MINISTERSTWO EDUKACJI
NARODOWEJ

Paweł Lorens

Eksploatowanie złóż gazu ziemnego 311[14].Z1.05

Poradnik dla ucznia

Wydawca
Instytut Technologii Eksploatacji – Państwowy Instytut Badawczy
Radom 2007

„Projekt współfinansowany ze środków Europejskiego Funduszu Społecznego”

Recenzenci:
dr inż. Piotr Kasza
mgr inż. Władysław Kozioł

Opracowanie redakcyjne:
mgr inż. Paweł Lorens

Konsultacja:
mgr inż. Teresa Sagan

Poradnik stanowi obudowę dydaktyczną programu jednostki modułowej 311[14].Z1.05 Eksploatowanie złóż gazu ziemnego, zawartego w modułowym programie nauczania dla zawodu technik górnictwa otworowego.

Wydawca
Instytut Technologii Eksploatacji – Państwowy Instytut Badawczy, Radom 2007

SPIS TREŚCI

1. Wprowadzenie 3
2. Wymagania wstępne 5
3. Cele kształcenia 6
4. Materiał nauczania 7
4.1. Rodzaje złóż gazu ziemnego 7
4.1.1. Materiał nauczania 7
4.1.2. Pytania sprawdzające 10
4.1.3. Ćwiczenia 10
4.1.4. Sprawdzian postępów 11
4.2. Uzbrojenie wgłębne i napowierzchniowe odwiertu gazowego, urządzenia technologiczne 12
4.2.1. Materiał nauczania 12
4.2.2. Pytania sprawdzające 26
4.2.3. Ćwiczenia 26
4.2.4. Sprawdzian postępów 27
4.3. Odcinek pomiarowy, wydobycie potencjalne, syfonowanie odwiertu gazowego 28
4.3.1. Materiał nauczania 28
4.3.2. Pytania sprawdzające 36
4.3.3. Ćwiczenia 36
4.3.4. Sprawdzian postępów 38
4.4. Hydraty – sposoby powstawania oraz ich zapobiegania 39
4.4.1. Materiał nauczania 39
4.4.2. Pytania sprawdzające 40
4.4.3. Ćwiczenia 41
4.4.4. Sprawdzian postępów 41
4.5. Eksploatacja gazu ziemnego z dwóch horyzontów 42
4.5.1. Materiał nauczania 42
4.5.2. Pytania sprawdzające 45
4.5.3. Ćwiczenia 45
4.5.4. Sprawdzian postępów 45
4.6. Zagrożenia dla człowieka i środowiska związane z eksploatacją gazu ziemnego, rodzaje awarii oraz zasady postępowania w razie wybuchu lub pożaru 46
4.6.1. Materiał nauczania 46
4.6.2. Pytania sprawdzające 51
4.6.3. Ćwiczenia 52
4.6.4. Sprawdzian postępów 52
4.7. Przepisy z zakresu bezpieczeństwa, higieny pracy, ochrony przeciwpożarowej i ochrony środowiska w eksploatacji gazu ziemnego 53
4.7.1. Materiał nauczania 53
4.7.2. Pytania sprawdzające 57
4.7.3. Ćwiczenia 57
4.7.4. Sprawdzian postępów 58
5. Sprawdzian osiągnięć 59
6. Literatura 64

1. WPROWADZENIE

Poradnik ten będzie pomocny Ci w przyswajaniu wiedzy i kształtowaniu umiejętności z zakresu eksploatowaniu złóż gazu ziemnego, ujętego w modułowym programie nauczania dla zawodu technik górnictwa otworowego.

