

Analizy PVT jako skuteczne narzędzie w rękach inżyniera naftowego. Pobór wgłębnych próbek płynów złożowych do badań PVT

PVT analyses as an effective tool in the hands of the petroleum engineer. Downhole reservoir fluid sampling for PVT analysis

Marcin Warnecki, Mirosław Wojnicki, Jerzy Kuśnierczyk, Sławomir Szufflita

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Najważniejszym aspektem analiz laboratoryjnych jest niewątpliwie pozyskiwanie jak najlepszej jakości danych. Ogólnoświatowy trend dowiercania coraz to głębszych złóż, charakteryzujących się bardzo wysokimi temperaturami i ciśnieniami złożowymi (tzw. złoża typu HT – *high pressure* i HP – *high temperature*), powoduje, że nowo odkrywane złoża zawierają płyny o niespotykanej dotąd różnorodności zachowań i zmienności parametrów fazowych w czasie. Z uwagi na wysoką temperaturę głębokich horyzontów stanowiących skałę zbiornikową wiele składników mieszaniny złożowej znajduje się w obszarze bliskim swoich temperatur krytycznych – np. gaz kondensatowy (głównie w obszarze kondensacji wstecznej), ropa lotna. Zwłaszcza złoża gazu kondensatowego nie są łatwe w analizie, która jest bardzo podatna na błędy wynikające z badania ich zmienności fazowej z użyciem próbek mieszanin niezgodnych z oryginalnym płynem złożowym *in situ* nasycającym pory skały zbiornikowej. Bezwzględny warunkiem dla otrzymania wiarygodnych danych opisujących takie zmienne fazowo wieloskładnikowe złoża jest pozyskanie reprezentatywnych próbek płynu złożowego do badań. Podstawowym celem badań płynów węglowodorowych w nowo odkrywanych złożach jest ustalenie systemu płynu złożowego. Należy mieć także na uwadze, że bez prowadzenia odpowiednio długiego procesu wydobywania, z kilku interwałów i/lub kilku odwiertów w obrębie złoża, trudne bywa ustalenie takiej klasyfikacji z dużą pewnością – a zwłaszcza na początkowym etapie analiz. W artykule przedstawiono zagadnienia związane z wgłębny poborem próbek węglowodorowych płynów złożowych (takich jak ropa naftowa czy gaz ziemny) do badań właściwości fazowych (PVT – *pressure–volume–temperature*) i towarzyszących im zwykle analiz chemicznych. Omówiono znaczenie reprezentatywności pobranych próbek dla wykonania wiarygodnych badań mających wymierny wpływ na proces prowadzenia wydobywania węglodorów z danego złoża. Dane uzyskane w laboratorium PVT powszechnie wykorzystywane są także do przygotowania raportów ekonomicznych związanych z lokalnymi, regionalnymi czy w końcu ogólnokrajowymi zasobami węglodorów. Inne zastosowania danych PVT obejmują koordynację technik eksploracji złoża związanych z konkretnym składem płynu, stanowiąc wsad w wymagania projektowe dotyczące napowierzchniowego zagospodarowania złoża czy doboru właściwej technologii oczyszczania płynu węglowodorowego przed wprowadzeniem go na rynek. Wymieniono i scharakteryzowano poszczególne techniki poboru próbek wgłębnych wraz z wyjaśnieniem zasad ich stosowalności. Przedstawiono również kryteria wyboru właściwej metody poboru.

Słowa kluczowe: PVT, pobór wgłębny, zmiany fazowe, wgłębny pobór płynów złożowych.

ABSTRACT: The most important aspect of laboratory analysis is undoubtedly to acquire data of the highest quality. The worldwide trend of drilling into deeper reservoirs characterised by the high temperature and high pressure (HTHP) conditions makes the newly discovered reservoirs challenging because of bearing fluids with an unprecedented diversity of phase behaviour and variability of phase parameters over time. Due to the high temperature of the deep horizons constituting the reservoir rock, many individual components of the reservoir fluids are located in a region close to their critical temperatures, i.e. gas condensate (retrograde condensation region) or volatile oil. In particular, gas condensate reservoirs are challenging to analyse. They are highly prone to the errors resulting from phase behaviour testing when using samples that are incompatible with the original reservoir in-situ fluid that saturates the reservoir rock pores. Taking the representative samples of reservoir fluid is an essential requirement to obtain reliable data that can characterise such phase-variable multicomponent reservoirs. The primary purpose of hydrocarbon fluid analysis in case of new discoveries is to determine the type of reservoir fluid system. It should also be borne in mind that without a sufficiently long production process from several intervals and/or several wells, it can be challenging to classify the fluid with confidence, especially at the initial analysis stage. The paper presents issues related to sampling of the reservoir fluid (such as crude oil and natural gas) for the physical property and phase behaviour analyses (PVT), usually accompanied by chemical analyses. The importance of representativeness of the samples in

Autor do korespondencji: M. Warnecki, e-mail: marcin.warnecki@inig.pl

Artykuł nadesłano do Redakcji: 02.07.2020 r. Zatwierdzono do druku: 02.11.2020 r.

performing reliable tests that have a significant impact on the hydrocarbon production was discussed. The data obtained from the PVT laboratory are widely used in economic reports concerning local, regional or finally national hydrocarbon reserves. Other applications of the PVT data include coordination of reservoir exploitation methods related to a particular fluid composition, as well as input to design requirements for the surface facilities development, and selection of the suitable technology for hydrocarbon fluid treatment prior to introduction to the market. Various techniques of downhole sampling were mentioned and characterised with an explanation of their applicability. The criteria for selection of a proper method were also presented.

Key words: PVT, downhole sampling, phase behaviour, reservoir fluid sampling.

Wprowadzenie

Maksymalne wykorzystanie zasobów ze złóż węglowodorów jest możliwe jedynie przy zachowaniu racjonalnej i efektywnej gospodarki złożem. Niezbędna w tym celu jest dokładna znajomość składu i parametrów płynów występujących w złożu. Nieodpowiedni sposób poboru próbek węglowodorowych płynów złożowych może znacząco zniekształcić obraz sytuacji złożowej, co w efekcie prowadzi do podjęcia nieprawidłowych decyzji, negatywnie rzutujących na efektywność wydobycia. Dlatego też niezwykle istotna, choć często marginalizowana jest kwestia poboru reprezentatywnych próbek płynów złożowych do badań PVT (Nagarajan et al., 2006; Wojnicki et al., 2018a).

Jeżeli procedura poboru próbek została przeprowadzona niepoprawnie lub próbki są pobierane z nieprawidłowo przygotowanego odwiertu, to nie będą one reprezentatywne dla występującego w złożu płynu. Wykorzystanie takich próbek, nawet w przypadku prawidłowo wykonanych pomiarów laboratoryjnych, prowadzi do błędnej charakterystyki płynów złożowych, a tym samym do podejmowania błędnych decyzji w zakresie gospodarowania złożem (Warchoń, 2008). Dokładność badań PVT nie jest tożsama z reprezentatywnością próbki. Dokładne badania PVT można przeprowadzić zarówno na próbkach reprezentatywnych, jak i na próbkach niereprezentatywnych. Niemal wszystkie ekonomiczne i techniczne aspekty wydobycia węglowodorów są ściśle powiązane z jakością danych uzyskanych na podstawie analizy pobranych próbek płynów złożowych. Do najważniejszych zastosowań takich danych zalicza się określenie:

- zasobów ropy i gazu, współczynnika szcerpania i programu zagospodarowania złoża;
- prognozy wydobycia, czasu życia odwiertów, sposobu uzbrojenia odwiertów i metody wydobycia;
- projektu infrastruktury napowierzchniowej;
- projektów instalacji obróbki, przetwarzania, rafinacji itp.;
- metod wspomaganie wydobycia.

