

Rozwiązania techniczne i technologiczne końcowego wyposażenia odwiertów z odcinkiem odchylonym i horyzontalnym w odwiertach na Niżu Polskim

Technical and technological solutions for horizontal and deviated well completions in the Polish Lowlands

Marian Wolan

Exalo Drilling S.A.

STRESZCZENIE: W artykule przedstawiono problemy pojawiające się w trakcie realizacji projektów związanych z końcowym wyposażeniem odwiertów na Niżu Polskim. Opisano wyjątkowo trudne warunki złożowe występujące w trakcie realizacji ww. projektów. W artykule przedstawiono zadania, jakie spełnia zestaw wydobywczy, oraz elementy zastosowane w danym zestawie. Zaprezentowano kilka przykładowych zestawów wydobywczych używanych w odwiertach na Niżu Polskim. Przedstawiono krótką charakterystykę elementów końcowego wyposażenia, ich zadania i role, jakie spełniają w trakcie wyposażania odwiertów w zestaw wydobywczy, w trakcie eksploatacji odwiertu czy też rekonstrukcji lub likwidacji. Opisano zalety i możliwości poszczególnych zestawów w zależności od użytych elementów końcowego wyposażenia i ich rozmieszczenia w danym zestawie. Zasygnalizowano konieczność odpowiedniego doboru materiałów i uszczelnień w zależności od warunków złożowych. W artykule przedstawiono również krótką analizę naprężeń, jakie mogą występować w zestawie końcowego wyposażenia podczas eksploatacji oraz intensyfikacji, np. w czasie wykonywania kwasowania węglanowych skał zbiornikowych, zatłaczania czy też wywołania odwiertu. Opisano sprzęt niezbędny do prawidłowego wykonania końcowego wyposażenia odwiertu w zależności od warunków konstrukcyjno-otworowych. Podzielono odwierty na dwa rodzaje w zależności od krzywizny odwiertu – te do 30° i powyżej 30° – wpływającej na dobór stosowanych urządzeń i narzędzi do wykonywania operacji sterowania elementami końcowego wyposażenia odwiertów. Podkreślono, że dobór urządzeń do sterowania ww. elementami zależy od wielu czynników, opisanych w artykule. Przedstawiono zarys procedur, jakie muszą być wykonane przed oraz w trakcie końcowego wyposażania odwiertu eksploatacyjnego.

Słowa kluczowe: końcowe wyposażenie odwiertu, otwory pionowe, otwory horyzontalne, rury wydobywcze, paker, tuleja cyrkulacyjna, podpowierzchniowy zawór bezpieczeństwa, łączniki iniekcyjne, strefa produkcyjna.

ABSTRACT: The article covers typical problems during realization of completion projects in the Polish Lowlands. It also presents harsh reservoir conditions encountered at the time of completion. Very high pressure gradient (over 0.021 MPa/m), relatively small thickness of cap rock layer, small differences between hydrostatic pressure and fracture pressure and high concentrations of CO₂ and H₂S require experience and knowledge when completing the wells. The article discusses the main functions and most common elements of completion assembly. Only a few sample completion assemblies that are used in boreholes in the Polish Lowlands are presented. Each element is described with emphasis placed on its tasks and advantages during completion, production phase of the well, as well as during workover and abandonment operations in the well. Some completion schemes common in the Polish Lowlands are presented together with their advantages and capabilities depending on final equipment used for completion and its location in the completion assembly. Selection of materials and elastomers used in completion assembly is shown depending on reservoir conditions. The article also presents a brief analysis of stresses that can occur in completion assembly during stimulation treatments, e.g. during acidizing of carbonate reservoir rocks, killing the well, operation of the well. Tools and equipment necessary for completing the well, determined by well construction and well conditions are described. Wells have been divided into two types depending on the trajectory of the well, up to 30° and above 30°, which influences the selection of equipment used to perform the operations of controlling the elements of the final completion assembly of the wells. It was emphasized that the selection of equipment to control the above-mentioned elements also depends on other conditions, such as the parameters of the fluid in which these operations are performed or the depth. The article also outlines the procedures necessary before and during the installation of the completion assembly.

Key words: well completion, vertical wells, horizontal wells, tubing, packer, sliding sleeve, subsurface safety valve, injection sub, production zone.

Autor do korespondencji: M. Wolan; e-mail: marian.wolan@exalo.pl

Artykuł nadesłano do Redakcji: 25.04.2021 r. Zatwierdzono do druku: 27.07.2021 r.

Wstęp

Pierwsze odkryte złoża na Niżu Polskim datują się na lata 60. poprzedniego stulecia. Przyjmuje się, że wykonanie odwiertu Rybaki-1 w 1961 r. jest początkiem przemysłu naftowego na tym obszarze. Następnie powstała cała seria otworów, w tym duża część z nich pozytywna, zostały odkryte złoża takie jak Nowa Sól – o zasobach 8,75 mln m³, Bogdaj-Uciechów – o zasobach 16 mld m³ gazu ziemnego (1964), Tarchały – o zasobach 1,477 mld m³ (1965), Wierzchno, Maszewo, Wierzchowice – o zasobach 5,7 mld m³, Załęcze – o zasobach 20,4 mld m³ (1971), Borzęcin (1972), Wysocko (1973), Cychry (1973), Bukowiec (1978), Grodzisk (1978), Żuchłów – o zasobach 22 mld m³ (1978), Cicha Góra (1979), Paproć (1979). Pod koniec lat 90. odkryto złożo gazu ziemnego Kościan – o zasobach 2,591 mld m³, Brońsko – o zasobach 12,591 mld m³, największe złożo ropy naftowej Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB) – o zasobach 5,587 mln ton ropy i 1,858 mld m³ gazu, a następnie złoża Lubiatów – o zasobach ropy naftowej 3,2 mln ton, Międzychód, Grotów – o zasobach 1,697 mln ton ropy naftowej, a w drugiej dekadzie XXI wieku odkryto złożo Miłosław (2013) – o zasobach 0,68 mld m³. Od lat 60. XX wieku na Niżu Polskim odkryto około 50 złóż i odwiercono ponad dwa tysiące otworów. Otwory pozytywne musiały być wyposażone w zestawy wydobywcze. Zwłaszcza odkrycie złoża BMB, a następnie złóż Lubiatów i Grotów wymusiło zastosowanie bardziej zaawansowanej technologii końcowego wyposażenia odwiertów (Wiśniak, 2008; Szufflicki et al., 2020).

Technologia końcowego wyposażenia stosowana w odwiertach horyzontalnych i kierunkowych

Rozwój przemysłu naftowego na Niżu Polskim, a zwłaszcza wymagające warunki złożowe panujące na tym obszarze, spowodowały udoskonalanie technologii wykonywania otworów, w tym końcowego wyposażenia odwiertu. Odkrycie około 50 złóż węglowodorów oraz wykonanie około dwóch tysięcy otworów w ciągu wielu lat owocowało zdobywaniem wiedzy i doświadczenia, co przy rozwoju technologii światowej umożliwiło z powodzeniem zaadaptowanie jej na krajowy rynek. Realizowane projekty w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG wymuszały wprowadzenie nowych rozwiązań technologicznych związanych również z końcowym wyposażeniem odwiertów. W celu prawidłowego wykonania końcowego wyposażenia odwiertów zaczęto współpracować z najlepszymi i najbardziej znanymi firmami serwisowymi w tej dziedzinie na świecie, m.in. takimi jak: Baker Hughes, Halliburton, Weatherford, National Oilwell Varco (NOV). Wdrażano z powodzeniem technologię, materiały i sprzęt ww. firm. Stosowane na Niżu Polskim

rozwiązania technologiczne końcowego wyposażenia odwiertów nie odbiegają od najwyższych światowych standardów. Można wręcz stwierdzić, że na świecie nie ma wiele obszarów o tak trudnych warunkach złożowych, a w Europie na lądzie obecnie wykonywane odwierty nie wymagają tak zaawansowanej technologii końcowego wyposażenia odwiertów – według wiedzy autora niniejszego artykułu. W Polsce poza obszarem Niżu Polskiego odwierty najczęściej wyposażane są w zestawy wydobywcze bezpakerowe. Jedynie w otworach głębszych lub w otworach, w których stwierdzono kilka interwałów produkcyjnych, zapuszczane są pakery w celu ich odizolowania i selektywnej eksploatacji. W odwiertach na południu Polski pakery stosuje się raczej dla oddzielenia interwałów, natomiast na północy Polski – ze względu na bezpieczeństwo, tj. wysoki gradient ciśnienia złożowego. Ze względu na brak na południu Polski otworów zaliczanych do I i II kategorii zagrożenia siarkowodorowego poza magazynami gazu nie wykorzystuje się podpowierzchniowych zaworów bezpieczeństwa (PZB).