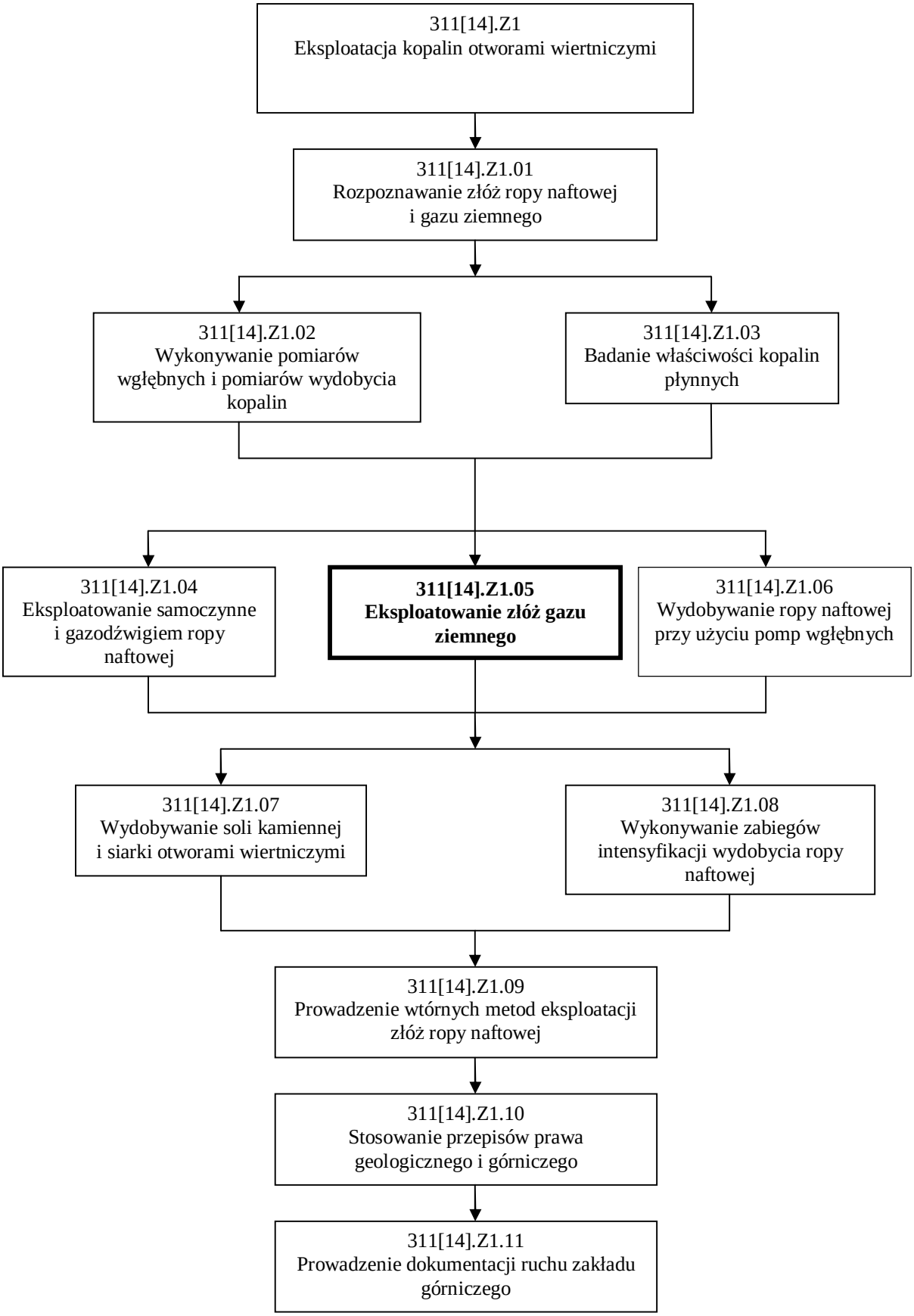
W poradniku zamieszczono:

- wymagania wstępne – wykaz umiejętności, jakie powinieneś posiadać przed przystąpieniem do nauki w tej jednostce modułowej,
- cele kształcenia – wykaz umiejętności jakie ukształtujesz podczas pracy z tym poradnikiem,
- materiał nauczania – czyli zestaw wiadomości, które powinieneś posiadać, aby samodzielnie wykonać ćwiczenia,
- pytania sprawdzające – zestawy pytań, które pomogą Ci sprawdzić, czy opanowałeś podane treści i możesz już rozpocząć realizację ćwiczeń,
- ćwiczenia – mają one na celu ukształtowanie Twoich umiejętności praktycznych,
- sprawdzian postępów – zestaw pytań, na podstawie których sam możesz sprawdzić, czy potrafisz samodzielnie poradzić sobie z zadaniami, które wykonywałeś wcześniej,
- sprawdzian osiągnięć – zawiera zestaw zadań testowych (test wielokrotnego wyboru),
- literaturę – wykaz pozycji, z jakich możesz korzystać podczas nauki.