Płyn węglowodorowy może występować w złożu w postaci jednolitej fazy gazowej lub ciekłej lub częściowo jako dwie fazy współwystępujące ze sobą w różnych stosunkach (Wojnicki et al., 2018b). W przypadku złóż ropy próbki są reprezentatywne, gdy w pobranej próbce ropy znajduje się

taka sama ilość rozpuszczonego gazu, jaka jest obecna w rzeczywistym płynie złożowym. Dla złóż gazowych i kondensatowych reprezentatywne próbki to takie, w których pobrany gaz zawiera całkowitą ilość średnich i cięższych składników węglowodorowych występujących w rzeczywistym płynie złożowym. Skąły zbiornikowe zawierające węglowodorowe płyny złożowe mogą również różnić się znacznie pod względem składu chemicznego, mineralogicznego, właściwości fizycznych i parametrów przepływu. Powyższe czynniki wraz z innymi elementami systemu naftowego (np. obszarem wydobycia, wysokością słupa cieczy węglowodorowej w odwiercie, zeszcelinowaniem lub zuskokowaniem) warunkują właściwy wybór metody poboru próbek płynów złożowych oraz sposób przygotowania odwiertu/złoża do poboru (Moffatt i Williams, 1998; American Petroleum Institute, 2003; Wojnicki i Warnecki, 2018).

Pojęcie „reprezentatywności” tradycyjnie odnosi się do próbki, która reprezentuje oryginalny płyn złożowy. Definicja ta może być myląca z niżej wymienionych powodów (Fevang, 1994):

- Nawet jeśli pozyskamy reprezentatywną próbkę oryginalnego płynu złożowego, to próbka ta może być reprezentatywna dla konkretnej głębokości czy danego interwału lub jedynie dla wybranego fragmentu złoża. Nie zawsze skład płynu złożowego jest jednolity w całym złożu. Często obserwowane są różnice kompozycyjne wynikające z efektów termicznych i grawitacyjnych. Zmiany w składzie płynu złożowego mogą być również związane z występowaniem stref uskokowych i nieciągłych warstw zbiornikowych w obrębie struktury złożowej. Powyższe dotyczy głównie stosunkowo dużych złóż – rozciągających się na znacznym obszarze, gdzie względne zróżnicowanie warunków złożowych w ramach jednego złoża jest bardziej prawdopodobne.
- Czasami pozyskanie prawdziwie reprezentatywnej próbki może być wręcz niemożliwe z powodu przemian fazowych zachodzących w strefach przyodwiertowych – zwłaszcza złóż pracujących na granicy i poniżej pierwotnego ciśnienia nasycenia. Problem potęguje się w przypadku złóż o bardzo niskiej przepuszczalności. Dla wywołania przepływu płynu do odwiertu konieczne jest wytworzenie depresji ciśnienia. W mało przepuszczalnym ośrodku nasyconym węglowodorami nawet niewielki spadek ciśnienia

może poważnie zaburzyć stosunki fazowe badanego płynu. Dla przykładu, zamiast ropy nasyconej gazem można błędnie pozyskać bogaty (w średnie i cięższe frakcje węglowodorowe) gaz ziemny i poddawać go badaniom stosownym dla gazu kondensatowego.

Na podstawie powyższych rozważań można wyróżnić dwa typy próbek reprezentatywnych. Pierwszym typem są próbki reprezentatywne w ujęciu złożowym, czyli te, które w bardziej ogólnym znaczeniu odnoszą się do złoża. Drugi typ to próbki reprezentatywne *in situ*, które reprezentują skład płynu złożowego w danym interwale (na określonej głębokości). Próbki reprezentatywne w szerszym ujęciu (złożowym) są o wiele łatwiejsze w pozyskaniu i w większości przypadków mogą posłużyć do precyzyjnego określenia składu płynu złożowego *in situ* (Fevang, 1994). Jeżeli próbki reprezentatywne *in situ* nie mogły być pobrane na wczesnym etapie eksploatacji złoża, to szacunki dotyczące zasobów pierwotnych mogą być obciążone dużym błędem. Pozyskanie próbek reprezentatywnych *in situ* jest szczególnie istotne w przypadku złóż gazu kondensatowego, gdzie znaczący przychód może pochodzić ze sprzedaży LPG, LNG i stabilizowanego kondensatu (Fevang, 1994; American Petroleum Institute, 2003).

W przypadku stosunkowo małego złoża odpowiednio pobrana próbka z pojedynczego odwiertu może być reprezentatywna w odniesieniu do całego złoża. Dla większych złóż lub złóż o bardziej skomplikowanej budowie w celu poprawnego zobrazowania sytuacji złożowej niejednokrotnie zachodzi potrzeba poboru próbek z wielu odwiertów, a nawet z różnych głębokości. Znaczące różnice w składzie płynu występują często w formacjach złożowych o znacznej miąższości, w bardzo rozległych powierzchniowo złożach oraz w złożach poddanych niedawnym zaburzeniom tektonicznym. Często prowadzi się również dodatkowe opróbowanie złoża w późnym stadium eksploatacji, gdy dane z wydobywania wskazują, że sytuacja złożowa jest bardziej skomplikowana, niż wynikałoby to z danych początkowych. Co więcej, na skutek spadku ciśnienia złożowego w trakcie eksploatacji zmianie ulega skład chemiczny i fazowy strumienia wydobywanych węglowodorów, co również skłania do dodatkowego opróbowania – powtórnego poboru i kompleksowego zbadania próbek aktualnego płynu złożowego (Lawrence et al., 2008; Wojnicki i Warnecki, 2018).

Wybór metody poboru zależy od typu płynu złożowego, parametrów wydobywania, konstrukcji i stanu technicznego odwiertu, konstrukcji i stanu technicznego instalacji napowierzchniowej, względnych kosztów poboru oraz kwestii bezpieczeństwa. Wybór sposobu poboru próbek nie jest czynnością rutynową, gdyż zazwyczaj każde złożo prezentuje pewne ograniczenia lub specyficzne uwarunkowania determinujące kwestie poboru. Wymagania operacyjne odwiertu mogą nakładać

ograniczenia wpływające na przygotowanie i wykonanie programu opróbowania. Na przykład piaszczenie lub uzbrojenie odwiertu mogą uniemożliwić wykorzystanie standardowych próbników wgłębnych. Odwierty, które charakteryzują się gwałtownymi zmianami wydatku wydobywania, stwarzają szczególne problemy w dokonywaniu niezbędnych pomiarów z wymaganą dokładnością. Dlatego też procedura poboru często wymaga modyfikacji w celu ominięcia lokalnych problemów (Strong et al., 1993; American Petroleum Institute, 2003; Leutert, 2017b).

Optymalną sytuacją dla poboru próbek oryginalnego płynu złożowego jest wykonanie go jeszcze przed spadkiem ciśnienia dennego dynamicznego (P_{dd}) poniżej ciśnienia nasycenia płynu złożowego (P_{nas}). Kiedy ciśnienie w strefie przyodwiertowej spadnie poniżej ciśnienia nasycenia, wówczas jednorodny płyn złożowy rozdzieli się na dwie fazy, ciekłą i gazową, o różnym składzie chemicznym. Gwoli przypomnienia: ciśnienie nasycenia w przypadku złóż ropy naftowej nazywane jest precyzyjnie ciśnieniem punktu pęcherzyków lub ciśnieniem pierwszego pęcherzyka gazu P_{bp} (ang. *bubble point pressure*), natomiast w przypadku złóż gazu kondensatowego – ciśnieniem punktu rosy P_{dp} (ang. *dew point pressure*).