Początkowo odwierty na naszym rynku wykonywane były jako odwierty pionowe, dopiero w latach 90. zaczęto wiercić otwory kierunkowe i horyzontalne. Rozwój technologii wiercenia otworów kierunkowych i horyzontalnych wymusił dopracowanie technologii związanej z końcowym wyposażeniem tego typu odwiertów. Odkrycia złóż o coraz trudniejszych warunkach geologicznych (m.in. anomalnie wysoki gradient ciśnienia złożowego, występowanie siarkowodoru, dwutlenku węgla w płynie złożowym) wymusiły konieczność użycia bardziej zaawansowanej technologii. Obok pakierów eksploatacyjnych, które zaczęły być stosowane znacznie częściej, pojawiły się podpowierzchniowe zawory bezpieczeństwa, linie iniekcyjne, łączniki iniekcyjne, elementy z materiałów odpornych na H₂S i CO₂ itp. W otworach kierunkowych oraz horyzontalnych w celu realizacji końcowego wyposażenia odwiertu zaczęto stosować jednostkę CT (ang. *coiled tubing*) oraz specjalne narzędzia. Dokonano pewnego nieoficjalnego podziału polegającego na tym, że w odwiertach o kącie krzywizny powyżej 30° w celu wykonania końcowego wyposażenia odwiertu, gdzie wymagane są operacje wpinania/wypinania pewnych narzędzi lub otwierania/zamykania pewnych elementów, jak np. tulei cyrkulacyjnych, niezbędne jest użycie jednostki CT. Natomiast w odwiertach o kącie krzywizny poniżej 30° odbywa się to jak w przypadku otworów pionowych, przy zastosowaniu jednostki Slickline. Na powyższy podział duży wpływ mają parametry płuczki wiertniczej (duży ciężar właściwy, wysokie parametry reologiczne). Jednakże do każdego odwiertu należy podejść indywidualnie i może się zdarzyć, że do odwiertów poniżej krzywizny 30° należy zastosować technologie jak do odwiertów o krzywiznie powyżej 30°, czyli należy użyć jednostki CT i specjalistycznych narzędzi. Również może zdarzyć się odwrotnie, tzn. że do odwiertów

o kącie krzywizny powyżej 30° wystarczy użyć jednostki Slickline ze względu np. na parametry płuczki (np. obrobi-na woda), które umożliwiają pracę narzędzi zapuszczanych za pomocą jednostki Slickline. Powyższy podział został stworzo-ny, aby zwrócić uwagę osób odpowiedzialnych za projekty, że kąt około 30° może już być przyczyną ograniczenia pra-cy narzędzi, powodować pewne trudności oraz konieczność indywidualnego podejścia. Jak już wyżej zaznaczono, zależy to również m.in. od parametrów płuczki, azymutu, głęboko-ści i składowej tych wszystkich wielkości.

Poniżej przedstawione zostały kwestie doboru elementów wglębnego wyposażenia odwiertów – począwszy od zaprojektowania, zamówienia, transportu, przygotowania sprzętu na bazie, przygotowania otworu do końcowego wyposażenia oraz technologii montażu elementów wglębnego wyposaże-nia. Przedstawione technologie powstały na podstawie do-świadczenia wyniesionego z wieloletniej obsługi serwisowej złóż w północno-zachodniej Polsce i technologii renomowa-nych firm zagranicznych.

Konstrukcja otworu i warunki złożowe a końcowe wyposażenie odwiertu

Prowadzone na Niżu Polskim prace poszukiwawcze za-owocowały odkryciem złóż zasobnych w ropę naftową i gaz ziemny. Warunki konstrukcyjno-złożowe wymagają rzetel-nego podejścia do całego procesu związanego z końcowym wyposażeniem odwiertu, począwszy od odpowiedniego zaprojektowania, doboru odpowiednich elementów końco-wego wyposażenia, rozmieszczenia tych elementów w odpo-wiedniej głębokości z uwzględnieniem aktualnej konstruk-cji odwiertu, aż do zapuszczenia zestawu wydobywczego i wywołania odwiertu. Wykonując powyższe czynności, na-leży zawsze uwzględniać warunki złożowe oraz konstrukcję odwiertu. Warunki otworowe wymagają zastosowania no-wych technologii zarówno w procesie wiercenia otworów, jak i końcowego wyposażenia oraz późniejszej eksploatacji. W celu przybliżenia składu gazu ziemnego występującego

na Niżu Polskim przedstawiono tabelę z zawartością gazu z kilku odwiertów (tab. 1).

Zestawione w tabeli dane są tylko pewnym wycinkiem wa-runków panujących na złożach w północno-zachodniej Polsce. Dane te wskazują, z jakimi rodzajami i parametrami gazów spotykamy się na Niżu Polskim. Pomimo że nie są one za-czerpnięte z odwiertów o najwyższych stężeniach poszcze-gólnych gazów, to jednak można stwierdzić, że warunki pa-nujące na tych złożach są bardzo wymagające.

Konstrukcje otworów wykonanych w ostatnich latach znacz-nie różnią się od otworów z lat dziewięćdziesiątych. Obecnie liczba otworów kierunkowych czy też horyzontalnych jest znacz-nie większa w stosunku do lat poprzednich. Stosowanie niejed-nokrotnie dwóch „linerów” (kolumna rur traconych) w jednym odwiercie (liner 7" oraz 5"), w otworach kierunkowych lub ho-ryzontalnych (przykład rys. 1), wymusza dużą dbałość w dobie-raniu elementów końcowego wyposażenia. Przedstawiony po-niżej schemat końcowego wyposażenia odwiertu pokazuje roz-budowany zestaw, obok PZB, łącznika iniekcyjnego linii iniekc-cyjnej i linii *control line*, protektorów na każdym połączeniu ru-rowym i dodatkowo w odcinku krzywizny montowanych w po-łowie każdej rury wydobywczej, paker zapinany hydraulicznie; te wszystkie elementy i warunki geologiczne (gradient ciśnienia złożowego 0,021 MPa/m – płuczka o gęstości 2,2 g/cm³) spra-wiają, że takie odwierty wymagają dokładnej analizy na po-szczególnych etapach realizacji. Dodatkową kwestią są otwo-ry „głębokie”, w przypadku których wymagane są konstrukcje otworów z zastosowaniem innych średnic rur okładzinowych i eksploatacyjnych, takich jak np. 11³/₄"; 9⁷/₈"; 7⁵/₈".

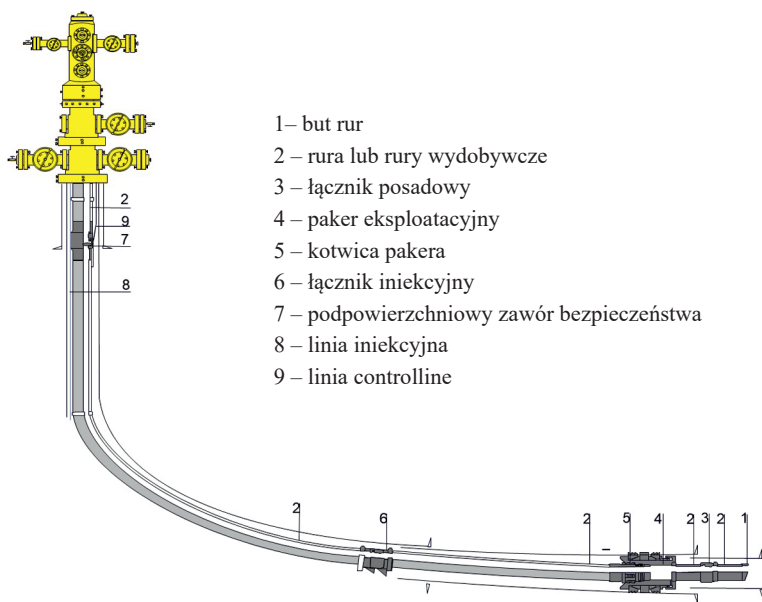
Otwory na Niżu Polskim charakteryzują się trudnymi wa-runkami geologicznymi. Do tych trudnych warunków geolo-gicznych zalicza się:

- przewiercanie pokładów soli, często ze śladami solanek magnezowych o pH około 4, gradientcie ciśnienia złożo-wego przekraczającym 0,02 MPa/m. Dodatkowo w prze-wiercanych pokładach występują śladowe ilości gazu (azot ze śladami węglowodorów);
- występowanie ilów plastycznych, które powodują zaci-skanie, przechwytywanie i uszczelnianie zapuszczonych

Tabela 1. Analiza składu gazu ziemnego z wybranych odwiertów (Exalo Drilling S.A., 2019)

Table. 1. Analysis of the natural gas composition from selected wells (Exalo Drilling S.A., 2019)