W materiale nauczania zostały przedstawione zagadnienia dotyczące rodzaju złóż gazu ziemnego, uzbrojenia wgłębnego i napowierzchniowego odwiertu gazowego, wydobycia potencjalnego, powstawania hydratów podczas eksploatacji złóż gazu ziemnego, syfonowania odwiertów, eksploatacji równoczesnej dwóch horyzontów gazonośnych, odcinka redukcyjno-pomiarowego, zagrożeń dla człowieka i środowiska naturalnego związanych z eksploatacją gazu ziemnego, postępowaniem w razie wybuchu gazu i pożaru, oraz przepisów bezpieczeństwa, higieny pracy, ochrony przeciwpożarowej i ochrony środowiska podczas obsługi odwiertów gazowych.

Po wykonaniu ćwiczeń sprawdź poziom swoich postępów rozwiązując test „Sprawdzian postępów” zamieszczony po ćwiczeniach, zaznaczając w odpowiednim miejscu, jako właściwą Twoim zdaniem, odpowiedź TAK albo NIE. Odpowiedzi TAK wskazują Twoje mocne strony, natomiast odpowiedzi NIE wskazują na luki w Twojej wiedzy i nie w pełni opanowane umiejętności praktyczne, które musisz nadrobić.

Po zrealizowaniu programu jednostki modułowej nauczyciel sprawdzi poziom Twoich umiejętności i wiadomości. Otrzymasz do samodzielnego rozwiązania test pisemny. Nauczyciel oceni oba sprawdziany i na podstawie określonych kryteriów podejmie decyzję o tym, czy zaliczyłeś program jednostki modułowej.



Schemat układu jednostek modułowych

2. WYMAGANIA WSTĘPNE

Przystępując do realizacji programu jednostki modułowej powinieneś umieć:

- posłużyć się podstawowymi pojęciami z zakresu górnictwa naftowo-gazowego,
- posłużyć się podstawowymi pojęciami z zakresu geologii złożowej,
- pisać wzory strukturalne i strukturalne uproszczone związków chemicznych,
- przeliczać jednostki różnych wielkości fizycznych,
- scharakteryzować rodzaje ciśnień w odwiercie eksploatacyjnym,
- sporządzać zestawienia tabelaryczne,
- rozróżniać konstrukcje odwiertów,
- wykonywać obliczenia na podstawie funkcji logarytmicznej,
- posługiwać się dokumentacją techniczną,
- przestrzegać zasad bezpieczeństwa i higieny pracy, ochrony przeciwpożarowej i ochrony środowiska,
- korzystać z różnych źródeł informacji,
- uczestniczyć w dyskusji, prezentacji.

3. CELE KSZTAŁCENIA

W wyniku realizacji programu jednostki modułowej powinieneś umieć:

- określić rodzaje złóż gazu ziemnego,
- scharakteryzować elementy uzbrojenia napowierzchniowego i wgłębnego odwiertu gazowego,
- rozpoznać na schemacie technologicznym odwiertu poszczególne elementy uzbrojenia,
- scharakteryzować budowę i zasadę działania urządzeń eksploatacyjnych,
- wykonać pomiar wydobycia potencjalnego z odwiertu,
- ustalić wydobycie optymalne gazu z odwiertu,
- dobrać średnicę rur wydobywczych i średnicę zwężki dławiącej,
- przeprowadzić syfonowanie odwiertu,
- określić warunki powstawania hydratów na odwiercie gazowym,
- scharakteryzować metody zapobiegania powstawaniu hydratów,
- wykonać pomiar wielkości wydobycia gazu ziemnego,
- przeliczyć wielkość wydobycia gazu na warunki normalne,
- scharakteryzować eksploatację gazu z dwóch horyzontów produktywnych,
- określić rodzaje awarii występujących przy eksploatacji gazu,
- wskazać zagrożenia dla człowieka i środowiska naturalnego związane z eksploatacją gazu ziemnego,
- określić zasady postępowania w razie wybuchu lub pożaru na odwiercie gazowym,
- zastosować przepisy z zakresu bezpieczeństwa, higieny pracy, ochrony przeciwpożarowej i ochrony środowiska przy obsłudze odwiertów gazowych.