Zdarza się, że pobór próbek następuje w momencie, gdy ciśnienie denne dynamiczne jest niższe, ale ciśnienie denne statyczne jest ciągle wyższe od ciśnienia nasycenia. W takim przypadku wciąż istnieje możliwość poboru próbek oryginalnego płynu złożowego, jednak wymaga to włożenia znacznie większego wysiłku w prawidłowe przygotowanie odwiertu do poboru. Jeżeli pobór jest opóźniony do momentu, w którym ciśnienie denne statyczne spadnie poniżej ciśnienia nasycenia, pobór reprezentatywnych próbek pierwotnego płynu złożowego nie będzie możliwy. Pozyskane próbki charakteryzować się będą odpowiednio niższym ciśnieniem nasycenia, wynikającym z faktu dokonywania poboru przy ciśnieniu obniżonym w stosunku do pierwotnego ciśnienia złożowego (Strong et al., 1993; Lawrence et al., 2008).

Przygotowanie odwiertu do poboru próbek

Procedura przygotowania (kondycjonowania) odwiertu stanowi ekstremalnie ważny element w procesie właściwego poboru próbek węglowodorów – zarówno wgłębnych, jak i powierzchniowych. Niestety często jest zanedbywana lub całkowicie ignorowana. Na wstępnym etapie przygotowania do poboru próbek – z odwiertu powinno być prowadzone wydobywanie, przez odpowiedni czas i z wydatkiem umożliwiającym pozbycie się ewentualnych zanieczyszczeń, np. po dowiecaniu, po cementowaniu, i/lub innych substancji chemicznych użytych podczas wykańczania odwiertu. Należy

pamiętać, że zdecydowana większość odwiertów musi zostać odpowiednio przygotowana do procesu poboru próbek PVT. Wstępne operacje w odwiercie (np. testy produkcyjne) lokalnie zakłócają równowagę w złożu (termodynamiczną, fazową), która kształtowała się w czasie geologicznym przez miliony lat. Depresja ciśnienia panującego w odwiercie (wynikająca z wydobywania) niejednokrotnie zmienia naturę płynu złożowego w strefie przyodwiertowej. Przygotowanie odwiertu ma na celu uzyskanie pewności, że strumień płynu wpływającego do odwiertu podczas poboru jest tożsamy z oryginalnym płynem złożowym. Realizuje się to przez zastępowanie niereprezentatywnego płynu ze strefy przyodwiertowej oryginalnym płynem pochodzącym z bardziej odległych stref złoża. Zwykle zatrzymanie odwiertu w celu odbudowania ciśnienia w strefie przyodwiertowej w większości przypadków nie przywróci pierwotnych parametrów płynu złożowego – lub trwałoby to bardzo długo, odsuwając moment poboru próbek o miesiące, a może nawet lata. Podejście takie może być rozważane jedynie teoretycznie. W praktyce wymagane jest „odpuszczanie” odwiertu przy niskim wypływie, by umożliwić wyparcie zmienionego płynu przez dopływający oryginalny płyn złożowy (Freys et al., 1989; Whitson, 1998; American Petroleum Institute, 2003).

Odwierty ropne

Właściwe przygotowanie odwiertu ropnego (tj. prowadzącego wydobywanie ropy naftowej) powinno polegać na próbnym wydobywaniu przebiegającym etapowo z sukcesywnie obniżanym wydatkiem. Jeśli odwiert był czynny co najmniej 24 godziny przy zadanym wydatku, to przygotowanie rozpoczyna się od dokładnych pomiarów wykładnika gazowego (WG) i ciśnienia dennego dynamicznego. Jeżeli WG jest stabilny, to wydatek obniża się o 30–50%, a wypływ płynu złożowego prowadzony jest do ponownej stabilizacji wykładnika gazowego. Procedura ta jest realizowana do momentu określenia trendu pomiędzy wykładnikiem a wydatkiem wydobywania. Interpretacja trendu jest pomocna w śledzeniu postępu przygotowania odwiertu do poboru. Wraz z obniżaniem wydatku wydobywania wykładnik gazowy może się zmniejszać, zwiększać lub pozostawać stały (Freys et al., 1989; Whitson i Brulé, 2000), przy czym:

- w przypadku, gdy po pierwszym obniżeniu wydatku wydobywania wykładnik gazowy pozostaje stały, wskazuje to na dopływ ropy nasyconej do odwiertu. Oznacza to, że skład i stosunki fazowe ropy złożowej nie zostały zaburzone podczas przepływu z głębi formacji złożowej do odwiertu. W ramach kontroli można oszacować (na podstawie danych z wydobywania i odpowiednich korelacji) ciśnienie pierwszego pęcherzyka gazu (P_{bp}) i upewnić się, czy jest ono niższe od ciśnienia dennego dynamicznego;

- obniżenie się WG po zredukowaniu wydatku wskazuje na nasycenie strefy przyodwiertowej gazem wolnym. Występowanie gazu wolnego (przed obniżeniem wydatku) wynika z wkroczenia stożka gazowego do ropnej części złoża lub ze spadku ciśnienia dennego dynamicznego poniżej ciśnienia nasycenia ropy. W przypadku wystąpienia takiej sytuacji przygotowanie odwiertu musi być kontynuowane poprzez obniżanie wydatku wydobywania w kolejnych krokach. Obniżanie wydatku prowadzi się do osiągnięcia stabilnej wartości WG. Jeżeli kolejna redukcja wydatku nie wpływa na wartość mierzonego wykładnika gazowego, oznacza to, że niereprezentatywny płyn złożowy został wydobyty i zastąpiony przez dopływający z dalszych stref oryginalny płyn złożowy (Strong et al., 1993; American Petroleum Institute, 2003);
- zwiększenie WG po obniżeniu wydatku wskazuje na jednoczesne wydobywanie ze stref ropo- i gazonośnych. Zwiększenie WG może być związane z obniżeniem się konturu ropa/gaz (stożka ropnego). W takim przypadku (jeżeli tylko jest to możliwe) zaleca się pobór próbki z odwiertu, który nie wykazuje występowania stożka, gdyż stwierdzenie prawidłowego przygotowania odwiertu jest utrudnione. Czas wymagany do stabilizacji WG może bardziej zależeć od czasu wymaganego do przemieszczenia się stożka ropnego niż od wydatku wydobywania i objętości niereprezentatywnej ropy, która musi być przemieszczona przez płyn reprezentatywny (American Petroleum Institute, 2003).

Odwierty gazowo-kondensatowe

Odwierty gazowo-kondensatowe, podobnie jak odwierty ropne, przygotowuje się do poboru, realizując program próbnego wydobywania ze stopniowym obniżaniem wydatku i kontynuowaniem wypływu aż do osiągnięcia stabilizacji WG. Zasadniczo wraz z obniżaniem wydatku wykładnik gazowy również się zmniejsza. Przy wysokich wydatkach WG może się jednak zmniejszać wraz ze zwiększaniem wydatku, co jest wynikiem oddziaływania sił ścinających na kondensat w przestrzeni porowej złoża. Siły te pochodzą od przepływającego gazu i mogą zwiększać mobilność kondensatu, zwiększając tym samym wydobywanie cieczy. Co więcej, duże wydatki przepływu mogą efektywnie zmniejszać sprawność separacji w separatorze powierzchniowym. Z uwagi na dużą dynamikę przepływu średnie frakcje węglowodorowe mogą przelatywać wraz z (unoszącym je) gazem przez separator i nie wykraplać się w separatorze (lub zachodzi to jedynie częściowo). Istotnie zaburza to pomiar rzeczywistego wykładnika gazowego, który w takim przypadku jest zawyżony z uwagi na uszczuploną ilość zmierzonej cieczy separatorowej. Reasumując, dobór właściwych warunków w celu zapewnienia poboru reprezentatywnej próbki gazu kondensatowego realizuje się poprzez

sukcesywnie obniżanie wydatku aż do osiągnięcia stabilnego wykładnika gazowego (Kool et al., 2001; Akpabio et al., 2014).