	Nazwa	Wzór		Odwiert 1	Odwiert 2	Odwiert 3	Odwiert 4	Odwiert 5
Analiza gazu	Węglowodory		%obj	52,3257	40,9450	48,6206	51,3348	46,9925
	Azot	N ₂	%obj	28,2020	54,7426	38,4802	41,2889	46,7886
	Dwutlenek węgla	CO ₂	%obj	2,6589	0,3290	0,2860	0,3726	0,4433
	Siarkowódór	H ₂ S	%obj	16,8134	3,9754	12,6132	6,9556	5,7756
	Wódór	H ₂	%obj	0,0000	0,0080	0,0000	0,0481	0,0000
	Hel	He	%obj	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000



Rys. 1. Końcowe wyposażenie wykonane w odwiercie z konstrukcją z Linerem 5" x 7" oraz z Linerem 7" x 9 5/8" (Exalo Drilling S.A., 2019)

Fig. 1. Example of well completion with 5" liner and 7" liner (Exalo Drilling S.A., 2019)

elementów, co prowadzi do wystąpienia trudności w trakcie wiercenia i rurowania;

- przewiercanie pokładów kajpru i retyku, które są bardzo niestabilne i powodują tzw. sypanie w odwiercie;
- stosunkowo małą miąższość warstwy ekranującej (anhydryt podstawowy) horyzont produktywny. W trakcie dowiercania należy w sposób ciągły kontrolować wiercony interwał, aby nie dopuścić do przewiercenia go w sposób niekontrolowany;
- dopływ solanek o wysokim gradiencie złożowym z anhydrytu;
- zróżnicowane parametry horyzontu produktywnego (dolomit główny), stosunkowo niski gradient ciśnienia szczelinowania i wysoki gradient ciśnienia złożowego;
- obecność gazów kwaśnych CO₂ i H₂S w składzie gazu. Obecność tych gazów powoduje korozję elementów wgłębnego wyposażenia (Szostak et al., 1998; Exalo Drilling S.A., 2019).

Dobór elementów wgłębnego wyposażenia odwiertów i ich rozmieszczenie w zestawie

Dobre zaprojektowanie końcowego wyposażenia odwiertu oraz późniejsze jego wykonanie powinno zapewnić bezpieczną i w miarę długą eksploatację złoża przez dany odwiert. Podstawowe zadania zestawu wydobywczego to:

- bezpieczna i jak najdłuższa eksploatacja złoża przy zadanych parametrach eksploatacyjnych;
- izolacja eksploatacyjnej kolumny rur okładzinowych od

plynu złożowego. Płyn złożowy może powodować korozję kolumny eksploatacyjnej. Należy unikać eksploatacji złoża przez przestrzeń między rurami wydobywczymi a kolumną eksploatacyjną;

- regulacja ciśnienia działającego na eksploatacyjną kolumnę rur okładzinowych poprzez zastosowanie pakierów eksploatacyjnych;
- regulacja ciśnienia działającego na pakier eksploatacyjny;
- awaryjne zamknięcie wylotu odwiertu w przypadku awarii zagłowiczenia lub uzbrojenia powierzchniowego (stosowanie podpowierzchniowych zaworów bezpieczeństwa – PZB);
- zatłoczenie odwiertu w przypadku jego awarii lub w celu wykonania remontu (rekonstrukcji) poprzez stosowanie tulei cyrkulacyjnych lub łączników posadowych, w których mogą być zapięte narzędzia do wykonania perforacji;
- odcięcie spodu odwiertu (pod pakierem) przez zapięcie korka w łączniku posadowym;

- wykonanie pomiarów ciśnienia dennego oraz temperatury w trakcie testowania odwiertu lub prowadzonej produkcji za pomocą rejestratorów wgłębnych wpiętych w łącznik posadowy umieszczonym pod sitem zestawu wydobywczego;
- zatłaczanie chemikaliów, takich jak inhibitory korozji, środki zapobiegające wytrącaniu się parafiny czy substancje zapobiegające tworzeniu się hydratów w zestawie wydobywczym (Szostak et al., 1998; Exalo Drilling S.A., 2019);
- stosowanie dodatkowej kolumny cyrkulacyjnej (często nazywanej „grzewczą”) w celu zapobiegania wytrącaniu się parafiny lub powstawaniu hydratów.

Projektując zestaw wgłębnego wyposażenia otworu, należy skupić się na takich aspektach jak:

- dobór elementów wgłębnego wyposażenia w zależności od parametrów złoża: gradientu ciśnienia i temperatury złożowej, głębokości oraz wydobywanego płynu złożowego. Odwierty można podzielić na odwierty pakierowe lub bezpakierowe. Mogą być wyposażone, oprócz wspomnianych pakierów, w łączniki posadowe, łącznik przepływowy, sita, filtry, tuleje cyrkulacyjne, podpowierzchniowe zawory bezpieczeństwa, w łączniki iniekcyjne z linią *control line* (iniekcyjną), w dodatkowe kolumny cyrkulacyjne (grzewcze);
- dobór materiałów w zależności od warunków i składu chemicznego płynów złożowych. Należy dobrać materiały, z jakich wykonane będą elementy wgłębnego wyposażenia (rury wydobywcze, łączniki posadowe, pakery, kotwice, lokatory) oraz elementy uszczelniające;
- dobór elementów i materiałów kolumny wydobywczej w zależności od powstających naprężeń podczas eksploatacji

płyну złożowego oraz wykonywanych zabiegów intensyfikacyjnych;

- dobór elementów i materiałów w zależności od medium złożowego w celu ochrony zestawu wydobywczego przed korozją, tworzeniem się hydratów oraz wytrącaniem się parafiny poprzez stosowanie łącznika iniekcyjnego oraz linii iniekcyjnej, która umożliwia wtłaczanie do rur wydobywczych chemikaliów takich jak: inhibitory korozji, środki zapobiegające wytrącaniu się parafiny i środki zapobiegające tworzeniu się hydratów. Innym rozwiązaniem zapobiegającym wytrącaniu się parafiny w zestawie wydobywczym jest użycie dodatkowej kolumny cyrkulacyjnej. Stosowanie tych metod polepsza komfort pracy, zapobiega komplikacjom oraz wydłuża żywotność zestawu (Szostak et al., 1998; Exalo Drilling S.A., 2019).

Rozmieszczenie elementów końcowego wyposażenia odwiertu

Rozmieszczenie elementów końcowego wyposażenia odwiertu powinno być odpowiednio dobrane i przemyślane w zależności od warunków eksploatacyjnych.

1. Umieszczenie pakera eksploatacyjnego powinno odbywać się na odpowiedniej głębokości, uwzględniając stratygrafię za kolumną rur, w których paker jest zapinany. Pokłady za rurami, na których poziomie zapinany jest paker, powinny być stabilne.
2. Tuleja cyrkulacyjna powinna znajdować się w minimalnej odległości nad pakerem, jednakże takiej, aby zapewnić bezpieczną pracę narzędzi Slickline oraz jednostki CT, służących do otwierania i zamykania tulei cyrkulacyjnej oraz wpinania i wypinania tulei izolacyjnej lub korków posadowych. Umieszczenie tulei cyrkulacyjnej w zestawie powinno zapewnić maksymalną wymianę płynów w przestrzeni nadpakerowej, umożliwiając usunięcie płuczki z przestrzeni, z której może wytrącić się faza stała, i wprowadzenie w to miejsce płynu nadpakerowego odpowiednio obrobionego inhibitorami korozji.
3. Umieszczenie łącznika iniekcyjnego powinno zapewnić odpowiednie dawkowanie zaplanowanych inhibitorów – w taki sposób, aby maksymalnie ograniczyć zjawisko korozji, wytrącanie się parafiny czy powstawanie hydratów. Ze względów ekonomicznych oraz przyszłych prac rekonstrukcyjnych korzystne byłoby umieszczenie łącznika iniekcyjnego jak najwyżej w zestawie wydobywczym, jednakże z drugiej strony, w celu maksymalnej ochrony zestawu wydobywczego, inhibitory powinny być dawkowane jak najgłębiej. Dodatkowym aspektem, na który należy zwrócić uwagę, jest przytykanie linii iniekcyjnej, dlatego

znalezienie kompromisu pomiędzy ww. kwestiami jest bardzo istotne w celu optymalnego dobrania głębokości umieszczenia łącznika iniekcyjnego.

