikom, urządzeniom oraz oprogramowaniu aby dowiedzieć się więcej o instalacji w czasie rzeczywistym.

Móc więcej. Monitorować, sterować i zarządzać urządzeniami, procesami i eksploatacją będąc na obiekcie lub zdalnie.

Móc lepiej. Symulować, przewidywać i optymalizować procesy dzięki narzędziom, monitoringowi i analizie.

Razem. Pracować ramię w ramię z naszymi ekspertami i inżynierami w każdym miejscu na świecie na rzecz poprawy działania instalacji.

Zarządzanie parkiem maszyn. Niezależnie od tego, czy są stacjonarne czy mobilne urządzenia i systemy są w coraz większym stopniu współzależne, a liczba tych, które znacząco przyczyniają się do wydajności, rośnie. Możliwość zarówno „zobaczenia”, jak i zarządzania tymi współzależnościami może odgrywać kluczową rolę w wydajności operacyjnej.

Wiele standardowych aktywów nie można nazwać „inteligentnymi”, wśród nich wiele silników, przekładni, pomp czy sprężarek, które utrzymują instalacje w stanie pracy. Te zasoby muszą być ręcznie sprawdzane, a mimo to mogą zawieść bez ostrzeżenia i każdorazowo wymagać szczegółowej analizy w celu znalezienia właściwego rozwiązania. Może to prowadzić do nieplanowanych przestojuw w produkcji i negatywnego wpływu na jej jakość.

Rozwiązania ABB Ability™ oferują system monitorowania, który kontroluje stan każdego zasobu. Dedykowane czujniki zbierają dane z całego zakładu. Dane te umożliwiają przewidywanie i nadzór w czasie rzeczywistym oraz usprawnienie całego systemu w oparciu o algorytmy analityczne.

To skalowalne rozwiązanie, które umożliwi zespołom eksploatacji i serwisu planowanie i podejmowanie działań korygujących w celu utrzymania poprawnej pracy obiektu, oraz obniżenia kosztów utrzymania i serwisu, a jednocześnie wydłużenia okresu eksploatacji urządzeń.

Zarządzanie bezpieczeństwem.

- Czy rozumiesz, co może pójść nie tak?
- Czy wiesz, jakie systemy są dostępne, aby temu zapobiec?
- Czy masz informacje, aby upewnić się, że te systemy działają?

Sprostanie wyzwaniu związanemu z bezpieczeństwem i odpowiedź na te trzy pytania wymaga uporządkowania i przeanalizowania ogromnej ilości danych z tradycyjnie przepelnionych systemów i powiązania tych danych z oryginalnymi założeniami projektowymi. Wymaga to znacznych nakładów pracy, która jest trudna i której efekty są podatne na nieścisłości, a także na niespójne i niekompletne dane. Wszystko to może prowadzić do złych decyzji dotyczących zarządzania.

Rozwiązania ABB Ability™ zwiększają przejrzystość ryzyka operacyjnego, zapewniając w ten sposób bezpieczeństwo obiektów, redukując zapotrzebowanie na systemy bezpieczeństwa i poprawiając efektywność dzięki koncentracji na analizie wczesnych symptomów.

Nasze wiodące cyfrowe produkty i rozwiązania zostały zaprojektowane aby sprostać rzeczywistym potrzebom branży. Jest to oparte na ponad pięćdziesięcioletnim doświadczeniu w branży ropy, gazu i petrochemii, na zespole złożonym z 5000 ekspertów i realizacji ponad 1000 projektów na całym świecie.



ABB Ability™ – digital and innovative solutions for operation control and monitoring of compressing modules and rotating equipment

Jakub Adamczyk

ABB Ltd.

As a proven leader in the Oil, Gas & Chemicals industries and with continued expansion of new services, ABB is uniquely positioned to support customers' digital needs.

ABB Ability™ solutions provide a digital platform that collects engineering data and then aggregates and analyzes the information to support decision-making. It connects our customers to the power of the Industrial Internet of Things and, through our expertise, goes further by turning data insights into the direct action that generates customer physical value.

Know more. Utilize your industrial data through sensors, devices and software to know more about your business in real-time.

Do more. Monitor, control and manage your devices, processes and operations on-site or remotely.

Do better. Simulate, predict and optimize processes through tools, insights and analysis.

Together. Work hand-in-hand with our experts and engineers anywhere around the globe for operation improvement.

Fleet management. Whether stationary or mobile, today's devices and systems are increasingly interdependent and the number of them that contribute to productivity is growing. The opportunity to both "see" and manage these interdependencies can play a critical role in operational productivity.

Many standard assets are not "smart," such as the many motors, gearboxes, pumps and compressors that keep plants running. These assets must be manually inspected, can still fail without warning and require a detailed analysis in each instance to discover the right solution. This can lead to unplanned production shut downs and negative impacts on production quality.

