

Małgorzata Słota-Valim

Institut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Projektowanie wtórnego zabiegu udostępniania złóż typu niekonwencjonalnego z uwzględnieniem geomechanicznego modelu Ziemi

Złóża typu niekonwencjonalnego wymagają nowego podejścia na każdym poziomie pracy z obiektem złożowym, począwszy od fazy rozpoznania formacji złożowej, przez zaprojektowanie otworu wiertniczego i procesu wiercenia, po uzbrojenie odwiertu, w tym zabiegi udostępnienia złoża. Te ostatnie stanowią technologiczny proces hydraulicznego szczelinowania, mający na celu wygenerowanie sieci połączonych ze sobą szczelin, umożliwiających przepływ dotychczas uwięzionych węglowodorów. Na każdym z powyższych etapów istotne jest rozpoznanie własności mechanicznych formacji gazo- lub roponośnej. Znajomość parametrów geomechanicznych umożliwia między innymi zaprojektowanie właściwego kierunku horyzontalnego odcinka otworu, zabiegów udostępnienia złoża, a także uniknięcie wielu problemów technicznych podczas procesu wiercenia, co bezpośrednio przekłada się na jego czas i koszty. W pracy zaprezentowano model geomechaniczny dla obiektu syntetycznego, pozwalający na analizę wielu procesów zachodzących na skutek eksploatacji węglowodorów. Szczególną uwagę poświęcono zmianom w rozkładzie naprężeń będących efektem postępującej produkcji, a także ich konsekwencjom przy projektowaniu wtórnych zabiegów udostępniania złóż niekonwencjonalnych.

Słowa kluczowe: złoża typu *tight gas*, złoża typu *shale gas*, szczelinowanie hydrauliczne, modelowanie geomechaniczne, właściwości mechaniczne i sprężyste skał.

The application of geomechanical modeling at the stage of secondary stimulation treatment design

Unconventional reservoirs require a new approach at every level of their operation, starting from the exploration of the reservoir formation, through the design of the borehole and the drilling process and ending with the development of the reservoir including treatments like hydraulic fracturing. At each of these stages it is important to identify the mechanical properties of hydrocarbon bearing formations. With the knowledge of the geomechanical parameters, among others, it is possible to design the proper direction of the horizontal section of the borehole, reservoir development treatments and to avoid many technical problems during the drilling process, which directly translates into time and cost of drilling. The paper presents a geomechanical model of a synthetic object allowing for the analysis of many processes occurring as a result of exploitation of hydrocarbons. Particular attention was paid to changes in stress distribution resulting from ongoing production as well as their consequences for the design of secondary development treatments of unconventional formations.

Key words: tight gas reservoir, shale gas reservoir, hydraulic fracturing, geomechanical modeling, mechanical and elastic rock properties.

Wprowadzenie

Amerykańskie doświadczenia zdobyte przy wydobywaniu gazu i ropy naftowej ze złóż o nietypowo – w porównaniu z dotychczas rozpoznawanymi obiektami – ukształtowanymi parametrach zbiornikowych zainspirowały koncerny naftowe

do poszerzenia poszukiwań na pozostałych kontynentach. Złóża, o których mowa, znajdują się w skałach formacji łupkowych, tzw. *shale gas* i *shale oil*, a także w izolowanych porach piaskowców lub – rzadziej – węglanów, tzw. *tight gas* i *tight oil*, i charakteryzują się bardzo niskimi parametrami zbiornikowymi, a zwłaszcza niską lub praktycznie zerową przepuszczalnością. W odróżnieniu od konwencjonalnych, złoża niekonwencjonalne wymagają nowego podejścia na każdym poziomie pracy, począwszy od fazy rozpoznania formacji złożowej, przez zaprojektowanie otworu wiertniczego i procesu wiercenia, po uzbrojenie odwiertu, w tym zabiegi udostępnienia złoża. Te ostatnie stanowią technologiczny proces hydraulicznego szczelinowania, mający na celu wygenerowanie sieci połączonych ze sobą szczelin, umożliwiających przepływ dotychczas uwięzionych wę-

glowodorów. Na każdym z powyższych etapów istotne jest rozpoznanie własności mechanicznych formacji gazo- lub roponośnej. Znajomość parametrów geomechanicznych umożliwi między innymi zaprojektowanie właściwego kierunku horyzontalnego odcinka otworu, zabiegów udostępnienia złoża, a także uniknięcie wielu problemów technicznych podczas procesu wiercenia, co bezpośrednio przekłada się na jego czas i koszty.

Przedmiotem niniejszej pracy jest wykonanie geomechanicznego modelu ośrodka geologicznego dla syntetycznego obiektu złożowego mającego na celu zaprezentowanie zmiany stanu naprężeń w ośrodku skalnym na skutek eksploatacji węglowodorów oraz przeprowadzenie analizy wpływu tych zmian na efektywność zabiegu udostępnienia złóż niekonwencjonalnych.

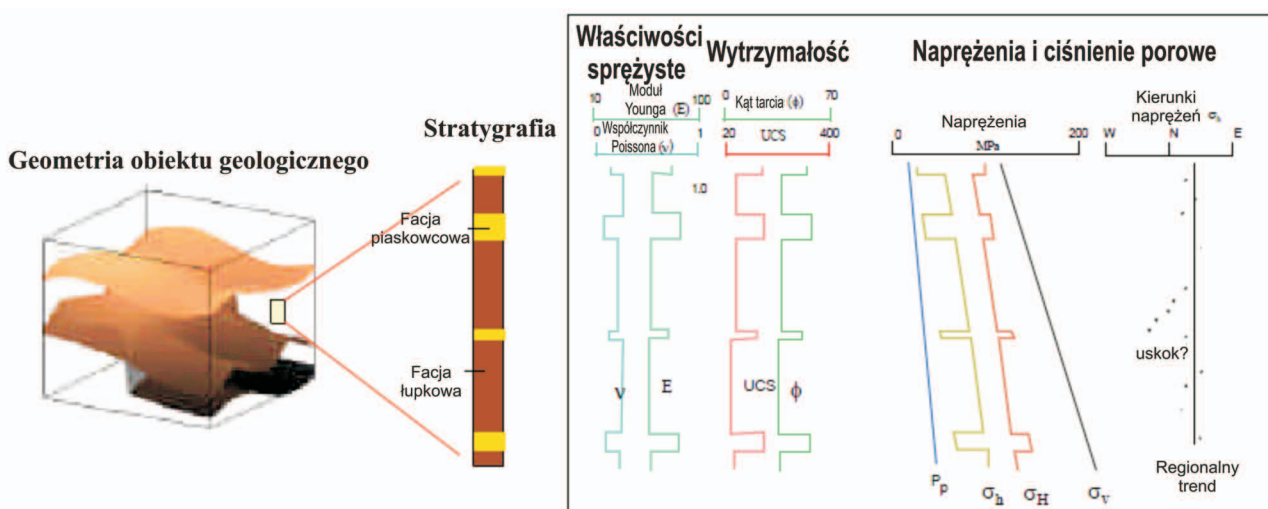
Mechaniczny model Ziemi (MEM)

Niekonwencjonalne obiekty złożowe wymagają, poza rozpatrywanymi standardowo, dogłębnej analizy parametrów geomechanicznych.