4. Umieszczenie powierzchniowego zaworu bezpieczeństwa (PZB) zgodnie z przyjętymi zasadami ogólnosiłowymi powinno odbywać się na głębokości zapewniającej bezpieczną pracę takiego zaworu i odpowiednie zadziałanie w zależności od potrzeb. Podpowierzchniowe zawory bezpieczeństwa mają za zadanie zamknąć przepływ płynu w przypadku uszkodzenia głowicy eksploatacyjnej lub instalacji napowierzchniowej. PZB zabezpieczają złoża oraz podziemne magazyny gazu przed atakami terrorystycznymi, sabotażem i na wypadek wojny, której celem mogłyby być pokłady ropy i gazu lub magazyny gazu. Dla bezpieczeństwa w PZB wyposaża się odwierty o dużym potencjale eksploatacyjnym, z zawartością gazów toksycznych takich jak H_2S , czy też magazyny gazu, które charakteryzują się dużym przepływem gazu.
5. Łączniki posadowe w zestawie wydobywczym w zależności od przeznaczenia mogą znajdować się nad pakerem lub pod pakerem. Pod pakerem może być nawet kilka łączników posadowych, zależnie od przeznaczenia. Jeżeli w zestawie znajduje się sito lub filtr, najczęściej stosuje się dwa łączniki posadowe. Jeden służy do wpinania korka w celu np. zapięcia pakera i odcięcia/zabezpieczenia złoża od kolumny wydobywczej. Ten łącznik znajduje się pod pakerem, najczęściej w odległości jednej rury wydobywczej, natomiast drugi łącznik posadowy umiejscowiony jest pod sitem i służy do pomiaru i rejestracji parametrów złożowych (ciśnienie, temperatura).

Powyżej zasygnalizowano problem rozmieszczenia tylko kilku elementów końcowego wyposażenia i przedstawiono bardzo krótką argumentację umieszczenia poszczególnych elementów na danej głębokości i w danej kolejności. W zestawach bardziej rozbudowanych tych elementów końcowego wyposażenia jest znacznie więcej i ich rozmieszczenie jest uzależnione od wielu aspektów. Ze względu na ograniczenia wynikające z głównego tematu powyższego artykułu opisano jedynie te elementy końcowego wyposażenia odwiertu, które można najczęściej spotkać w odwiertach na Niżu Polskim.

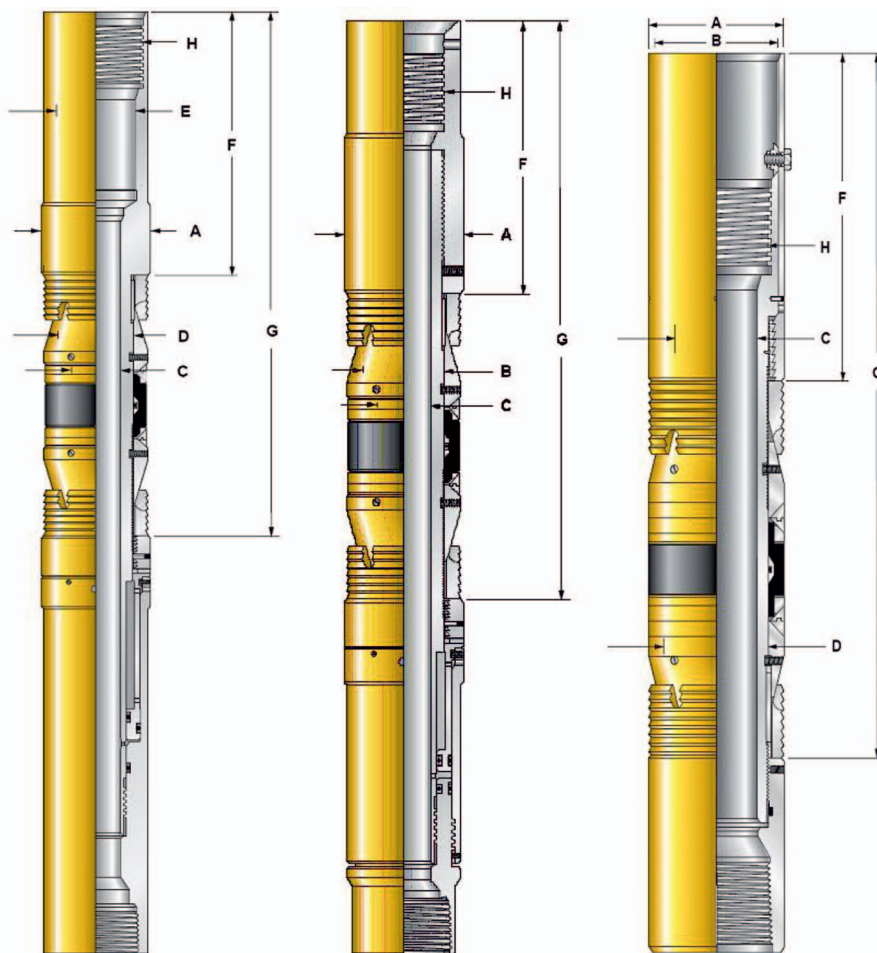
Krótką charakterystyka elementów wgłębnego wyposażenia

1. Podpowierzchniowy zawór bezpieczeństwa (PZB) służy do zamknięcia wypływu płynu z rur wydobywczych w przypadku uszkodzenia/awarii głowicy eksploatacyjnej lub podczas erupcji płynu złożowego. PZB sterowane są automatycznie. Stosowane są w odwiertach wydobywczych zaliczanych do

I i II kategorii zagrożenia siarkowodorowego oraz w podziemnych magazynach gazu. PZB instaluje się co najmniej 40 m pod powierzchnią ziemi. Normalnie zawór bezpieczeństwa utrzymywany jest w pozycji otwartej w wyniku wywarcia odpowiedniego ciśnienia w linię *control line* (ciśnienie to utrzymywane jest przez cały okres eksploatacji płynu złożowego). W przypadku zachwiania ww. ciśnienia zawór automatycznie jest zamykany, blokując wypływ płynu z odwiertu (Szostak et al., 1998; Exalo Drilling S.A., 2019).

2. Tuleja cyrkulacyjna umieszczona jest nad pakierem eksploatacyjnym i służy do wymiany płynów w odwiercie, zatłoczenia odwiertu w przypadku awarii zestawu wydobywczego lub prac remontowych (Exalo Drilling S.A., 2019).
3. Łącznik iniekcyjny służy do wtłaczania różnego rodzaju inhibitorów lub chemikaliów w celu zapewnienia drożności zestawu wydobywczego lub ochrony przed korozją.
4. Pakier eksploatacyjny służy do odizolowania kolumny rur eksploatacyjnych od złoża. W zależności od typu można stosować pakery odpinane bądź stałe. Zarówno pakery stałe, jak i odpinane mają swoje wady i zalety. Otwory, w których użyto pakierów odpinanych, są łatwiejsze do remontu, jednakże konstrukcja pakierów stałych pozwala przenosić większe ciśnienia różnicowe i jest solidniejsza. Rysunek 2 przedstawia najczęściej stosowane pakery eksploatacyjne na Niżu Polskim. Pakery typu SAB 3, Premier (odpowiednik OptyPkr) oraz SB 3 (UltraPak U) są pakierami zapuszczanymi do odwiertu na kotwicy, która połączona jest z zestawem rur wydobywczych. Zapięcie pakera odbywa się za pomocą ciśnienia wywarciego w rury wydobywcze. Wcześniej pod pakierem w łączniku posadowym wpinają się korki w celu odizolowania wywieranego ciśnienia od złoża oraz przestrzeni międzyrurowej. Natomiast pakier typu DB (UltraPak) jest pakierem zapuszczanym na przewodzie wiertniczym oraz specjalnym narzędziu (np. J-20), które służy do zapięcia pakera. Zapięcie pakera odbywa się przez kombinację ciśnienia i naciągu zestawu do pewnej wartości p.w.z. (powyżej wagi zestawu). W następnym marszu lokator zapuszczany na rurach wydobywczych łączy się z pakierem, zapewniając szczelność zestawu (Zhu i Furui, 2018; Exalo Drilling S.A., 2019).

5. Lokator umożliwia szczelne połączenie zestawu rur wydobywczych z pakierem. W przypadku remontu odwiertu lokator pozwala na rozłączenie zestawu rur wydobywczych od pakera i wymianę zestawu, który najbardziej narażony jest na korozję. Lokator może być dostarczony w opcji 3 m lub 6 m. Posiada znacznie więcej pakietów uszczelniających niż kotwica pakera.
6. Kotwica pakera umożliwia szczelne połączenie zestawu rur wydobywczych z pakierem. W przypadku remontu odwiertu kotwica pozwala na rozłączenie zestawu rur wydobywczych z pakierem i wymianę zestawu, który najbardziej narażony jest na korozję.
7. Łącznik posadowy pod pakierem umożliwia odcięcie spodu odwiertu poprzez wpięcie odpowiedniego korka z wyciągu Slickline. Jest to bardzo istotne zarówno w trakcie zapinania pewnych typów pakierów, jak i w przypadku awarii zestawu wydobywczego lub remontu odwiertu. Łącznik posadowy służy również do wpinania innych narzędzi (rejestratory ciśnienia, zwężki) (Szostak et al., 1998; Zhu i Furui, 2018; Exalo Drilling S.A., 2019).