Pobór wgłębnych próbek płynów złożowych

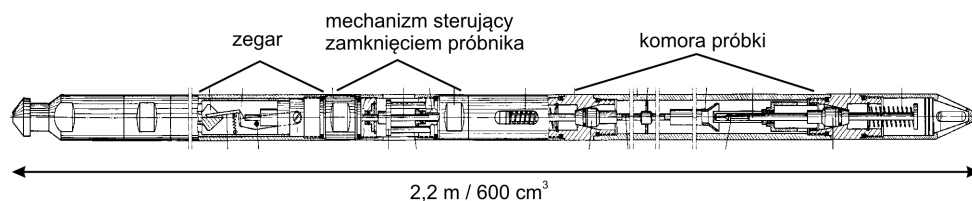
Metody poboru próbek płynów złożowych dzielą się na wgłębne i powierzchniowe, co ma oczywisty związek z miejscem, w którym *stricte* zachodzi proces poboru. W dalszej części artykułu przedstawiono zagadnienia związane z metodyką poboru próbek wgłębnych.

Do wgłębnego poboru próbek węglowodorów używane są specjalne próbniki zapuszczane do odwiertu, na zadaną głębokość, na lince stalowej/drucie (ang. *slickline*) lub na kablu wiertniczym (ang. *wireline*). Zapuszczanie i wyciąganie próbniaka z odwiertu wykonuje się za pomocą specjalnej śluzы ciśnieniowej mocowanej do głowicy odwiertu. Jest to przeważnie standardowa śluzа używana również do zapuszczania narzędzi instrumentacyjnych/warsztatowych jednostki wyciągowej służących do wykonywania szeregu prac w odwiercie (typu np. szablonowanie), jak również do prowadzenia pomiarów – najczęściej rozkładu ciśnienia i temperatury w funkcji głębokości. Aby zmieścić w sobie zestaw złożony z (często) dwóch próbników, ciśnieniomierza, a typowo również obciążnika, użyta do poborów wgłębnych śluzа musi mieć wystarczającą długość – sięgającą nawet kilkunastu metrów. W praktyce takie śluzы skręcane są w całość z odpowiednio krótszych segmentów (2–2,5 m), co również znacznie ułatwia ich transport.

Konstrukcja próbników wgłębnych musi być odporna na warunki złożowe, w których ma się odbywać pobór, tj.: ciśnienie robocze co najmniej 70 MPa – spotykane są próbniki mogące pracować przy 25 000 psi, czyli 172 MPa (Schlumberger, 2016), i temperaturę roboczą 200°C. Materiał próbniaka powinien wykazywać się długotrwałą odpornością na niekorzystny, często wysoce korozyjny skład pobieranego płynu, w tym na obecność solanki, CO₂ czy na skrajnie wysokie stężenia siarkowodoru. Próbniki przeznaczone do pracy w tak ekstremalnie niekorzystnych środowiskach wykonywane są z użyciem bardzo drogich, austenicznych superstopów na bazie niklu i chromu – Inconel®, Hasteloy®, Monel® (Hihara et al., 2013.; Reed i Rae, 2014). Próbniki mogą być częściowo pokryte specjalnymi powłokami (np. Dursan™) zapobiegającymi adsorpcji na wewnętrznych ściankach próbniaka, zachowującymi zdatność próbki wgłębnej do specjalistycznych analiz, np. oznaczeń koncentracji rtęci czy związków siarki w pobranym płynie złożowym (Schlumberger, 2015).

Pojemność pojedynczego próbniaka wynosi zwykle 600 cm³. W zależności od potrzeb próbniaki mogą być zapuszczane do odwiertu w zestawach po kilka sztuk lub korzysta się z rozwiązania umożliwiającego doposażenie próbniaka o dodatkową komorę, co podwaja objętość pozyskanej jednorazowo próbki (Northstar, 2019). Każdy próbnik może być wyposażony w indywidualny mechanizm zegarowy lub zamknięcie próbniaka może być realizowane z powierzchni, np. poprzez impuls elektryczny. Istnieją również rozwiązania, w których stosuje się tzw. dyski zerwaniowe (ang. *rupture disk*) aktywowane ciśnieniem (Northstar, 2019).

Istnieje wiele rodzajów próbników wgłębnych, różniących się elementami konstrukcyjnymi, w tym: mechanizmem sterującym otwieraniem i/lub zamykaniem próbniaka, ilością, typem i rozmieszczeniem roboczych komór ciśnieniowych itp. Jednym z pierwszych, lecz do tej pory często używanym rodzajem próbników wgłębnych (ze względu na swoją prostotę) są próbniki z otwartym przepływem, np. typu PNL (rys. 1). Charakteryzują się one tym, że w trakcie zapuszczania próbniaka w dół odwiertu komora próbki pozostaje ciągle otwarta (na wskroś), co pozwala na swobodny przepływ płynu przez próbnik. Zastosowany w próbniku mechanizm zegarowy (z głowicą typu *clock head*) odpowiada za zamknięcie próbniaka po upływie nastawionego czasu, umożliwiającego zapuszczenie go na pożądaną głębokość poboru. Oprócz ww. zegarowego mechanizmu zamykającego komorę próbki występują również inne rozwiązania, np. z głowicą typu *jar head*, popularne w wielu zastosowaniach (Savickas, 2003). W takim przypadku aktywowanie mechanizmu zamykającego próbnik odbywa się z powierzchni ziemi poprzez wywołanie ostrego szarpnięcia przewodem (*slickline/wireline*), na którym zapuszczony jest próbnik. W przypadkach gdy efekt nagłego szarpnięcia jest trudny do osiągnięcia, takich jak złoża ropy o bardzo wysokiej gęstości (tzw. ropy ciężkiej) czy też w odwiertach zakrzywionych, kierunkowych, musi być użyty mechanizm zegarowy.



Rys. 1. Schemat próbniaka wgłębnego z otwartym przepływem – typu PNL (Leutert, 2006)

Fig. 1. Scheme of PNL type sampler with open flow system (Leutert, 2006)

Głównym powodem stosowania bardziej skomplikowanych próbników, np. wyporowych typu PDS (ang. *Positive Displacement Sampler*), jest powszechne dążenie (najpierw w Europie, następnie coraz szerzej w świecie) do rezygnacji ze stosowania rtęci (Marnane, 2018) – niezbędnej do wytłoczenia