W odróżnieniu od złóż konwencjonalnych, duża zawartość substancji organicznej TOC (ang. *total organic carbon*), dostateczna miąższość i odpowiednia głębokość, na której znajduje się formacja złożowa, nie są jedynymi czynnikami warunkującymi sukces wydobycia węglowodorów w złożach typu niekonwencjonalnego. Aby ich eksploatacja była technicznie i technologicznie możliwa oraz ekonomicznie uzasadniona, rozpatruje się w tym przypadku parametry geomechaniczne, których znajomość pozwala na ekonomiczne, ekologiczne i bezproblemowe wiercenie.

Poza rozkładem zbiorów takich parametrów jak gęstość, porowatość czy opis systemu szczelin – MEM (ang. *mechanical earth model*) zawiera dodatkowo informacje o dystrybucji porowatości, stanie naprężeń, a także o właściwościach mechanicznych skały ośrodka dla danego poziomu zbiornikowego oraz skał nadkładu, wyrażonych przez takie parametry jak [9]:

- rozkład właściwości ośrodka geologicznego (właściwości sprężystych i wytrzymałościowych skał), a także lokalizacja i stan naprężeń w otoczeniu nieciągłych deformacji tektonicznych;
- ciśnienie porowe;
- naprężenia tektoniczne i ciśnienie nadkładu oraz ich wpływ na rozkład naprężeń *in situ*;



Rys. 1. Uproszczony diagram schematycznie przedstawiający mechaniczny model Ziemi (MEM): z lewej zaprezentowany jest model koncepcyjny; w środku przedstawiono profil stratygraficzny uwzględniający parametry elastyczne, m.in. współczynnik Poissona (ν), moduł Younga (E) czy właściwości mechaniczne, jak wytrzymałość na ściskanie jednoosiowe (UCS); natomiast z prawej zestawiono krzywe ciśnienia oddziałujących w ośrodku geologicznym, m.in. ciśnienie porowe (P_p), minimalne (σ_h) i maksymalne (σ_H) naprężenie horyzontalne, ciśnienie litostatyczne (σ_v) [12, zmienione]

- geometria poziomów zbiornikowych i nakładu skał.

Jeżeli do powyżej wymienionych elementów wprowadzimy czynnik czasu (np. badania sejsmiczne wykonywane przed i po rozpoczęciu eksploatacji lub zatłaczania medium do złoża), z którego upływem zmienia się stan naprężeń w górotworze na skutek zmiany ciśnienia porowego, wywołanego postępującą eksploatacją (lub zatłaczaniem medium do ośrodka geologicznego), będziemy wówczas mogli opisać tzw. dynamiczny mechaniczny model Ziemi (4D MEM) [1, 7, 9].

Szczelinowanie hydrauliczne

Ze względu na bardzo niekorzystne parametry zbiornikowe, głównie niską lub prawie zerową przepuszczalność (0,000001–0,0001 mD w formacjach łupków gazonośnych, tzw. *shale gas*, oraz 0,0001–0,5 mD w złożach typu *tight gas*), w ramach udostępniania złoża typu niekonwencjonalnego wymagane są zabiegi intensyfikacji wydobywania [3, 10, 11].

Aktualnie podstawowym procesem technologicznym pozwalającym na udostępnienie niekonwencjonalnych złóż węgłodorów jest zabieg szczelinowania hydraulicznego. Jego cel to polepszenie kontaktu skały zbiornikowej ze strefą przyodwiertową, do której popłynie dotychczas uwięziony gaz [4, 11].

Przy budowie mechanicznego modelu ziemi wykorzystuje się dane geofizyczne, geologiczne, wyniki testów złożowych, a także model symulacji złoża (rysunek 1) [12].

Tak więc MEM to całokształt informacji na temat rodzajów naprężeń oddziałujących na ośrodek geologiczny i mechanicznych właściwości tego ośrodka, bardzo przydatnych, a w przypadku złóż niekonwencjonalnych niezbędnych przy tworzeniu planów i podejmowaniu operacji wiertniczych czy zarządzaniu obiektem złożowym.

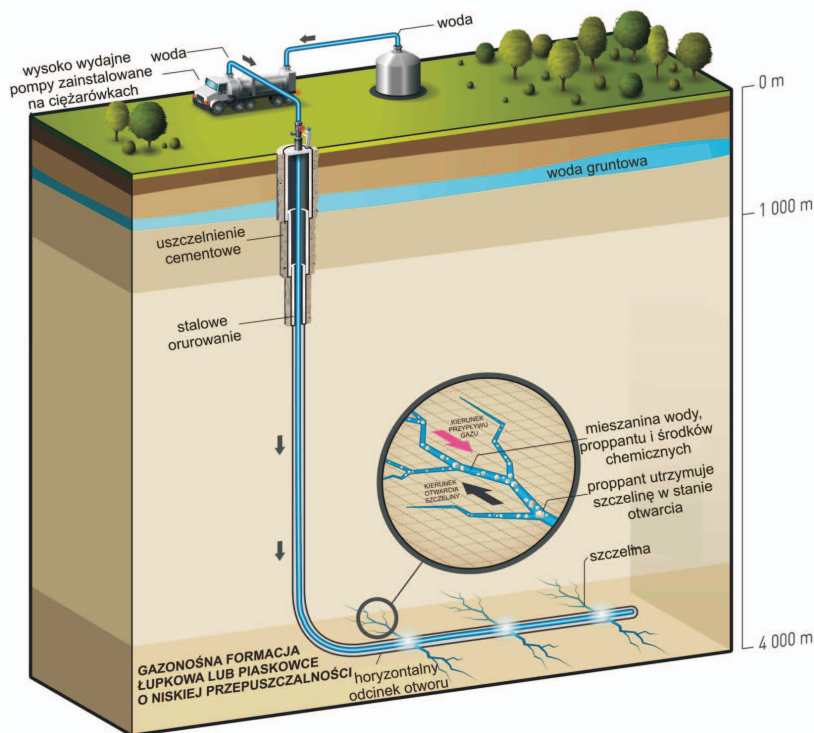
Powiększenie ekspozowanej powierzchni realizowane jest poprzez utworzenie możliwie najbardziej bogatej sieci szczelin i spękań, stanowiących ścieżkę umożliwiającą swobodny przepływ medium złożowego do otworu wiertniczego w ekonomicznie uzasadnionych ilościach. Zabieg hydraulicznego szczelinowania w sposób schematyczny został zaprezentowany na rysunku 2.