Rys. 2. Najczęściej stosowane pakery eksploatacyjne, kolejno: pakier typu SAB 3, pakier typu SB3, pakier typu DB (Baker Hughes, 2010)
Fig. 2. Most common production packers, from left: SAB 3 type packer, SB 3 type packer, DB type packer (Baker Hughes, 2010)

8. Rury wydobywcze z gwintem gazoszczelnym typu premium (przynajmniej jedno uszczelnienie metal-metal).

Na rysunku 3 przedstawione są przykłady konstrukcji zestawów wydobywczych z zastosowaniem różnego typu elementów wyposażenia wglębnego.

Na rysunkach 4 i 5 zaprezentowane są przykłady konstrukcji zestawów wydobywczych dostosowanych do specjalnych warunków otworowych.

Zestaw wydobywczy przedstawiony na rysunku 4 zapewnia zatłaczanie chemikaliów w rury wydobywcze, co zapobiega tworzeniu się hydratów oraz poprzez włączanie inhibitorów korozji przedłuża żywotność elementów wglębnego wyposażenia w skrajnie niekorzystnym środowisku pracy. Dodatkowo z uwagi na wysoką zawartość siarkowodoru

w płynie złożowym w zestawie zastosowano podpowierzchniowy zawór bezpieczeństwa.

Zestaw wydobywczy przedstawiony na rysunku 5 umożliwia z kolei wygrzewanie górnej części zestawu wydobywczego poprzez zastosowanie dodatkowej kolumny cyrkulacyjnej (często nazywanej kolumną grzewczą). Zapobiega to wytrącaniu się parafiny w górnym odcinku zestawu wydobywczego, gdzie dochodzi do obniżania się temperatury.

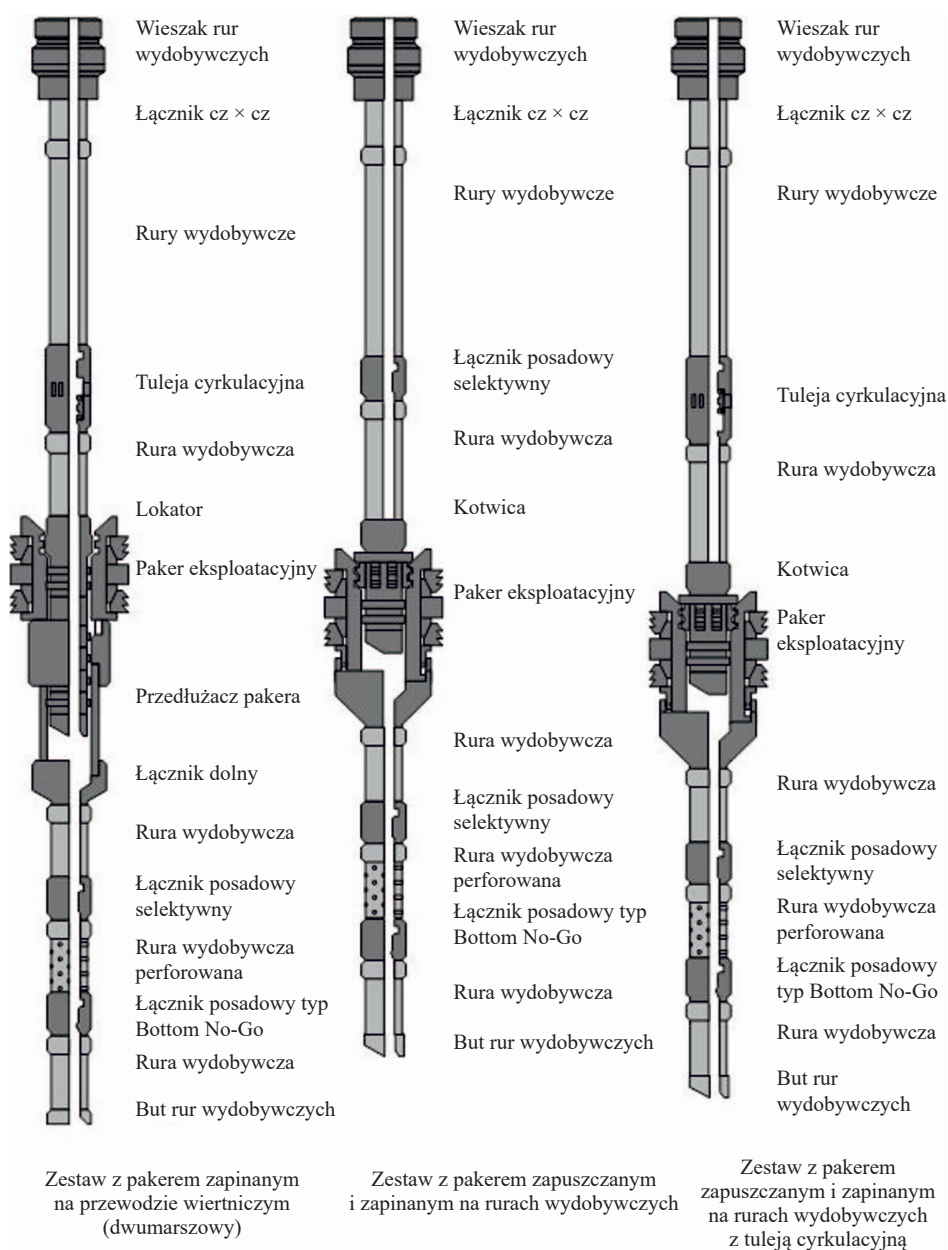
Dobór materiałów

Bardzo istotną sprawą przy projektowaniu zestawu wydobywczego jest dobór odpowiednich materiałów, z których

wykonane będą zastosowane elementy oraz uszczelnienia. Generalnie, jeżeli chodzi o dobór rodzaju stali, w przypadku opisywanych złożów podstawą jest zgodność materiałów z normą NACE MR 0175, określającą zakres stosowania rodzajów stali i stopów w środowisku kwaśnym. W tabeli 2 zestawiono materiały, z jakich wykonywane są poszczególne elementy zestawu wydobywczego. Stosowanie takich materiałów jest kompromisem pomiędzy ceną zestawu wydobywczego a jego trwałością w warunkach środowiska kwaśnego.

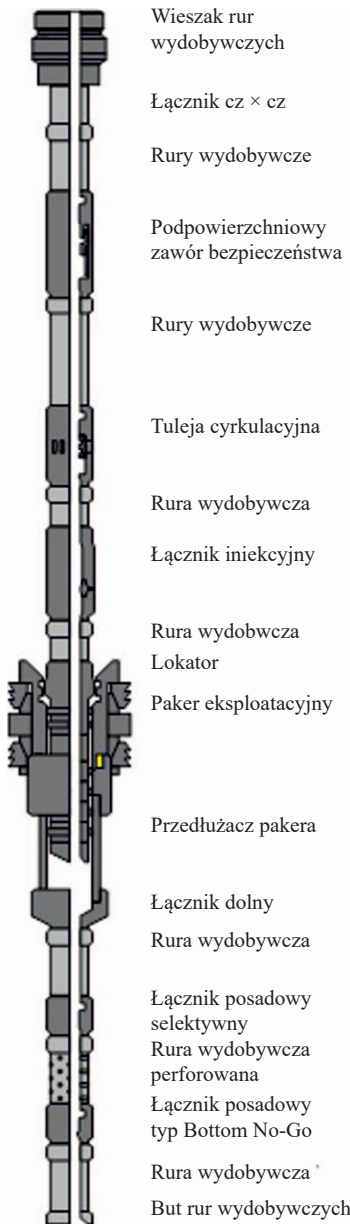
Osobną kwestią jest właściwy dobór uszczelnień wykorzystywanych w elementach zestawu wydobywczego, zarówno pod względem ich konstrukcji, jak i zastosowanych materiałów. Szczególnie istotne są uszczelnienia pakera z rurami wydobywczymi (poprzez stosowanie lokatorów i kotwic). W celu zagwarantowania szczelności tego układu kotwice i lokatory wyposażone są w sekcje wieloelementowych uszczelnień typu premium (rys. 6).

Elementy uszczelnień wykonywane są z różnego rodzaju elastomerów, łączonych również z elementami metalowymi. W tabeli 3 zestawiono stosowane materiały elastomerowe, natomiast na rysunku 7 przedstawiono zakres wykorzystania poszczególnych materiałów, z których wykonywane są uszczelnienia.