ABB Ability™ solutions offer a condition monitoring system that inspects the health status of any standard asset. Dedicated sensors collect plant-wide data. This data enables predictive maintenance and real-time oversight and improvement of the entire system based on fleet analytics algorithms.

It is a scalable solution that enables the operation and maintenance teams to plan for and take corrective action toward maintaining the health of the system and to lower O&M costs while also extending assets life.

Safety management.

- Do you understand what can go wrong?
- Do you know what systems are in place to prevent it from occurring?
- Do you have information to assure yourself that these systems are working?

Meeting the safety challenge and answering these three questions requires organizing and analyzing vast amounts of data from traditionally siloed systems and relating this data to original design assumptions. This requires significant manual work, which is difficult and prone to inaccuracies as well as to inconsistent and incomplete records, all of which can lead to poor management decisions.

ABB Ability™ solutions improve the transparency of current operating risk, thus keeping facilities safe, reducing demands on safety systems and improving production uptime by maintaining the focus on early barriers.

Our leading digital products and solutions have been designed to meet the real world needs of the industry. This is based on over fifty years of experience in Oil, Gas & Chemicals, a team of 5,000 experts and the implementation of over 1,000 projects worldwide.



Kompleksowe projektowanie zabiegów szczelinowania hydraulicznego

Piotr Ruciński, Robert Chlebosz, Wojciech Piętka

ORLEN Upstream Sp z o.o.

Blok 1. Analiza geomechaniczna wybranej formacji złożowej pod kątem stosowalności szczelinowania hydraulicznego.

Geomechanical analysis of selected reservoir formation for application of hydraulic fracturing design – Piotr Ruciński

W ramach warsztatów z analizy geomechanicznej wybranej formacji złożowej studenci uzyskają wiedzę nt. potrzebnych danych oraz kroków, które należy wykonać dla pełnej analizy. Przedstawione zostaną dane, jakich używa się do kalibracji modelu geomechanicznego oraz sposób interpretacji uzyskanych wyników. Dodatkowo studenci zaznajomią się z istotnością interpretacji strukturalnej, analizy geomechanicznej, a także przeanalizują, jak uzyskane wyniki mogą wpływać na sam projekt i zabieg szczelinowania hydraulicznego.

Blok 2. Projektowanie wyposażenia odwiertu na potrzeby szczelinowania hydraulicznego i przyszłej eksploatacji

Completions design for hydraulic fracturing and production from the well – Robert Chlebosz

Warsztaty z projektowania wyposażenia odwiertu na potrzeby szczelinowania hydraulicznego i przyszłej eksploatacji przedstawiają studentom sposób projektowania wyposażenia węgłnego wraz z niezbędnymi obliczeniami wytrzymałościowymi. Rozważone zostaną scenariusze dla szczelinowania jedno- oraz wielosekcyjnego w odwiertach zarówno pionowych, jak i horyzontalnych. Szczególna uwaga zostanie poświęcona projektowaniu i doborowi rur wydobywczych, pakerów eksploatacyjnych oraz głowicy eksploatacyjnej. Ponadto studenci zostaną zapoznani z dodatkowymi elementami wyposażenia kolumny rur wydobywczych oraz ich funkcjami. Podczas warsztatów zostaną również zaprezentowane podstawowe informacje dotyczące doboru oraz funkcji płynów nadpakerowych.

Blok 3. Projektowanie zabiegu szczelinowania hydraulicznego.

Hydraulic fracturing design – Wojciech Piętka



Warsztaty z projektowania zabiegu szczelinowania hydraulicznego przybliżą studentom pełny cykl projektowania zabiegu. Przedstawione zostaną metody intensyfikacji wydobywania w przemyśle naftowym oraz ich zastosowanie dla poszczególnych rodzajów złóż. Swoim zakresem warsztaty obejmą wykorzystanie danych geomechanicznych, złożowych i odwiertowych na potrzeby projektowania zabiegu szczelinowania hydraulicznego z podsadzką. Przedstawiona zostanie metodologia doboru płynu zabiegowego oraz podsadzki w odniesieniu do różnych ośrodków skalnych. Podczas warsztatów zostanie również zaprezentowany sposób doboru sprzętu dla zaprojektowanego zabiegu szczelinowania hydraulicznego.

Kierunek
ORLEN

NOWE PALIWO


efecta

CZYSZCZĄC SILNIK,
dba o:

-  żywotność
-  wydajność

efecta
DIESEL

efecta
95

Dowiedz się więcej na dlakierowcow.orken.pl



ORLEN



Lider w poszukiwaniach i wydobyciu

PGNiG od lat jest jedną z największych spółek paliwowych w Europie Środkowo-Wschodniej. Firma dostarcza gaz ziemny i ropę naftową dla odbiorców indywidualnych, instytucji, a także największych przedsiębiorstw.

PGNiG stale rozwija segment poszukiwań i wydobywania gazu oraz ropy naftowej, stawiając na dywersyfikację dostaw.

Obecnie prowadzi odwierty i eksploatację złóż w Polsce, Norwegii oraz w Pakistanie.