Rola geomechaniki w projektowaniu zabiegu symulacji złoża

Sukces przeprowadzonego szczelinowania hydraulicznego w znacznym stopniu zależy od skłonności formacji geologicznej docelowo poddanej zabiegowi do wytworzenia możliwie najbardziej wydajnej sieci spękań. Zatem do efektywnego zaprojektowania zabiegu wymagana jest znajomość czynników wpływających na kruchość szczelinowanego ośrodka skalnego. To, czy skała pod wpływem wpompowywanej pod wysokim ciśnieniem mieszaniny szczelinującej zachowa się sposób kruchy, czy bardziej plastyczny, uzależnione jest od parametrów sprężystości. Ich charakterystyka została szerzej przedstawiona w [9, 14, 15].

Znajomość rozkładu modułów sprężystości i wielkości naprężeń oddziałujących w interwale będącym przedmiotem intensyfikacji pozwala na zaprojektowanie zabiegu hydraulicznego szczelinowania, w tym geometrii powstałych szczelin oraz wielkości ciśnienia, z jakim należy wpompować mieszaninę szczelinującą [6]. Podczas projektowania tego zabiegu należy mieć jednak na uwadze, że jego sukces uzależniony jest od wielu zmiennych, m.in. miąższości szczelinowanej formacji, jej właściwości sprężystych i mechanicznych, składu mineralogicznego, ciśnienia i składu cieczy szczelinującej.

Istotna jest również świadomość istniejących ograniczeń, wynikających choćby z trudności



Rys. 2. Uproszczony diagram przedstawiający udostępnienie złóż z produktywnej formacji łupkowej lub piaskowców o niskiej przepuszczalności na drodze hydraulicznego szczelinowania przeprowadzonego na horyzontalnym odcinku otworu wiertniczego.

Strona internetowa: <http://www.skifergas.dk>

w odtworzeniu warunków *in situ* w warunkach laboratoryjnych w celu wyznaczenia wartości naprężeń oddziałujących w ośrodku geologicznym. Wszelkie próby określenia ich wielkości są jedynie szacunkami i mogą być obarczone dużym błędem. Dlatego tak naprawdę jedynym sposobem sprawdzenia, czy dana skała charakteryzuje się zespołem właściwości przemawiających za jej skłonnością do wygenerowania skomplikowanej sieci szczelin pod wpływem szczelinującej cieczy, jest realne przeprowadzenie zabiegu szczelinowania hydraulicznego.

Szczelinowanie wtórne

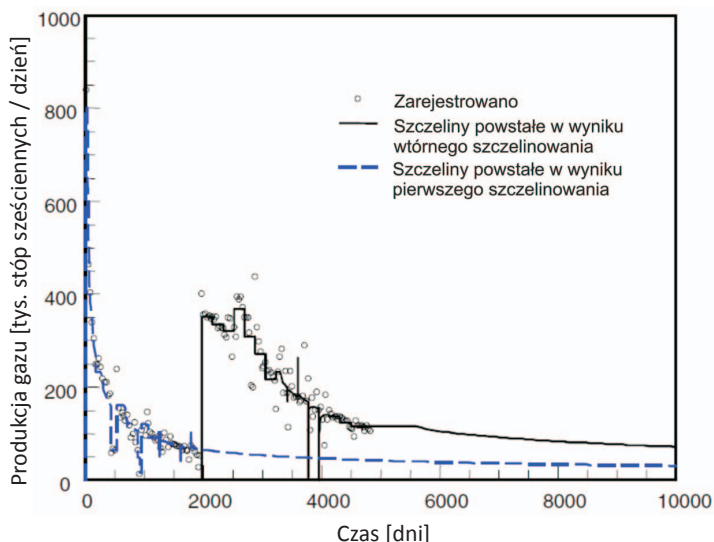
Szczelinowanie wtórne jest zabiegiem intensyfikacji wydobywania węglowodorów przeprowadzanym w otworze, w którym uprzednio udostępniono formację złożową metodą szczelinowania hydraulicznego. Niekiedy szczelinowanie wtórne może dotyczyć zupełnie innej strefy perspektywicznej lub też przeprowadzane jest w interwale, w którym efekty poprzedniego zabiegu były niezadowalające ze względu na niewielki stopień zeszczelinowania złoża lub słabą łączność między powstałymi spękaniem. Przeważnie jednak wtórny zabieg przeprowadza się w celu zwiększenia produkcji (rysunek 3) dzięki utworzeniu dodatkowej ekspozycji skały złożowej na strefę przyodwiertową, bez ponoszenia wysokich kosztów wiercenia nowego otworu.

Zjawisko reorientacji szczelin

Początkowo szczelinowanie wtórne było swego rodzaju zabiegiem naprawczym przeprowadzanym w odwiertach o niewielkiej produkcji, ze szczelinami o małym zasięgu lub wykazującymi niski stopień połączenia w sieć. Istnieje mnóstwo przypadków, gdy restymulacje uprzednio zeszczelinowanego ośrodka geologicznego zaowocowały znaczącym wzrostem produkcji węglowodorów (rysunek 3).

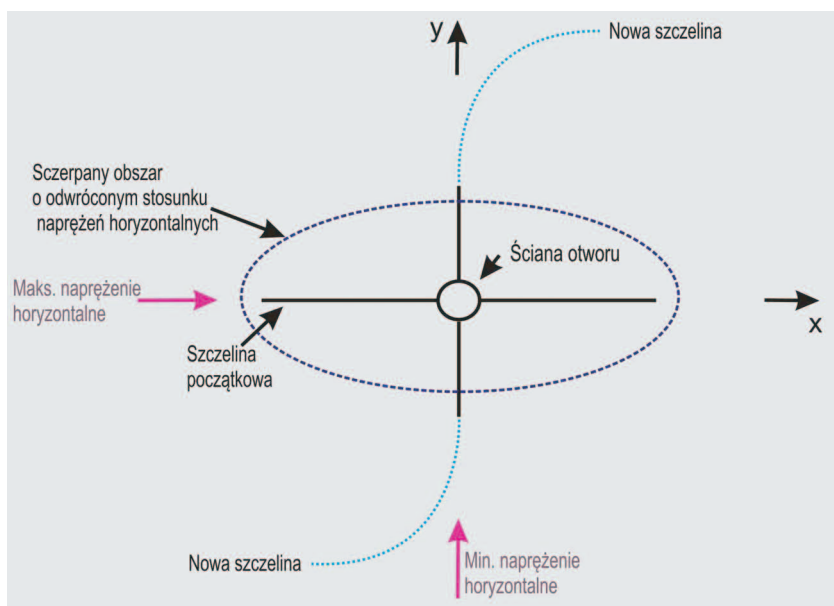
Zabiegi te przynoszą najlepsze rezultaty w przypadku szczelinowania wtórnego złóż piaskowców o niskiej przepuszczalności, tzw. *tight gas*.