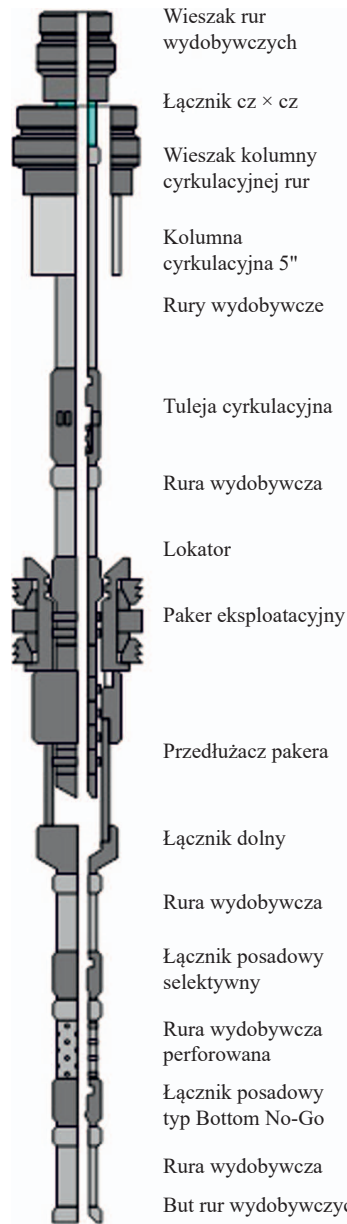


Rys. 3. Przykłady konstrukcji zestawu wydobywczego (Exalo Drilling S.A., 2019)

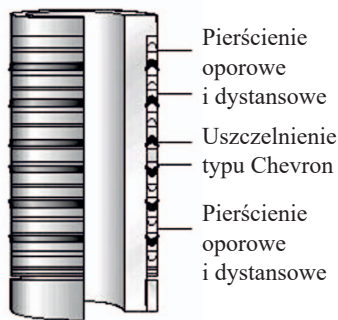
Fig. 3. Examples of different types of completion assemblies (Exalo Drilling S.A., 2019)



Rys. 4. Zestaw wydobywczy z linią iniekcyjną (Exalo Drilling S.A., 2019)
 Fig. 4. Completion assembly with injection line (Exalo Drilling S.A., 2019)



Rys. 5. Zestaw wydobywczy z kolumną cyrkulacyjną (Exalo Drilling S.A., 2019)
 Fig. 5. Completion assembly with circulation casing (Exalo Drilling S.A., 2019)



Rys. 6. Schemat uszczelnienia typu premium (Baker Hughes, 2010)
 Fig. 6. Premium type sealing scheme (Baker Hughes, 2010)

Tabela 2. Stosowane rodzaje stali i stopów (Exalo Drilling S.A., 2019)

Table 2. Commonly used steels and alloys (Exalo Drilling S.A., 2019)

Opis elementu	Stosowany materiał
Rury wydobywcze	L80; 13Cr L80
Korpusy i elementy pakarów	AISI 4140, twardość maks. 22 Rc
Korpusy lokatorów i kotwic	AISI 4140, twardość maks. 22 Rc
Łączniki posadowe do posadowienia przyrządów pomiarowych (nieprzeznaczone do odcięcia otworu)	AISI 4140, twardość maks. 22 Rc
Łączniki posadowe przeznaczone do odcięcia spodu odwiertu za pomocą korków	9Cr 1Mo; 22Cr 1Mo
Łączniki iniekcyjne	AISI 4140, twardość maks. 22Rc
Tuleje cyrkulacyjne i ich elementy	9Cr 1Mo
Podpowierzchniowe zawory bezpieczeństwa	Inconel
Wieszaki rur wydobywczych	Inconel

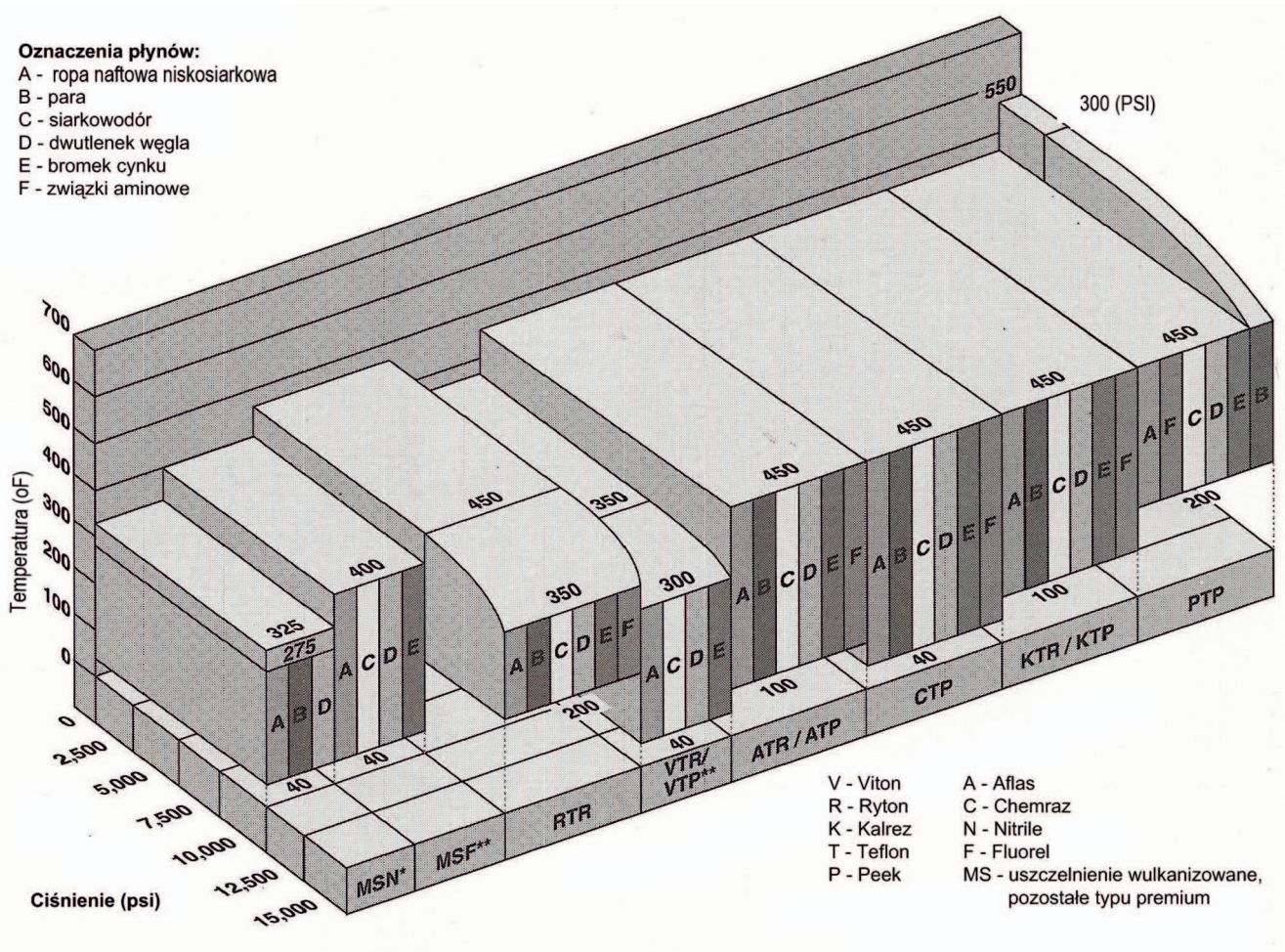
Tabela 3. Stosowane materiały elastomerowe (Exalo Drilling S.A., 2019)

Table 3. Commonly used elastomers (Exalo Drilling S.A., 2019)

Opis elementu	Elastomer
Elementy uszczelniające pakarów	Nitrile HD90 i HD70
O-ringi wewnątrz konstrukcji pakarów	Viton
Uszczelnienia kotwic i lokatorów	Typu premium; Viton, Teflon, Ryton

Naprężenia występujące w zestawie wydobywczym

Zestaw wydobywczy zapuszczony do odwiertu podlega różnym naprężeniom, powstają siły oddziałujące na elementy zestawu wynikające z ciężaru zapuszczanego zestawu, skręcania zestawu, wyboczenia, wywierania ciśnienia w zestaw wydobywczy lub w przestrzeń między kolumną wydobywczą a kolumną eksploatacyjną. Najczęściej na największe naprężenia narażone są rury wydobywcze znajdujące się bezpośrednio pod wieszakiem, które wykonane są z materiału o najmniejszej grubości ścianki, a przy tym są najdłuższymi elementami. Kulminacja naprężeń występuje w trakcie intensyfikacji, np. kwasowania, gdy płyn o znacznie niższej temperaturze włączany jest ze stosunkowo dużym wydatkiem przez zestaw do złoża, i w trakcie eksploatacji, gdy z kolei płyn złożowy o wysokiej temperaturze wydobywany jest ze złoża. W pierwszym przypadku dochodzi do znacznego skrócenia zestawu ze



Rys. 7. Zakres stosowania uszczelnień elastomerowych (Halliburton, 2011; Exalo Drilling S.A., 2019)

Fig. 7. Scope of elastomer application (Halliburton, 2011; Exalo Drilling S.A., 2019)

względu na obniżenie temperatury, natomiast w drugim – do wydłużenia zestawu ze względu na rozszerzalność cieplną. Bardzo istotnym warunkiem poprawnego zapięcia pakera jest stan, w jakim się on znajduje w trakcie zapięcia; nie powinny na niego działać inne nadmierne naprężenia, jedynie te wynikające z jego położenia na danej głębokości i zestawu, jaki podwieszony jest pod nim. W przypadku zbyt dużych niepożądanych naprężeń wywieranych na pakera wynikających z trajektorii odwiertu, przychwycenia zestawu, wybożenia itp. może dojść do problemów w trakcie zapięcia pakera lub podczas późniejszej eksploatacji, co może wiązać się nawet z rozszczelnieniem pakera.