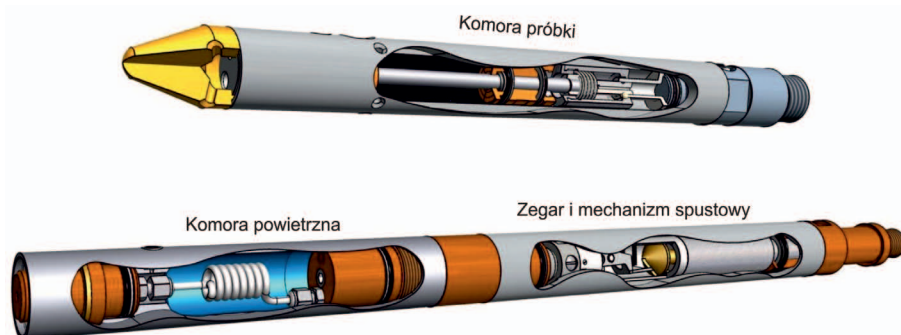
próbki z próbnika starszego typu, tj. PNL. Próbniki PDS (rys. 2) posiadają minimum dwie komory ciśnieniowe (przez co są zdecydowanie dłuższe) i są zamknięte podczas zapuszczania na docelową głębokość poboru. Ich zasada działania opiera się na wypełnianiu przestrzeni komory próbki przez płyn złożowy na skutek przepływu cieczy roboczej (np. glikolu lub oleju) do drugiej, tzw. komory powietrznej/pomocniczej (rys. 3). Próbnik typu PDS ma o wiele bardziej złożoną konstrukcję od próbnika PNL. Składa się na to głównie skomplikowany zespół zwęzek, mający za zadanie kontrolę nad tempem wpływu próbki płynu złożowego do komory próbnika. Podczas przygotowania próbnika PDS do poboru mechanizm ograniczający wydatek wpływu płynu złożowego do próbnika jest w odpowiedni sposób dobierany w zależności od ciśnienia i temperatury złożowej, w których odbywać się ma pobór próbek. Ponadto podczas przygotowania próbnika na powierzchni należy wstępnie podnieść ciśnienie cieczy roboczej do odpowiedniej wartości – również uzależnionej od spodziewanych termobarycznych warunków panujących w złożu.

– rysunek 5, OPS (ang. *One Phase™ Sampler*) – rysunek 6 czy SRS (ang. *single-phase reservoir sampler*) – rysunek 7. Próbnik jednofazowy w stosunku do prezentowanego wcześniej próbnika PDS dodatkowo wyposażony jest w komorę ciśnieniową, w której znajduje się wstępnie sprężony gaz (najczęściej azot). Głównym celem takiej konstrukcji jest zapobiegnięcie spadkowi ciśnienia pobranej próbki płynu złożowego, wynikającemu z wychładzania się próbnika podczas wyciągania go na powierzchnię. Przy zachowaniu stałej objętości komory, w której znajduje się próbka, wraz z obniżaniem się jej temperatury następuje spadek ciśnienia pobranego płynu złożowego – izochoryczne schładzanie. Jest to zjawisko z wielu względów niekorzystne, może prowadzić do wystąpienia przemian fazowych w komorze próbnika. Na przykład dla próbki ropy naftowej spadek ciśnienia poniżej ciśnienia nasycenia powoduje przejście z obszaru jednofazowego do dwufazowego. I tak, oprócz jednorodnej fazy ciekłej, tj. próbki ropy nasyconej gazem (pobranej z głębokości warstwy zbiornikowej), po wyciągnięciu na powierzchnię w próbniku pojawia się także

faza gazowa – reprezentująca gaz wydzielony z ropy na skutek powstałej depresji ciśnienia. Nie jest to zjawisko korzystne, aczkolwiek dwufazowa (gaz + ciecz) postać próbki, przy zachowaniu odpowiednich procedur, nie stanowi problemu dla przywrócenia jednorodności – tu: ponownego rozpuszczenia gazu w ropie – np. poprzez odpowiednie sprężenie próbki i/lub podniesienie jej temperatury. Zdarza się, że podczas wyciągania próbnika na powierzchnię omawiany spadek temperatury i ciśnienia próbki doprowadzi do wydzie-

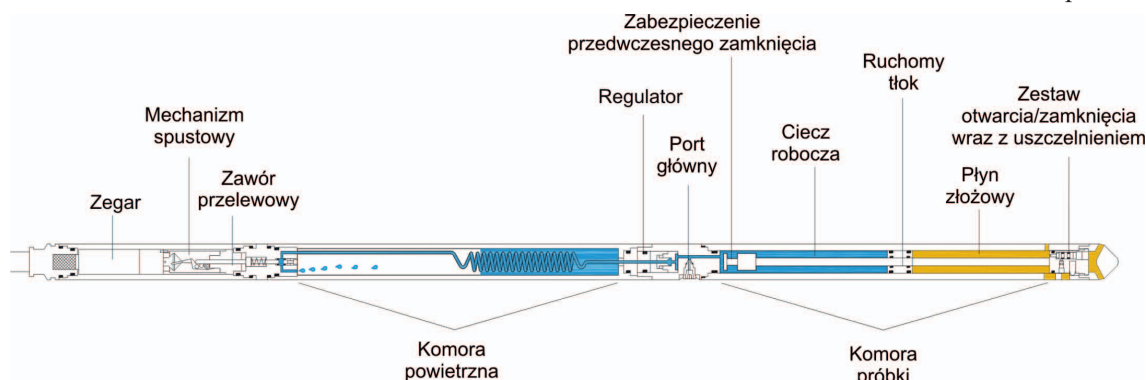
lenia się trzech faz w komorze próbki, tj.: gazowej, ciekłej oraz stałej – w postaci np. asfaltenów. W takim przypadku, dla zachowania pewności utrzymania reprezentatywności pobranych próbek, należy dochować należytej staranności w doprowadze-

niu próbki do ponownej całkowitej jednorodności, co musi być dokonane przed przetłoczeniem mieszaniny węglowodorowej z próbnika do pojemnika transportowego czy bezpośrednio do komory badawczej aparatury PVT. W przypadku flokulacji asfaltenów konieczne jest podniesienie temperatury



Rys. 2. Próbnik węglony typu PDS (Proserv, 2019b)

Fig. 2. PDS downhole sampler (Proserv, 2019b)



Rys. 3. Schemat próbnika węglonego typu PDS będącego w trakcie poboru próbki (Leutert, 2015)

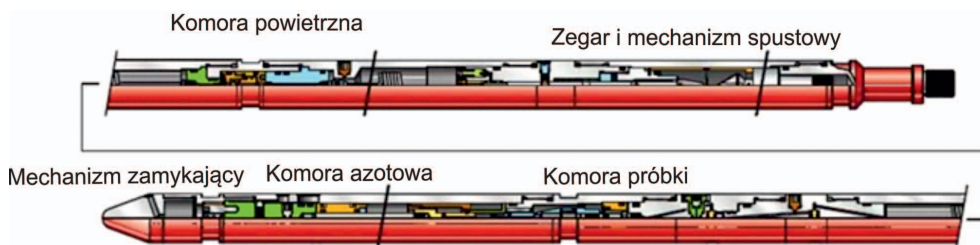
Fig. 3. Scheme of PDS type sampler triggered-taking sample (Leutert, 2015)

Rozwinięciem czy pewnym udoskonaleniem próbnika PDS jest próbnik jednofazowy. W zależności od producenta ten typ próbnika węglonego występuje pod różnymi nazwami handlowymi: SPS (ang. *Single Phase Sampler*) – rysunek 4, PDS-SPS (ang. *Positive Displacement Sampler – Single Phase Sampler*)

próbki w głębinie co najmniej do temperatury złożowej przy jednoczesnej kontroli ciśnienia. Jednorodność fazowa próbki gwarantuje zachowanie niezmiennego składu chemicznego płynu przeznaczonego do dalszych badań oraz jego tożsamość z płynem pobranym w odwiercie. Celem nadrzędnym jest przeniesienie zadanej objętości płynu pobranego *in situ* w odwiercie do aparatury badawczej bez uszczerbku na jego reprezentatywności. W próbniku tzw. jednofazowym (SPS, OPS, SRS) zmiany ciśnienia wywołane stopniowym wychładzaniem się próbki podczas wyciągania próbnika z odwiertu kompensowane są przez bufor sprężonego azotu. Oczywiście nie ma tutaj możliwości mieszania się azotu z próbką złożową, gdyż (w zależności od konstrukcji danego próbnika jednofazowego) płyny te rozdzielone są tzw. pływającym tłokiem, wyrównującym ciśnienia sprężonego azotu i pobranej próbki węglowodorowej.