Testy produkcyjne i kalibracja symulacyjnego modelu złożowego, biorącego pod uwagę obecność powstałych ortogonalnych szczelin i anizotropowy rozkład przepuszczalności w kierunku poziomym, wskazują z dużym prawdopodobieństwem na możliwość zmiany kierunku spękania powstającego w wyniku szczelinowania wtórnego w wielu analizowanych otworach wiertniczych (rysunek 4).



Rys. 3. Wykres przedstawiający historię produkcji gazu z zastosowaniem pierwszego szczelinowania hydraulicznego (niebieska przerywana linia) i wtórnego szczelinowania hydraulicznego (czarna ciągła linia) [13, zmienione]

Na rysunku 4 przedstawiono przekrój poprzeczny przez pionowy odcinek otworu wiertniczego i jego otoczenie, w tym pierwotną szczelinę powstałą w wyniku hydraulicznego szczelinowania w kierunku *x* oraz reorientowaną szczelinę w kierunku *y*, istniejącą dzięki szczelinowaniu wtórnemu. Produkcja węglowodorów podjęta po powstaniu szczeliny pierwszorzędnej w kierunku *x* może doprowadzić do lokalnej zmiany rozkładu ciśnienia porowego na obszarze w kształcie elipsy wokół strefy przyodwiertowej i pierwszorzędnej szczeliny. Granica rejonu o zmienionej orientacji naprężeń wyznaczona jest przez punkty izotropowe o wartości pierwotnego naprężenia horyzontalnego. Reorientacja



Rys. 4. Zmiana orientacji naprężeń w górotworze oraz zaobserwowane ortogonalne wydłużenie się szczeliny [5, zmienione]

naprężeń w górotworze i wydłużenie szczeliny w kierunku odmiennym w stosunku do szczeliny pierwotnej stanowią odpowiedź ciśnienia porowego na szczelinowanie wtórne oraz nieoczekiwany wzrost produkcji z otworów poddanych temu zabiegowi, które wykazały efektywne rezultaty po szczelinowaniu pierwotnym.

Idea reorientacji szczelin powstałych w wyniku wtórnej intensyfikacji złoża nie jest nowym zagadnieniem i była przedmiotem modelowania w wielu badaniach eksperymentalnych. Ponadto zjawisko zmiany kierunku wtórnie wygenerowanej szczeliny obserwowano w płytko zalegających, słabo skonsolidowanych osadach [13].

Po przeprowadzeniu efektywnego szczelinowania hydraulicznego podjęta eksploatacja węglowodorów powoduje zmianę naprężeń oddziałujących w sąsiedztwie otworów produkcyjnych. Zjawisko to w efekcie może prowadzić do sytuacji, w której spękania powstałe w wyniku wtórnego szczelinowania będą charakteryzować się zmienionym kierunkiem w stosunku do pierwotnie wygenerowanych szczelin, przez co kontakt strefy przyotworowej i strefy złożowej o wyższym ciśnieniu porowym ulegnie znacznej poprawie (rysunek 4).

Symulacje wykonane przez Doziera [5] wskazują na możliwość zmiany kierunku propagacji szczeliny o 90 stopni w stosunku do pierwotnego azymutu szczeliny powstałej w wyniku pierwszego zabiegu. Reorientacja szczelin omija zniszczenia spowodowane działalnością wiertniczą czy związane z uzbrojeniem otworu wiertniczego, a także strefy o niskiej przepuszczalności wywołanej kompaktacją czy innymi ograniczeniami przepływu.

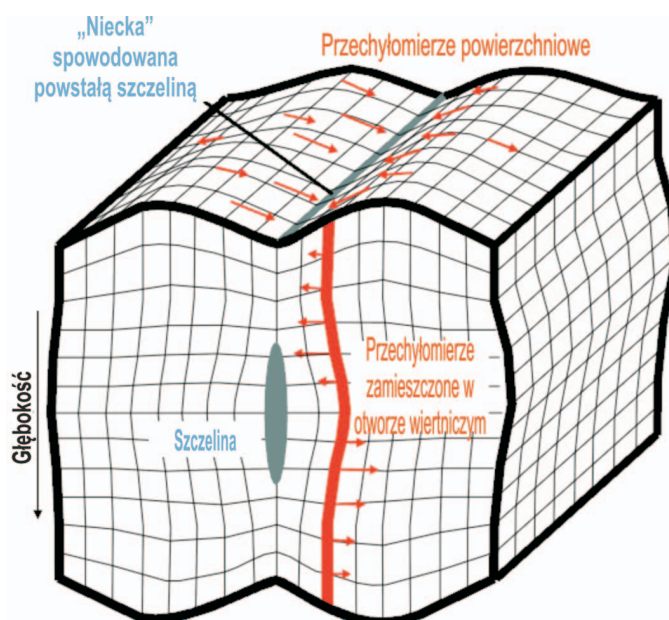
Wartość naprężenia horyzontalnego, oddziałującego w kierunku równoległym do kierunku pierwotnie powstałej szczeliny, ulega zmniejszeniu szybciej niż naprężenie horyzontalne do niego prostopadłe. W efekcie zaistniałych zmian w magnitudzie naprężeń przewyższających pierwotną wartość naprężenia różnicowego następuje propagacja szczeliny wzdłuż płaszczyzny o innym azymucie w stosunku do szczeliny pierwotnej, aż do momentu opuszczenia eliptycznego obszaru o zmienionym rozkładzie naprężeń (rysunek 4).

Spękania mogą podlegać dalszej propagacji wzdłuż płaszczyzny o zmienionym azymucie przez pewien odcinek, którego długość zależna jest od właściwości mechanicznych górotworu. Istnieje wiele czynników wpływających na wielkość obszaru o zmienionych wartościach naprężenia. Wśród nich znajdują się: historia eksploatacji złoża węglowodorów, przepuszczalność formacji złożowej, wymiary powstałych szczelin, miąższość formacji produktywnej, właściwości sprężyste formacji produktywnej oraz formacji z nią graniczących, a także różnica pomiędzy wartościami naprężeń

horyzontalnych przed i po rozpoczęciu produkcji. Czynniki te mogą być przedmiotem modelowania i powinny być wzięte pod uwagę na etapie wyboru potencjalnych otworów wiertniczych, które miałyby być poddane zabiegowi wtórnego szczelinowania [12].

Wyznaczenie optymalnego momentu, w którym należy przeprowadzić ponowną stymulację wydobywania węglowodorów – tak aby doprowadzić do reorientacji spękań i by sam zabieg szczelinowania wtórnego spotęgował produkcję – ułatwiają symulacje komputerowe.

Przykładem miejsca, gdzie zaobserwowano zmianę kierunku szczelin po wykonaniu wtórnego szczelinowania, jest m.in. złożo North Forth Worth w formacji łupkowej Barnett Shale (Texas, USA). Efekty zabiegu były monitorowane przy zastosowaniu szeregu przechyłomierzy, umiejscowionych na powierzchni i wzdłuż otworu wiertniczego (źródło: U.S. Department of Energy) (rysunek 5).