Analizując naprężenia, należy uwzględnić następujące wielkości:

- efekt wydłużenia zestawu (spowodowany ciężarem kolumny wydobywczej);
- efekt balona (spowodowany ciśnieniem różnicowym, jakiemu poddawana jest powierzchnia zewnętrzna kolumny rur);
- efekt temperaturowy (spowodowany zmianami temperatury w odwiercie);
- efekt tłoka (spowodowany ciśnieniem różnicowym, jakiemu poddawany jest przekrój poprzeczny połączenia rury–pakera).

Analiza naprężeń oraz zmian długości zestawów wynikających z powyższych wielkości pozwala dobrać odpowiednie elementy końcowego wyposażenia, w tym np. długość lokatora, wytrzymałość rur wydobywczych, rodzaj pakera. Można przeanalizować procesy intensyfikacji i eksploatacji oraz ich wpływ na szczelność i żywotność zestawu wydobywczego.

Jest to o tyle istotne, że zabiegi w odwiercie mogą być prowadzone w różnych warunkach, przykładowo w warunkach bardzo niskich temperatur, np. w trakcie włączania płynów zwłaszcza w okresie zimowym, gdy płyn nie jest podgrzany do odpowiedniej temperatury. Temperatura włączanych płynów powoduje znaczne zmiany długości zestawu wydobywczego. W przypadku zastosowania kotwicy lub przychwycenia lokatora będzie to prowadzić do powstania dodatkowych naprężeń, największych w obrębie wieszaka rur wydobywczych ze względu na dodatkową wartość ciężaru zestawu. W skrajnych przypadkach może to doprowadzić do zerwania rur wydobywczych. Zastosowanie zbyt krótkiego lokatora może być przyczyną niekontrolowanego rozłączenia lokatora i rur wydobywczych z pakierem, co spowoduje duże komplikacje i może doprowadzić do konieczności przeprowadzenia rekonstrukcji danego odwiertu.

Przygotowanie otworu do zapuszczenia kolumny wydobywczej

Wyposażenie otworu w zestaw wydobywczy i wykonanie całego procesu końcowego wyposażenia odwiertu stanowią bardzo ważne zwińczenie kilkutygodniowych prac wiertniczych. Jest to proces stosunkowo krótkotrwały, jednakże bardzo istotny, wymagający dużej staranności w doborze materiałów, jak i elementów końcowego wyposażenia. Jednym z zasadniczych warunków poprawnego wykonania montażu wgłębnego wyposażenia odwiertu jest odpowiednie przygotowanie otworu. Wykonanie poniższych czynności przed zapuszczeniem zestawu wydobywczego pozwoli na zmniejszenie ryzyka wystąpienia komplikacji podczas prac:

- oczyszczenie spodu odwiertu z urobku, z wysedymentowanej fazy stałej z płuczki wiertniczej, poprzez wypłukanie, a w razie potrzeby przetłoczenie buforów o podwyższonych parametrach reologicznych. Prawidłowe oczyszczenie spodu odwiertu zapobiega przytykaniu zestawu wydobywczego, w szczególności gdy jest to odwiert horyzontalny lub odwiert, którego trajektoria charakteryzuje się dużym kątem. Może się zdarzyć, że po zapuszczeniu zestawu wydobywczego do planowanej głębokości nie uzyska się cyrkulacji, w takich przypadkach konieczne jest wyciągnięcie zestawu lub zaangażowanie dodatkowego sprzętu, tj. jednostki CT, co w obu przypadkach jest bardzo kosztowne i może powodować dodatkowe komplikacje;
- oczyszczenie rur okładzinowych, eksploatacyjnych z wszelkich zanieczyszczeń oraz osadów powstałych podczas prac wiertniczych. Przed zapuszczeniem zestawu wydobywczego należy zapuścić zestaw składający się ze szczotek oraz ze skrobaka do rur. W szczególności taki zestaw do czyszczenia rur kolumny eksploatacyjnej powinien być stosowany w odwiertach wyposażonych w pakery;
- ujednorodnienie składu i parametrów technologicznych płuczki wiertniczej oraz dokładne jej oczyszczenie na obiegu płuczkowym;
- sprawdzenie poprawności działania podzespołów urządzenia wiertniczego, zwłaszcza przyrządów kontrolno-pomiarowych.

Przygotowanie materiałów, narzędzi, sprzętu do zapuszczenia kolumny wydobywczej

Przygotowanie narzędzi i elementów wgłębnego wyposażenia odbywa się dużo wcześniej, przed montażem elementów na odwiercie. Są to prace bardzo czasochłonne, jednak konieczne dla zapewnienia poprawnego działania i szczelności poszczególnych elementów. Pozwala to na wyeliminowanie

ewentualnych wad. Im więcej czasu zostanie poświęcone i dokładniej zostaną prześledzone poszczególne etapy końcowego wyposażenia otworu wcześniej na bazie, tym mniej problemowy będzie montaż elementów końcowego wyposażenia oraz samo zapuszczenie ich do otworu. Wszystkie elementy wgłębnego wyposażenia przechodzą szczegółową kontrolę zgodną z indywidualną kartą kontroli. Każdy element podlega dokładnemu zwymiarowaniu, przeszablonowaniu odpowiednimi szablonami (zgodnymi z API), dobranymi do każdego elementu w zależności od jego profilu. W przypadku elementów posiadających profile należy upewnić się, czy są one odpowiednie. Elementy, w których szczególnie wymagana jest szczelność, podlegają próbie szczelności (tuleja cyrkulacyjna, łącznik iniekcyjny, linia iniekcyjna, podpowierzchniowy zawór bezpieczeństwa, linia *control line*). Kontrolowana jest sprawność pracy elementów końcowego wyposażenia: tulei cyrkulacyjnych (otwarcie, zamknięcie, ponowna próba szczelności), podpowierzchniowych zaworów bezpieczeństwa (zamknięcie, otwarcie kłapy zaworu – przeprowadzenie charakterystyki zaworu). W pakierach typu SB-3 i SAB-3 oraz w odpowiadających im kotwicach sprawdzana jest zgodność zabezpieczeń. W pakerze DB ustawiana jest odpowiednio tuleja narzędzia w zależności od krzywizny odwiertu. Wszystkie uszczelniacze, uszczelki oraz o-ringi występujące w elementach i narzędziach poddawane są skrupulatnej kontroli. Szczegółnej kontroli poddawane są połączenia gwintowe, w tym zarys gwintu i powierzchnie uszczelniające.

Istotnym elementem wgłębnego wyposażenia jest but przewodnikowy, który musi zapewnić łagodne prowadzenie zestawu w rurach okładzinowych oraz ewentualne wprowadzenie zestawu do poszczególnych sekcji rur traconych (linerów). Jest to szczególnie ważne w otworach kierunkowych i horyzontalnych. Zapuszczanie zestawu pakerowego w otworach kierunkowych i poziomych, które wyposażone są w linery (często liner 5" i 7"), wymaga precyzyjnego doboru buta przewodnikowego. W trakcie zapuszczania czy też wprowadzania zestawu do lineru zabronione jest obracanie zestawem, jako że mogłoby spowodować odłączenie zestawu pakerowego od kotwicy i rur wydobywczych (w pakierach typu SB-3 lub SAB-3 oraz od narzędzia w pakerze typu DB). But przewodnikowy po wprowadzeniu do lineru musi zapewnić odpowiednią cyrkulację płuczki. W otworach kierunkowych i poziomych, w których występowały kolumny rur traconych, proponuje się zastosowanie nietypowych rozwiązań, czyli butów przewodnikowych typu GW-1 (2 $\frac{7}{8}$ " i GW-2 (3 $\frac{1}{2}$ " zaprojektowanych przez PN „Diament” (obecnie Exalo Drilling S.A.) lub butów typu *ratcheting (indexing) mule-shoe*, zapewniających wprowadzenie zestawu do poszczególnych linerów lub interwałów, gdzie występuje zmiana średnicy.

Wszystkie elementy dodatkowo są sprawdzane na wiertni bezpośrednio przed montażem i zapuszczeniem do odwiertu w celu wyeliminowania ewentualnych uszkodzeń powstałych w trakcie transportu, załadunku bądź rozładunku.