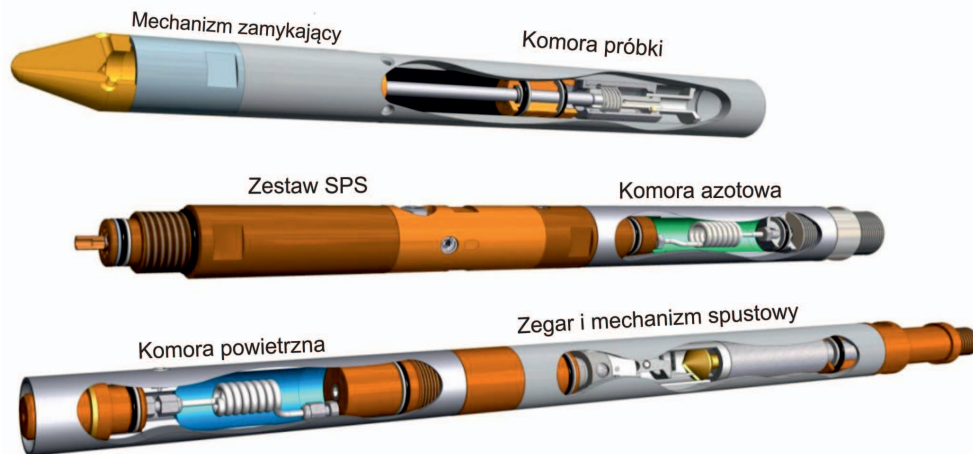
zostaje otwarty poprzez mechanizm zegarowy (zapuszczanie na lince) lub poprzez elektryczny impuls pochodzący z powierzchni (zapuszczanie na kablu). Następnie ropa wolno wypełnia komorę próbnika poprzez układ zwężek umożliwiający utrzymanie stałego wydatku przepływu. Dzięki temu zapobiega się wydzieleniu gazu z ropy, które mogłoby nastąpić w przypadku chwilowej depresji ciśnienia poniżej ciśnienia nasycenia pobieranej mieszaniny złożowej. Co istotne, próbka bezwzględnie musi zostać pobrana w jednorodnym stanie jednofazowym – ciecz nasycona gazem. Zaleca się, by w głębinie pobór próbek był realizowany, gdy ciśnienie denne dynamiczne jest większe od ciśnienia nasycenia wydobywanej ropy (Strong et al., 1993; American Petroleum Institute, 2003; Nagarajan et al., 2006).

Po wypełnieniu komory próbki płynem złożowym próbnik zostaje automatycznie zamknięty i rozpoczyna się operacja jego wyciągania na powierzchnię. Gdy zestaw znajdzie się w śluzie, głowica odwiertu zostaje zamknięta, odpuszczane jest ciśnienie w śluzie i próbnik z zawartością płynu złożowego wyciągany jest na zewnątrz. Na powierzchni próbka może zostać przetłoczona do odpowiedniego pojemnika transportowego. Używa się do tego specjalnego zestawu terenowego napędzanego sprężonym powietrzem (rys. 8). Zestaw ten umożliwia również wstępne sprawdzenie ciśnienia nasycenia pobranej próbki ropy. W niektórych okolicznościach próbki w głębinie mogą być przetransportowane bezpośrednio do laboratorium PVT z pominięciem pojemnika transportowego w odpowiednio zabezpieczonym próbniku.



Rys. 4. Próbnik w głębinie typu Halliburton SPS Sampler (Halliburton, 2017)

Fig. 4. Halliburton SPS type downhole sampler (Halliburton, 2017)

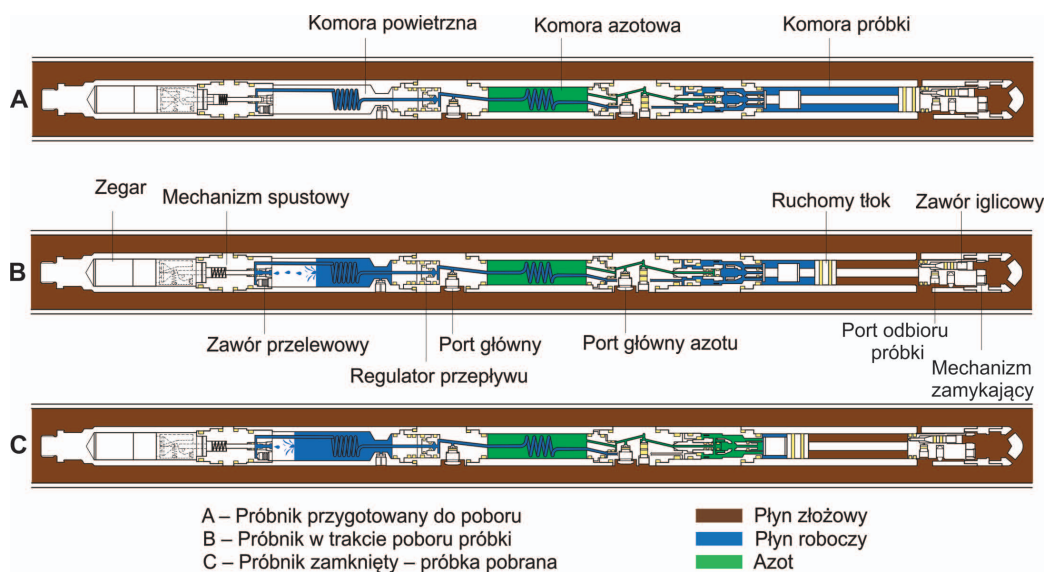


Rys. 5. Próbnik w głębinie typu Proserv PDS-SPS (Proserv, 2019a)

Fig. 5. Proserv PDS-SPS downhole sampler (Proserv, 2019a)

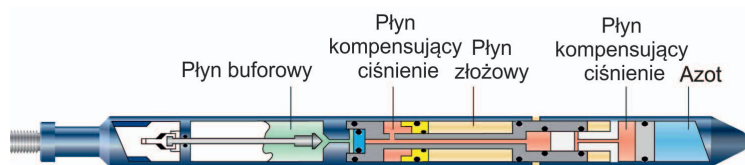
Korzystnym i często praktykowanym rozwiązaniem jest połączenie dwóch próbników w głębinie w tandem, a optymalnym – dołączenie jeszcze do takiego zestawu rejestratora ciśnienia. Próbniki w głębinie mogą być zapuszczane zarówno do otworów zarurowanych, jak i niezarurowanych oraz do rurek wydobywczych w uzbrojonych odwiertach. Po zapuszczeniu beztrzęciowego próbnika (typu PDS) na zadanej głębokości, zazwyczaj jest to strop warstwy produktywnej, próbnik

zostaje otwarty poprzez mechanizm zegarowy (zapuszczanie na lince) lub poprzez elektryczny impuls pochodzący z powierzchni (zapuszczanie na kablu). Następnie ropa wolno wypełnia komorę próbnika poprzez układ zwężek umożliwiający utrzymanie stałego wydatku przepływu. Dzięki temu zapobiega się wydzieleniu gazu z ropy, które mogłoby nastąpić w przypadku chwilowej depresji ciśnienia poniżej ciśnienia nasycenia pobieranej mieszaniny złożowej. Co istotne, próbka bezwzględnie musi zostać pobrana w jednorodnym stanie jednofazowym – ciecz nasycona gazem. Zaleca się, by w głębinie pobór próbek był realizowany, gdy ciśnienie denne dynamiczne jest większe od ciśnienia nasycenia wydobywanej ropy (Strong et al., 1993; American Petroleum Institute, 2003; Nagarajan et al., 2006).