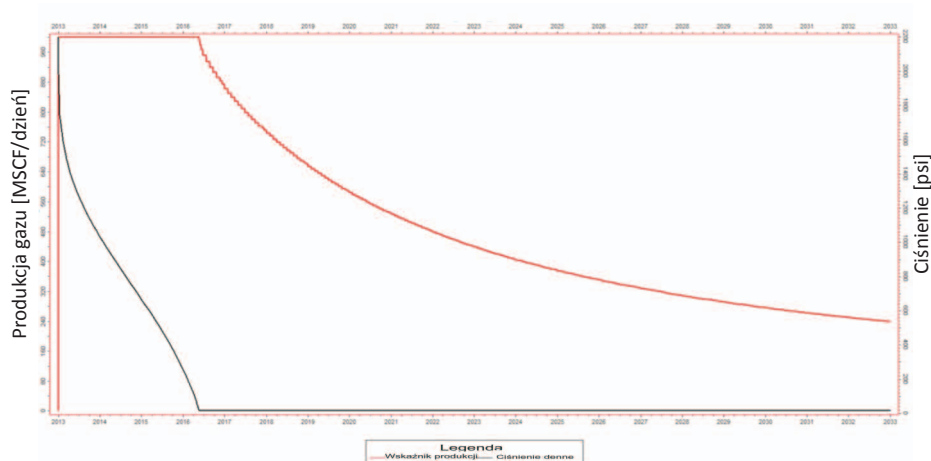
Rys. 5. Zaobserwowane przy pomocy przechyłomierzy, zainstalowanych na powierzchni oraz wzdłuż otworu wiertniczego, przesunięcie mas skalnych, spowodowane powstałą wertykalnie zorientowaną szczeliną [13, zmienione]

Urządzenia zarejestrowały znaczącą reorientację szczelin. Dzięki przeprowadzonemu zabiegowi szczelinowania wtórnego odnotowano istotny wzrost produkcji. Szczerpane złoża, w połączeniu z obecnością początkowych szczelin, może doprowadzić do powstania gęstej sieci spękań w wyniku szczelinowania hydraulicznego i do restymulacji złoża.

Poprawnie zaprojektowane i przeprowadzone we właściwym odstępie czasu od momentu pierwszorzędnej produkcji zabiegi wtórnego szczelinowania mogą zatem znacznie spotęgować wtórną produkcję, wspomagając wydobywanie węglowodorów.

Tablica 1. Zestaw parametrów obliczonych na podstawie profilowania geofizyki otworowej wykonanego w otworze Well-1

Element obiektu modelowego	Formacja łupkowa górna (<i>upper boundary</i>)	Piaskowcowa skała zbiornikowa (<i>reservoir</i>)	Formacja łupkowa dolna (<i>lower boundary</i>)
Intensywność naturalnej promieniotwórczości (GR)	250	25	250
Porowatość efektywna (0÷1,0) (PHIE)	0,05	0,15	0,05
Porowatość całkowita (0÷1,0) (PHIT)	0,06	0,15	0,06
Nasylenie ropą naftową (0÷1,0) (SO)	0	0,75	0
Nasylenie wodą (0÷1,0) (SW)	1	0,25	1
Przepuszczalność (KINT)	0,0001	0,0001; 1000 (szczelina)	0,0001
Współczynnik Poissona (0÷1,0) (PR)	0,33	0,15	0,33
Średnica otworu (CALI) (w calach)	8,5	8,5	8,5
Moduł Younga (YMD) (PSIA)	6 000 000	3 000 000	6 000 000
Współczynnik przepływu alfa (ALPH)	3,28	3,28	3,28



Rys. 7. Wyniki symulacji zmiany ciśnienia złożowego (czerwona linia) i ciśnienia dennego (czarna linia) podczas 20-letniej produkcji w okresie od 2013 r. do 2033 r.

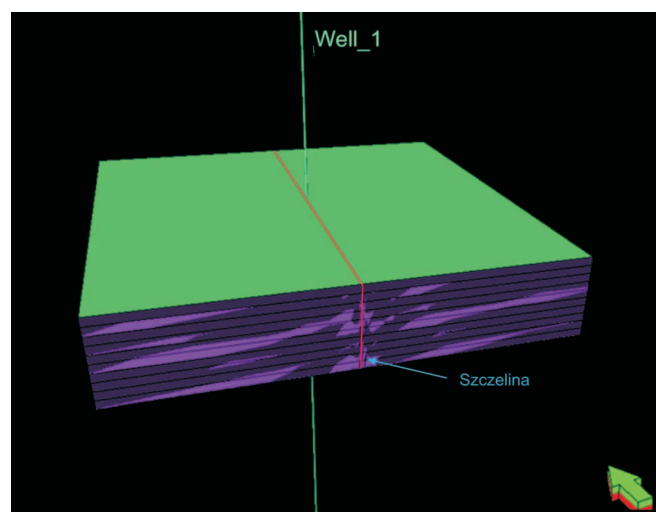
Petrel™. Zasadniczym celem tej fazy było uzyskanie ciśnień złożowych będących skutkiem postępującej eksploatacji z przebiegającej przez centralną część skały zbiornikowej pionowej szczeliny. W początkowym etapie symulacji złożowej zdefiniowano parametry płynu złożowego: ciśnienie, objętość, temperaturę (ang. *PVT properties*) oraz krzywe względnej przepuszczalności. Założono wartość początkowej temperatury złoża równą 170°F (77°C) oraz gęstość płynu (gazu ziemnego) równą 0,69 g/cm³. W celu określenia warunków symulacji zdefiniowano limit ciśnienia złożowego równy atmosferycznemu, a stopień wydobycia równy 1000 MSCF/d (10³ stóp³/dzień). W efekcie uzyskano wykresy ciśnień złożowych (rysunek 7), których zmiana wraz z postępującą produkcją wpływa na lokalną zmianę stanu naprężeń w sąsiedztwie szczeliny.