Każdy element wyposażenia, w tym rury wydobywcze, powinien być przygotowany do zapuszczania przez wykonanie następujących czynności:

1. Szablonowanie rur wydobywczych szablonem o odpowiedniej średnicy i długości, zgodnie z normą API. Łączniki posadowe, tuleje cyrkulacyjne, łączniki iniekcyjne oraz podpowierzchniowe zawory bezpieczeństwa powinny być szablonowane szablonami o określonej średnicy specjalnie dobranymi do odpowiednich profili. W trakcie szablonowania należy uważać, aby nie uszkodzić powierzchni czołowych gwintów rur oraz stosować specjalny przewodnik ochraniający powierzchnię czołową.
2. Dokładne wyczyszczenie połączeń gwintowych ze smaru konserwującego, a następnie dokładne wysuszenie. Tę czynność powinno wykonywać się bezpośrednio przed zapuszczaniem (2–3 godziny), aby wyeliminować zjawisko powstawania korozji na powierzchniach uszczelniających.
3. Dokładna kontrola powierzchni uszczelniających oraz gwintów elementów wyposażenia wglębnego (w tym rur wydobywczych) w celu wyeliminowania wadliwych elementów.
4. Założenie czystego ochraniacza w celu zabezpieczenia połączeń gwintowych przed uszkodzeniem w trakcie podawania elementu do szybu.
5. Odkręcenie ochraniacza i przedmuchiwanie suchym powietrzem skręcanych połączeń gwintowych, a następnie wizualna ocena ich czystości.
6. Nałożenie należytej ilości smaru o odpowiedniej temperaturze przez smarownicę na powierzchnie gwintowe.
7. Wprowadzenie czopa do mufy skręcanych elementów – przy zastosowaniu kompensatora ciężaru oraz przewodnika *stabbing guide*.

Newralgicznymi punktami zestawu wydobywczego są połączenia gwintowe, a w zasadzie powierzchnie uszczelniające ich uszkodzenia – czasem niedokładność wykonania tych połączeń powoduje późniejsze komplikacje. Często przyczyną remontów odwiertów były nieszczelności na połączeniach gwintowych. W celu wyeliminowania nieszczelności stosuje się technologię montażu rur wydobywczych oraz sprzęt, który powinien pomóc w wykryciu ewentualnych nieprawidłowości. Stosowanie smarownicy, która równomiernie rozpyła smar na powierzchni gwintu w odpowiedniej ilości oraz w odpowiedniej temperaturze, zapewnia właściwy współczynnik tarcia powierzchni gwintowych oraz uszczelniających. Stosowanie przewodników, tzw. *stabbing guides*, oraz kompensatora powoduje wyeliminowanie uszkodzeń powierzchni czołowych gwintów.

Jednym z najistotniejszych czynników wpływających na prawidłowe połączenie gwintowe jest jego skręcenie. Istotny jest nie tylko moment skręcenia, ale także jego przebieg w funkcji obrotów. Z wykresu można odczytać, czy dane połączenie przebiegało prawidłowo (czy nie doszło do zatarcia gwintu, czy nie dostały się pomiędzy nitki gwintu jakieś zanieczyszczenia). Taką możliwość daje użycie systemu komputerowego, który rejestruje i jednocześnie kontroluje moment skręcania połączeń gwintowych. W momencie uzyskania zadanego momentu komputer sam odłącza zasilanie, nie pozwalając na przekroczenie momentu maksymalnego, co mogłoby zniszczyć skręcane elementy. Natychmiastowy wykres daje wystarczającą ilość danych, aby móc zdecydować, czy dane połączenie nadaje się do zaakceptowania, czy też należy je odrzucić. W przypadku stosowania klucza hydraulicznego bez systemu komputerowego niejednokrotnie dochodziło do nieprawidłowego skręcenia mimo odpowiedniego momentu obrotowego skręcanych połączeń.

Wymienione powyżej operacje poparte pozytywnymi próbami szczelności pakera, kotwicy, tulei cyrkulacyjnej oraz całego zestawu scalają i zamykają całkowicie montaż elementów wglębnego wyposażenia. Wywołanie, testowanie, a następnie oddanie otworu do eksploatacji wieńczy cały proces i jest najlepszym testem poprawności wykonanych operacji związanych z końcowym wyposażeniem odwiertów.

Technologia montażu elementów wglębnego wyposażenia w otworach kierunkowych oraz poziomych wymaga dokładnej analizy prac, precyzyjnego wykonania elementów końcowego wyposażenia oraz odpowiedniego doboru i przygotowania narzędzi.

Elementy końcowego wyposażenia, jak i narzędzia używane do zbrojenia odwiertów są zgodne ze światowymi standardami.

Podsumowanie

Przedstawione powyżej zagadnienia stanowią niewielki wycinek problematyki związanej z końcowym wyposażeniem odwiertów oraz ze stosowaną w związku z nim technologią. W powyższym artykule zasygnalizowano jedynie część aspektów, na które należy zwrócić uwagę podczas projektowania, a następnie wykonywania końcowego wyposażenia odwiertów. W artykule nie przedstawiono odwiertów, w których zastosowano końcowe wyposażenie z dwoma pakierami czy też przykładów końcowego wyposażenia z inteligentnym systemem stosowanego na świecie.

Autor niniejszego artykułu starał się wykazać złożoność problematyki dotyczącej odwiertów na Niżu Polskim i zwrócić uwagę na konieczność dogłębnej analizy w doborze elementów końcowego wyposażenia oraz materiałów, z jakich mają

być one wykonane. Mając na uwadze konstrukcję odwiertu, warunki złożowe, ciężar właściwy płuczki, w jakiej jest wykonywane końcowe wyposażenie odwiertu, należy tak dobrać technologię, aby osiągnąć zamierzony cel.

Pomimo tego, że zbrojenie jest niewielką częścią całego procesu wiercenia, to jednak jest to bardzo ważny etap, który ma wpływ na późniejszą eksploatację i żywotność odwiertu. Dobrze zaprojektowane oraz wykonane końcowe wyposażenie odwiertu powinno zapewnić prawidłową eksploatację danego odwiertu przez wiele lat. Sposób uzbrojenia, rozmieszczenie poszczególnych elementów końcowego wyposażenia, dobór materiałów wpływają na późniejszą eksploatację odwiertu, jego wydajność, przestoje związane z przywróceniem produkcji czy też z rekonstrukcją.

Literatura

- Baker Hughes, 2010. Catalog data of the company – Packer System Baker Hughes 2010.
 Exalo Drilling S.A., 2019. Materiały szkoleniowe. *PN „Diament” Zielona Góra, Exalo Drilling S.A.*

- Halliburton, 2011. Catalog data of the company – Completion Solutions Halliburton 2011/08.
 Szostak L., Chrzęszcz W., Wiśniowski R., 1998. Wyposażenie odwiertów wydobywczych ropy naftowej i gazu ziemnego. *Wydawnictwo Akademii Górniczo-Hutniczej, Kraków.*
 Szufflicki M., Malon A., Tymiński M., 2020. Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce według stanu na 31.XI.2019 r. *Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa.*
 Wiśniak W., 2008. Skrócona organizacja eksploatacji w latach 1945–1981; Eksploatacja ropy i gazu – lata 1981–1988. *Droga „Nafty”*: 9–65; Wyd. pod patronatem Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.
 Zhu D., Furui K., 2018. Modern Completion Technology for Oil and Gas Wells. 1st edition. *McGraw-Hill Education.*



Mgr inż. Marian WOLAN
 Zastępca Dyrektora ds. Serwisów Otworowych –
 Zastępca Kierownika Ruchu Zakładu
 Exalo Drilling S.A.
 ul. Łukasiewicza 3
 30-001 Kraków
 E-mail: marian.wolan@exalo.pl

OFERTA BADAWCZA ZAKŁADU MIKROBIOLOGII

- badania procesów mikrobiologicznych w środowisku złożowym podziemnych magazynów gazu ziemnego (PMG);
- działania prewencyjne – zastosowanie biocydów, środków typu neutralizatory H₂S oraz inhibitorów bakterii redukujących siarczany (SRB), generowanie biogenego H₂S;
- bioremediacja gruntów skażonych związkami ropopochodnymi;
- biodegradacja związków polimerowych wchodzących w skład płynów wiertniczych;
- mikrobiologiczne technologie stymulacji eksploatacji złóż węglowodorów;
- mikrobiologiczne metody poszukiwawcze: metodą powierzchniową oraz mikrobiologicznego profilowania odwiertów;
- badania testowe preparatów antybakteryjnych (biocydów);
- badania bakteriologiczne wody pitnej;
- analizy mikrobiologiczne wód termalnych.



Kierownik: dr Piotr Kapusta Adres: ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków
 Telefon: 12 617 76 90 Faks: 12 430 38 85 E-mail: piotr.kapusta@inig.pl



INSTYTUT NAFTY I GAZU
 – Państwowy Instytut Badawczy