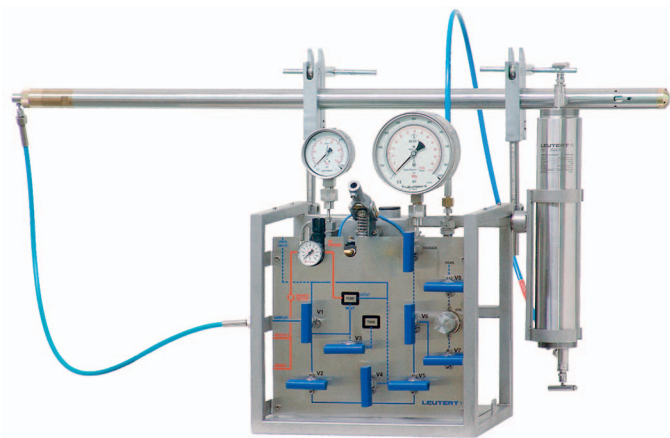
Rys. 6. Schemat działania próbnika węglanego typu Leutert OPS (Leutert, 2017a)

Fig. 6. Functional diagram of Leutert OPS type sampler (Leutert, 2017a)



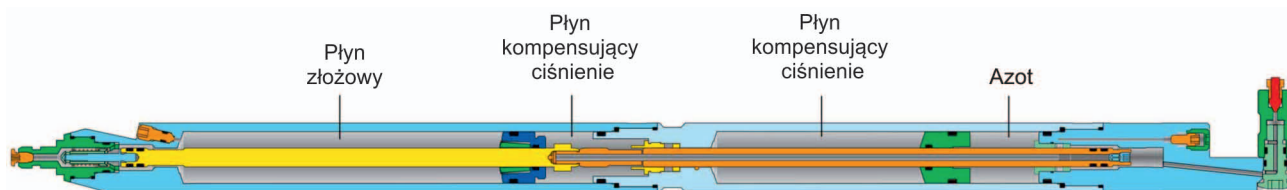
Rys. 7. Próbnik węglany typu Schlumberger SRS (Schlumberger, 2016)

Fig. 7. Schlumberger SRS type downhole sampler (Schlumberger, 2016)



Rys. 8. Terenowy zestaw firmy Leutert do przetłaczania próbki z próbnika do tłokowego pojemnika transportowego (Leutert, 2017a)

Fig. 8. Leutert Sample Transfer Bench showing mounted downhole sampler and piston cylinder sample vessel (Leutert, 2017a)



Rys. 9. Komora próbnika Schlumberger SPMC współpracująca z systemem MDT (Schlumberger, 2015)

Fig. 9. Schlumberger Single-phase multisample chamber for use with MDT (modular formation dynamics tester) (Schlumberger, 2015)

jest stosowanie specjalnych gumowych pakerów uszczelniających, które mają za zadanie wyizolowanie fragmentu oprobowywanej formacji zbiornikowej. Wywarcie odpowiedniego obciążenia lub obrót przewodem wiertniczym otwiera zawór umożliwiający napływ płynu złożowego do komory próbki DST. Spotykane są także konstrukcje, w których aktywowanie próbki następuje poprzez rozerwanie specjalnego dysku, powodowane przyłożonym ciśnieniem (ang. *rupture disc activation*).

Pobór ciśnieniowych próbek płynu złożowego może być dokonany również podczas prowadzenia operacji MDT (ang. *modular formation dynamic tester*). Zestaw realizujący w otworze badania MDT może zostać uzupełniony o specjalny system komór ciśnieniowych SPMC (ang. *single-phase multisample chamber*) – rysunek 9. Komory te zaprojektowano w sposób umożliwiający pobór płynu złożowego – także do badań PVT. Komór SPMC może być połączonych kilka w jednym zestawie MDT wobec tego oprobowywanych horyzontów produkcyjnych może być kilka, bez wyciągania zestawu na powierzchnię. Łączna objętość pozyskanych jednorazowo próbek może sięgać kilku litrów (Schlumberger, 2016).

Zalety węglanego poboru próbek:

- bezpośredni pobór pożądanej próbki złożowej (*in situ*) z zadanej głębokości;
- możliwość zachowania oryginalnego ciśnienia próbki (w przypadku niektórych próbników);
- wyeliminowanie potencjalnych błędów związanych z rekombinacją próbek gazu i ropy, która wymagana jest dla poboru powierzchniowego;
- próbki niektórych płynów (tj.: posiadających temperaturę mętnienia większą od temperatury powierzchniowej, mających skłonność do wytrącania fazy stałej oraz płynów

mających skłonność do tworzenia emulsji) będą bardziej reprezentatywne w przypadku poboru w głębnym niż przy poborze powierzchniowym;

- uniknięcie konieczności używania urządzeń do precyzyjnego pomiaru wydatku przepływu, ich odpowiedniego doboru i kalibracji (dla określenia wykładnika gazowego).

Wady:

- odwiert musi być przygotowany do poboru, a charakter przepływu płynu w odwiercie winien być co najmniej wstępnie rozpoznany;
- pojemność pozyskanej jednorazowo próbki jest ograniczona;
- na miejscu poboru wymagana jest obsługa serwisu/wyciągu linowego;
- wymagany jest odpowiednio dobry stan techniczny odwiertu;
- zapuszczenie standardowych próbników w głębnym do odwiertów kierunkowych jest ograniczone, a do odcinków horyzontalnych niemożliwe;
- istnieje ryzyko utknięcia czy nawet utraty próbników w odwiercie;
- całkowity koszt poboru jest zazwyczaj wyższy niż w przypadku próbek powierzchniowych.

Podsumowanie

Rzetelność wykonania badań PVT oraz wiarygodność późniejszych obliczeń inżynierskich opartych na tych badaniach w żadnym wypadku nie może być lepsza niż jakość próbek płynu złożowego pozyskanych podczas procesu pobierania próbek w terenie – czy to w głębnym, czy powierzchniowym. Zabiegi związane z przygotowaniem miejsca poboru (np. kondycjonowanie odwiertu, ustalenie właściwego wydatku wypływu, rzetelne pomiary) oraz sama operacja poboru próbek stanowi fundament dla uzyskania wiarygodnych analiz płynu złożowego.

Wybór odpowiedniej metody poboru węglowodorowych płynów złożowych do badań PVT jest determinowany koniecznością uzyskania reprezentatywnej próbki płynu złożowego nadającej się do badań fazowych. Jednym z najważniejszych czynników mających wpływ na wybór właściwej metody jest typ pobieranego płynu złożowego. Do pozostałych uwarunkowań, które należy wziąć pod uwagę, zalicza się: wymaganą do planowanych badań objętość próbki, dostępność i rodzaj instalacji napowierzchniowych, dostępność serwisu/wyciągu linowego, całkowity koszt poboru, stopień szczypania złoża oraz stan techniczny odwiertu.

Pobór reprezentatywnych próbek węglowodorów ze złoża może być realizowany zarówno metodami powierzchniowymi, jak i w głębnymi. W obu przypadkach wyniki w postaci diagramu fazowego (lub jego części) powinny być odniesione

do termobarycznych warunków złożowych i powierzchniowych (głowicowych, separatorowych, magazynowych) w celu sprawdzenia zgodności i wykluczenia ewentualnych błędów przy poborze, rekombinacji lub w samych badaniach.