Modelowanie geomechaniczne

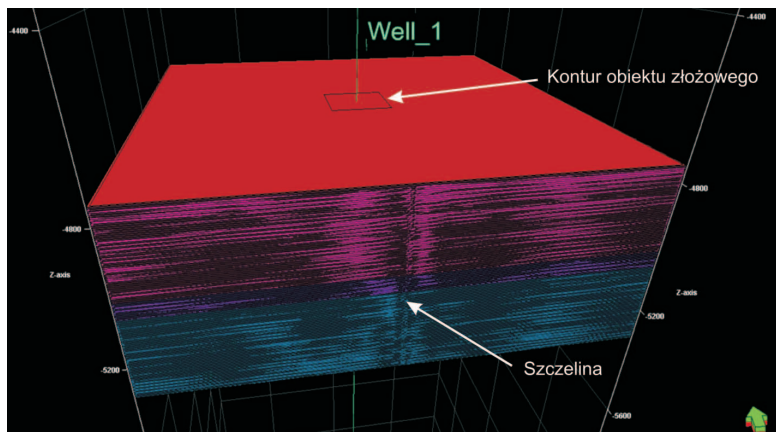
Kolejne etapy modelowania polegały na modyfikowaniu geometrii założonego modelu początkowego, poka-

zanego na rysunku 8, dla analizowanej relacji naprężeń horyzontalnych $\sigma_H/\sigma_h = 1,01$. Przed symulacją obiekt złożowy umiejscowiono (rysunek 8) w otoczeniu skał podłoża, nadkładu oraz skał sąsiadujących w kierunku horyzontalnym (rysunek 9). Następnie do modelu właściwego obiektu złożowego (rysunek 8), będącego przedmiotem analizy, systemowo dobrano po trzy komórki siatki z każdej strony obiektu. W kierunku poziomym szerokość obiektu symulacji geomechanicznej wynosiła czterokrotność szerokości samego obiektu złożowego. W kierunku

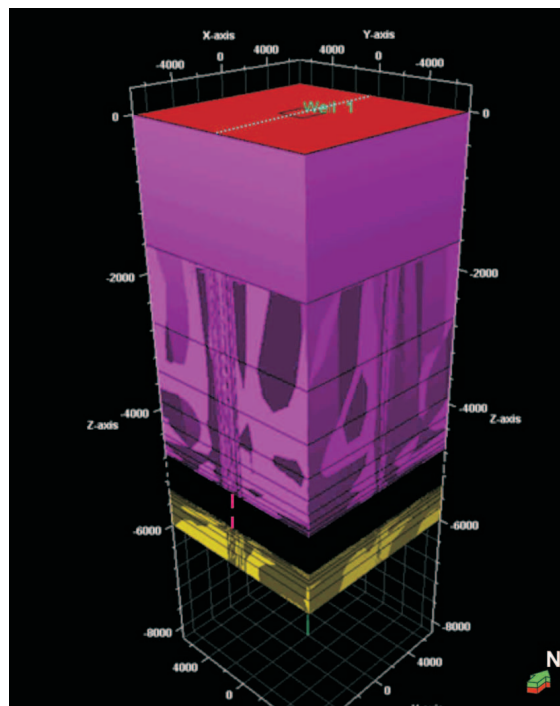
pionowym dodatkowo trzy warstwy komórek nadkładu osiągnęły miąższość odpowiednią, aby w sumie powierzchnia



Rys. 8. Skała zbiornikowa, w której centralnej części znajduje się pionowy otwór wiertniczy Well-1 i produkująca szczelina o kierunku NS



Rys. 9. Model obiektu złożowego prezentujący wzrost rozdzielczości w sąsiedztwie występującej szczeliny. Skała zbiornikowa oznaczona jest kolorem fioletowym (środkowa część obiektu), formacja łupkowa górna – intensywnym różowym, a formacja łupkowa dolna – niebieskim. Na przedstawiony obiekt składają się właściwy obiekt złożowy, którego zarys oznaczono czarnym konturem na stropowej części górnej warstwy łupkowej, oraz jego otoczenie skalne



Rys. 10. Obiekt złożowy osadzony w sąsiedztwie skał podłoża, nadkładu i skał otaczających. Obszar o zagęszczonej liczbie pionowych kresek jest wynikiem podniesionej rozdzielczości w kierunku przebiegu szczeliny w skałe złożowej i w kierunku do niego prostopadłym (automatycznie podniesiona rozdzielczość w kierunku prostopadłym przez symulator geomechaniczny)

stropowa obiektu symulacji odpowiadała poziomowi morza. Nadkład, łącznie z trzema warstwami komórek podłoża, osiągnął miąższość 6000 stóp (rysunek 10).

Po umiejscowieniu obiektu złożowego w otoczeniu skalnym przystąpiono do zdefiniowania parametrów mechanicznych ośrodka geologicznego, które zostały zaprezentowane w tablicach 2 i 3.

Tablica 2. Założone właściwości sprężyste modelu izotropowego ośrodka spełniającego założone kryterium właściwości sprężystych: skały zbiornikowej, górnej i dolnej formacji łupkowej oraz skał otaczających

Parametr [jednostka]	Element obiektu modelowego	Formacja łupkowa górna (upper boundary)	Piaskowcowa skała zbiornikowa (reservoir)	Formacja łupkowa dolna (lower boundary)
Moduł Younga [Mpsi]		5 221 359	2 175 566	5 221 359
Współczynnik Poissona		0,2	0,25	0,2
Gęstość właściwa [g/cm ³]		2,52	2,65	2,52
Stała Biota		1	1	1
Termalny współczynnik rozszerzalności objętościowej w skali Rankine'a [1/degR]		7,222222 · 10 ⁻⁶	7,222222 · 10 ⁻⁶	7,222222 · 10 ⁻⁶
Wytrzymałość na ściskanie jednoosiowe [psi]		18129,7168	18129,7168	18129,7168
Kąt tarcia [°]		14,1	34,9	14,1
Kąt dylatacji [°]		7,2	17,45	7,2
Wytrzymałość na rozciąganie [psi]		870,22644	1087,78308	870,22644

Tablica 3. Założone parametry skał nadkładu modelu podstawowego

Gradient naprężenia litostaticznego σ_v	0,99909 psi/stopę
Gradient ciśnienia porowego P_p	0,44207 psi/stopę

Założone parametry modelu odzwierciedlają najpowszechniej występujący w przyrodzie normalny reżim naprę-

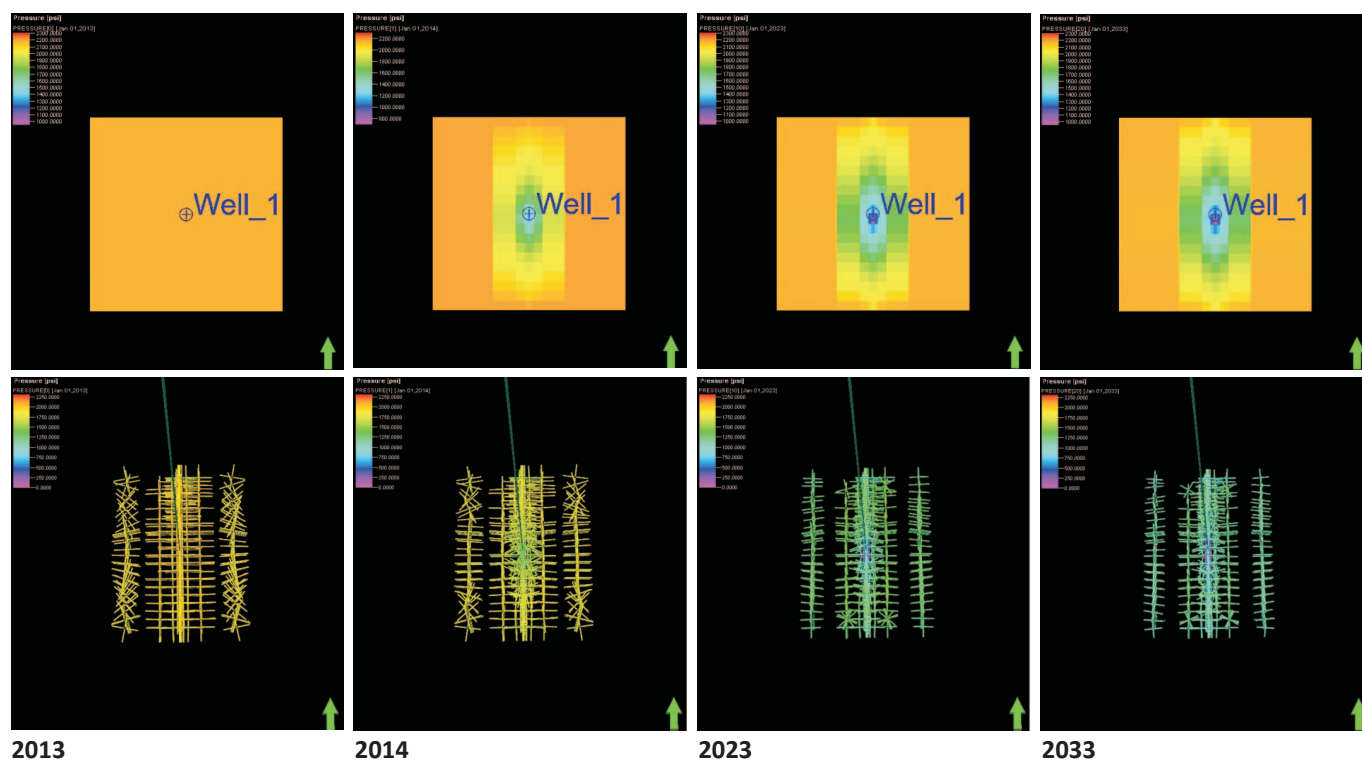
żeń tektonicznych, tj. taki, w którym ciśnienie litostaticzne dominuje pod względem wartości nad prostopadłymi do niego naprężeniami horyzontalnymi: maksymalnym (σ_H) i minimalnym (σ_h). Rozpatrywany w pracy przypadek początkowej relacji $\sigma_H / \sigma_h = 1,01$ oddaje warunki panujące w górotworze zbliżone do izotropowych. Ponadto kierunek przebiegu produkującej szczeliny w obiekcie modelowym

jest zgodny z kierunkiem maksymalnego naprężenia horyzontalnego (σ_H).

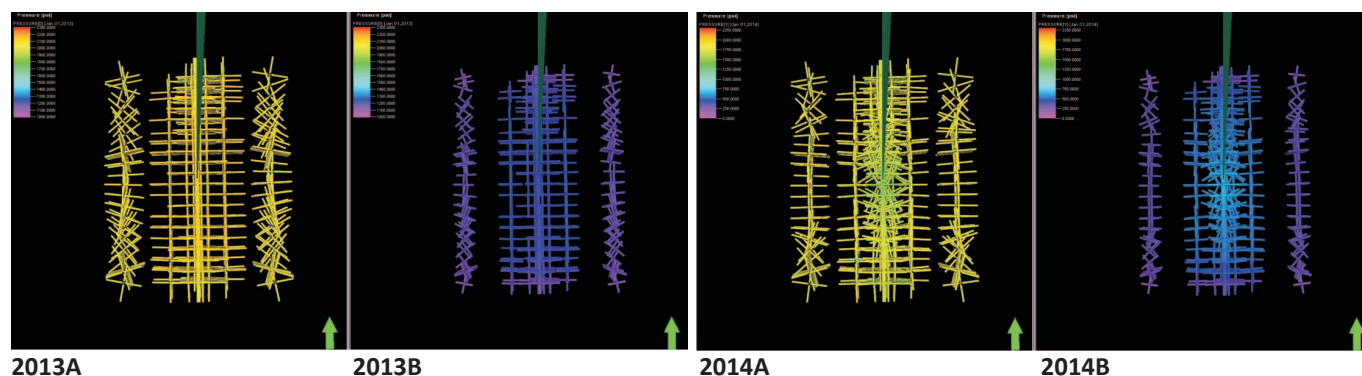
Na podstawie symulacji zmian ciśnienia złożowego i towarzyszących mu zmian stanów naprężeń w strefie złożowej objętej produkcją – obserwuje się istotną zmianę naprężeń w okresie do 5÷6 lat od rozpoczęcia produkcji dla relacji $\sigma_H / \sigma_h = 1,01$. Co więcej – już po pierwszym roku produkcji obserwowalna jest rotacja kierunku minimalnego i maksymalnego naprężenia horyzontalnego o ok. 45 stopni. W późniejszych etapach produkcji ciśnienie złożowe maleje w wolniejszym tempie, kierunek naprężeń ulega stopniowej

stabilizacji, a zmienia się jedynie ich wartość. Zmiany kierunków naprężeń towarzyszące stopniowemu szczypaniu gazu (zmianom ciśnienia złożowego) przy relacji stosunku $\sigma_H / \sigma_h = 1,01$ przedstawiono na rysunku 11.

Na rysunku 12 można zaobserwować różnicę między wartościami naprężenia całkowitego i efektywnego, gdzie naprężenie całkowite jest wyższe od efektywnego o wartość ciśnienia porowego, zmniejszającego się z eksploatacją, oraz zmiany w rozkładzie całkowitych i efektywnych naprężeń horyzontalnych przed eksploatacją i po roku produkcji gazu dla relacji $\sigma_H / \sigma_h = 1,01$.



Rys. 11. Wynik symulacji rozkładu ciśnienia złożowego (górna część) oraz wizualizacja rozkładu kierunków naprężeń horyzontalnych całkowitych, kolejno od lewej: przed rozpoczęciem eksploatacji (2013), po pierwszym roku eksploatacji (2014), po 10 latach eksploatacji (2023) oraz po 20 latach eksploatacji (2033)



Rys. 12. Rozkład naprężeń wertykalnych (prostopadłych do płaszczyzny kartki) i horyzontalnych (równoległych do płaszczyzny kartki) całkowitych (A) i efektywnych (B) tuż przed rozpoczęciem produkcji (2013) oraz po pierwszym roku eksploatacji (2014)

Wnioski

1. Koncepcja i procedury geomechanicznego modelu Ziemi, będące efektem integracji danych geofizyki otworowej i danych inżynierii złożowej, umożliwiają śledzenie zmian i wizualizację stanu naprężeń.
2. Ciśnienie złożowe, obniżające się (ciśnienie porowe) w wyniku postępującej produkcji węglowodorów, jest bezpośrednią przyczyną zmiany w stanie naprężeń panujących w górotworze.
3. Powyższe powoduje sukcesywne pomniejszanie wartości całkowitego naprężenia horyzontalnego w miarę produkcji węglowodorów.
4. Ponadto w rozpatrywanym przypadku modelowanego obiektu złożowego o relacji $\sigma_H/\sigma_h = 1,01$ zmianie (rotacji) o około 45 stopni ulega kierunek osi wyznaczonej przez σ_H .
5. Analiza przedstawionych graficznie wyników naprężeń horyzontalnych w obrębie szczeliny i najbliższego otoczenia pozwala na określenie czasu i parametrów wtórnego zabiegu szczelinowania.