Literatura

- Akpabio J.U., Udofia E.E., Ogbu M., 2014. PVT fluid characterization and consistency check for retrograde condensate reservoir modeling. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/172359-MS.
- American Petroleum Institute (API), 2003. Sampling Petroleum Reservoir Fluids. *API Recommended Practice*, 44.
- Fevang O., 1994. Accurate Insitu Compositions in Petroleum Reservoirs. In *European Petroleum Conference*. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/28829-MS.
- Freyss H., Guieze P., Vartotsis N., Khakoo A., Lestelle K., Simper D., 1989. PVT Analysis for Oil Reservoirs. *Oilfield Review*, 37(1): 4–15.
- Halliburton, 2017. Fluid Sampling and Analysis. *Halliburton Testing & Subsea*, H012516, 3/17.
- Hihara L.H., Adler R.P.I., Latanision R.M., 2013. Environmental degradation of advanced and traditional engineering materials. *Wyd. CRC Press*.
- Kool H., Azari M., Soliman M.Y., Proett M.A., Irani C.A., Dybdahl B., 2001. Testing of Gas Condensate Reservoirs – Sampling, Test Design and Analysis. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/68668-MS.
- Lawrence J.J., Chorneyko D.M., Smith C.K., Nagarajan N.R., 2008. Representative reservoir fluid sampling: Challenges, issues, and solutions. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2523/iptc-12401-MS.
- Leutert F., 2006. Subsurface Sampler PNL.
- Leutert F., 2015. Positive Displacement Sampler PDS. *Product Specification*.
- Leutert F., 2017a. Downhole Fluid Sampler. <https://www.leutert.com/media/oilgas/downloads/sampling/datasheet_downhole-fluid-sampler_en_screen.pdf> (dostęp: 7.07.2020).
- Leutert F., 2017b. Piston Type Sample Cylinder PDC. <https://www.leutert.com/media/oilgas/downloads/sampling/datasheet_piston-type-sample-cylinder-PDC_en_screen.pdf> (dostęp: 7.07.2020).
- Marnane I., 2018. Mercury: a persistent threat to the environment and people's health. *European Environment Agency Newsletter*. <<https://www.eea.europa.eu/articles/mercury-a-persistent-threat-to>> (dostęp: 7.07.2020).
- Moffatt B.J., Williams J.M., 1998. Identifying and Meeting the Key Needs for Reservoir Fluid Properties. A Multi-Disciplinary Approach. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/49067-MS.
- Nagarajan N.R., Honarpour M.M., Sampath K., 2006. Reservoir Fluid Sampling and Characterization – Key to Efficient Reservoir Management. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2523/101517-MS.
- Northstar, 2019. Single Phase Sampler. *Specification Sheet*, 3070CA.
- Proserv, 2019a. MK II PDS SPS Single Phase Sampler (600 cc). *Product Specification Sheet*, PNS 0351-7.
- Proserv, 2019b. MK III PDS Down-hole Sampler (600 cc). *Product Specification Sheet*, PNS 0351-6.
- Reed R.C., Rae C.M.F., 2014. Physical Metallurgy of the Nickel-Based Superalloys. *Physical Metallurgy: Fifth Edition*. Elsevier Inc.: 2215–2290. DOI: 10.1016/B978-0-444-53770-6.00022-8.
- Savickas J., 2003. Reservoir Fluid Laboratory Manual. *Fluid Technology Group*. Tulsa, USA.

- Schlumberger, 2015. Single-Phase Multisample Chamber HPHT-rated pressure-compensating sampling tool. *Product Sheet*, 15-TS-8641.
- Schlumberger, 2016. Single-Phase Reservoir Sampler. *Product Sheet*, 1.
- Strong J., Thomas F.B., Bennion D.B., 1993. Reservoir Fluid Sampling And Recombination Techniques For Laboratory Experiments. *Petroleum Society of Canada*. DOI: 10.2118/93-54.
- Warchoń M., 2008. Metodyka określania i wykorzystywania współczynnika równowagi fazowej 'K' dla weryfikacji i korekty rezultatów eksperymentalnych badań PVT. *Nafta-Gaz*, 2: 84–96.
- Whitson C.H., 1998. Fluid Sampling & Laboratory Data. *Field Development & Technology, Norsk Hydro*: 1–89.
- Whitson C.H., Brulé M.R., 2000. Phase behavior. *SPE Monograph Series*, 20: 233.
- Wojnicki M., Warnecki M., 2018. Pobór próbek węglowodorowych płynów złożowych do badań właściwości fazowych – PVT. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*, 1(231): 4–7.
- Wojnicki M., Warnecki M., Kuśnierczyk J., Szufflita S., 2018a. Analizy PVT jako skuteczne narzędzie w rękach inżyniera naftowego. Część I: laboratoryjne badania PVT. *Nafta-Gaz*, 7: 535–542. DOI: 10.18668/NG.2018.07.07.
- Wojnicki M., Warnecki M., Szufflita S., Kuśnierczyk J., 2018b. Analizy PVT jako skuteczne narzędzie w rękach inżyniera naftowego. Część II: przemiany fazowe płynów węglowodorowych. *Nafta-Gaz*, 12: 919–926. DOI: 10.18668/NG.2018.12.06.



Dr inż. Marcin WARNECKI
Kierownik Zakładu Badania Złóż Ropy i Gazu
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: marcin.warnecki@inig.pl



Mgr inż. Mirosław WOJNICKI
Asystent w Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: miroslaw.wojnicki@inig.pl



Mgr inż. Jerzy KUŚNIERCZYK
Specjalista badawczo-techniczny w Zakładzie
Badania Złóż Ropy i Gazu
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: jerzy.kusnierczyk@inig.pl



Mgr inż. Sławomir SZUFLITA
Asystent w Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: slawomir.szufflita@inig.pl

OFERTA BADAWCZA ZAKŁADU BADANIA ZŁÓŻ ROPY I GAZU

- pobór wgłębnych i powierzchniowych próbek płynów złożowych;
- kompleksowe badania i analizy zmian fazowych próbek płynów złożowych na zestawie aparatów PVT firmy Vinci, Chandler i Ruska;
- modelowanie procesu wypierania ropy gazem na fizycznym modelu złoża tzw. „cienka rurka”;
- pomiar lepkości ropy wiskozymetrem kulkowym lub kapilarnym w warunkach PT;
- optymalizacja procesów powierzchniowej separacji ropy naftowej;
- laboratoryjne i symulacyjne badania warunków wytrącania się parafin, asfaltenów w ropie oraz tworzenia się hydratów w gazie;
- badanie skuteczności działania chemicznych środków zapobiegających tworzeniu się hydratów;
- laboratoryjne modelowanie procesów wypierania ropy gazem w warunkach zmieszania faz;
- badanie procesów sekwestracji CO₂ w solankowych poziomach wodonośnych, nasyconych gazem ziemnym;
- badania na długich rdzeniach wiertniczych dla oceny efektywności metod zwiększenia stopnia odzysku ropy – Enhanced Oil Recovery (EOR).



Kierownik: dr inż. Marcin Warnecki Adres: ul. Armii Krajowej 3, 38-400 Krosno
Telefon: 13 436 89 41 w. 5226, 5231, 5224 Faks: 13 436 79 71 E-mail: marcin.warnecki@inig.pl



INSTYTUT NAFTY I GAZU
– Państwowy Instytut Badawczy