Podsumowanie

Poprzedzony wglębłą analizą geomechaniczną górotworu i poprawnym projektem zabieg hydraulicznego szczelinowania, czy to przeprowadzony tuż po ukończeniu wiercenia i uzbrojeniu otworu, czy w późniejszym okresie, pozwala na uniknięcie uszkodzeń strefy przyotworowej oraz umożliwia wzrost produkcji poprzez utworzenie łączności dla przepływu medium w formacji złożowej. Przez ostatnie dwie dekady odnotowano liczne przypadki

udanego wtórnego szczelinowania złóż, między innymi Ameryki Północnej, Rosji, Chin, Brazylii czy Algierii, a potencjał wzrostu produkcji posiadają złoża całego świata, nawet te będące w zaawansowanym stadium eksploatacji. W przeważającej mierze zastosowanie takich zabiegów jest zdecydowanie bardziej korzystne ekonomicznie niż wytypowanie lokalizacji, odwiercenie i uzbrojenie nowego otworu wiertniczego.

Podziękowania

Autorka składa podziękowania Wydziałowi Geofizyki w Colorado School of Mines i prof. T. L. Davisowi za finansowanie stypendium, podczas którego zrealizowano pracę; prof. T. Brattonowi, ambasadorowi Schlumberger w Colorado School of Mines, za opiekę naukową i wsparcie merytoryczne oraz firmie Schlumberger za udostępnienie niezbędnego oprogramowania.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2014, nr 9, s. 563–573

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Budowa geomechanicznego modelu wybranych obiektów złożowych według banku danych UW oraz map impedancji sejsmicznej* – praca INiG na zlecenie MNiSW; nr zlecenia: 1/SG/13, nr archiwalny: DK-4100-1/2013.

Literatura

- [1] Akbar Ali, Brown A. H., Delgado T., Lee R., Plumb D., Smirnov D., Marsden N., Prado-Velarde R., Ramsey E., Spooner L., Stone D., Stouffer T.: *Watching Rocks Change – Mechanical Earth Modeling*. Oilfield Review 2008, pp. 22–39.
- [2] Bjørlykke K., Høeg K., Haque Mondol M.: *Introduction to Geomechanics: Stress and Strain in Sedimentary Basins* [w:] *Petroleum Geoscience: From sedimentary Environments to Rock Physics*. 2010, pp. 281–298.
- [3] Castillo D. A., Moss D.: *Reservoir Geomechanics Applied to Drilling and Completion Programs in Challenging Formations: North West Shelf, Timor Sea, North Sea and Colombia*. Australian Petroleum Production and Exploration Association Journal 2000, pp. 509–520.
- [4] Ciechanowska M., Matyasik I., Such P., Kasza P., Lubas J.: *Uwarunkowania rozwoju wydobycia gazu z polskich formacji lupkowych*. Nafta-Gaz 2013, nr 1, s. 7–17.
- [5] Dozier G., Elbel J., Fielder E., Hoover R., Lemp S., Reeves S., Siebrits E., Wisler D., Wolhart S.: *Refracturing works*. Oilfield Review 2003, Autumn, pp. 38–53.
- [6] Dunphy R., Campagna D. J.: *Fractures, Elastic Moduli & Stress: Geological Controls on Hydraulic Fracture Geometry in the Horn River Basin*. Conference Paper at Energy, Environment, Economy Recovery SCPG/CSEG/CWLS convention in Calgary, 2011.
- [7] Herwanger J., Koutsabeloulis N.: *Seismic Geomechanics: How to Build and Calibrate Geomechanical Models using 3D and 4D Seismic Data*. EAGE Publications, 2011.
- [8] Hoek E., Brown E. T.: *In situ and induced stresses* [w:] *Underground Excavations in Rock*. Published for the Institution of Mining and Metallurgy by Elsevier Applied Science, 1980.
- [9] Jędrzejowska-Tyczkowska H., Słota-Valim M.: *Mechaniczny model Ziemi jako nowy i konieczny warunek sukcesu w poszukiwaniach i eksploatacji złóż niekonwencjonalnych*. Nafta-Gaz 2012, nr 6, s. 329–340.
- [10] Kasza P.: *Zabiegi stymulacji wydobycia w niekonwencjonalnych złożach węglowodorów*. Nafta-Gaz 2011, nr 10, s. 697–701.
- [11] King G.: *Hydraulic Fracturing 101: What every Representa-*

- itive, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference held in The Woodlands, Texas, USA, 6–8 February 2012.
- [12] Plumb R., Edwards S., Pidcock G., Lee D., Stacey B.: *The Mechanical Earth Model Concept and Its Application to High-Risk Well Construction Projects*. IADC/SPE Drilling Conference, 23–25 February 2000, New Orleans, Louisiana.
- [13] Siebrits E., Elbel J. L., Hoover R. S., Diyashev I. R., Griffin L. G., Demetrius S. L., Wright C. A., Davidson B. M., Steinsberger N. P., Hill D. G.: *Refracture Reorientation Enhances Gas Production in Barnett Shale Tight Gas Wells*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1–4 October 2000.
- [14] Slatt R. M.: *Important geological properties of unconventional resource shales*. Central European Journal of Geosciences 2011, vol. 3, issue 4, pp. 435–448.
- [15] Slota-Valim M.: *Seismic and well log data as a source for calculation of elastic properties of rock media – conditioning for successful exploration, well trajectory, completion and production design of unconventional reservoirs*. Nafta-Gaz 2013, no. 8, pp. 585–587.
- [16] U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory: *Modern Shale Gas Development in United State: A Primer*. April 2009.
- [17] www.skifergas.dk (dostęp: marzec 2013).
- [18] Zoback M. D., Day-Lewis A., Kim S. M.: *Predicting changes in hydrofrac orientation in depleting oil and gas reservoirs*. Patent Application Pending, 2007.



Mgr inż. Małgorzata SŁOTA-VALIM
Asystent w Zakładzie Geologii i Geochemii,
Laboratorium Petrofizyki.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25A
31-503 Kraków
E-mail: slota@inig.pl