4. MATERIAŁ NAUCZANIA

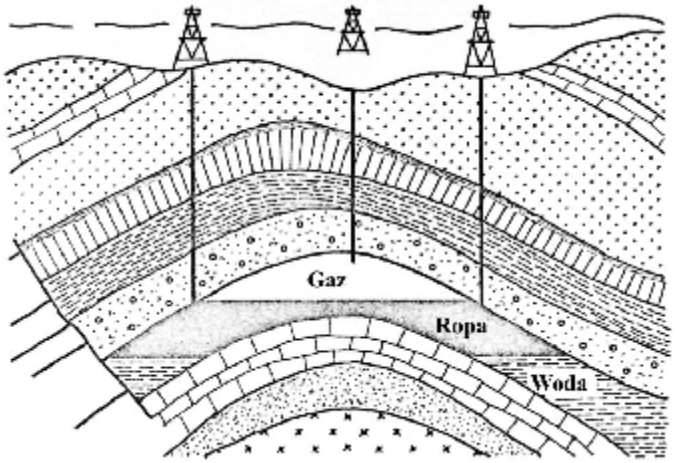
4.1. Rodzaje złóż gazu ziemnego

4.1.1. Materiał nauczania

Złoże gazu ziemnego jest to naturalne nagromadzenie gazu w przepuszczalnych porowatych lub szczelinowatych poziomach skał zbiornikowych [30].

Gaz ziemny występuje w przyrodzie przeważnie w charakterystycznych dla siebie układach geologicznych i to zarówno pod względem ich ukształtowania, jak i rodzaju pokładów.

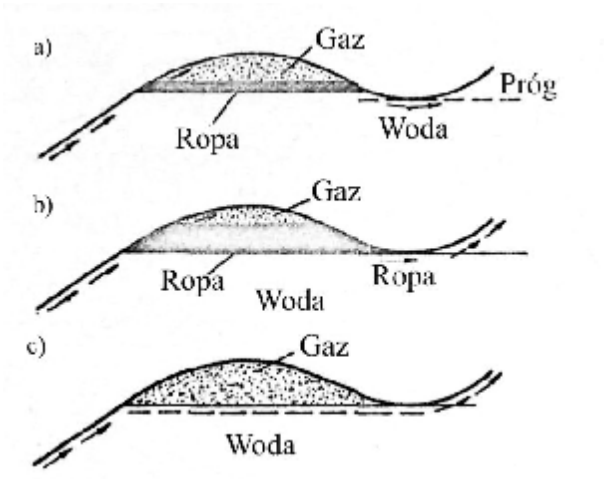
Skałami macierzystymi ropy i gazu były łupki ilaste i wapienne. Bituminy te znajdujemy jednak przeważnie w skałach przepuszczalnych, porowatych, jak piasek i piaskowce oraz w skałach szczelinowatych, na przykład dolomitach i wapieniach, o różnej miąższości i rozległości tworzących tak zwane zbiorniki, do których węglowodory przedostały się w wyniku migracji ze skał macierzystych pod wpływem zwiększonego ciśnienia, spowodowanego różnymi procesami geologicznymi, a przede wszystkim ciśnienia górotwórczego. Warunkiem powstania złoża ropy i gazu jest istnienie takiego zbiornika zbudowanego ze skał przepuszczalnych i otoczonego od góry (strop) i od dołu (spąg) skałami nieprzepuszczalnymi, stanowiącymi „pułapkę” dla ropy i gazu. „Pułapkę” dla gazu stanowią, miejsca w takich układach geologicznych, gdzie ulega zmianie kierunek upadu warstw, to znaczy w wierzchołku siodła. Może to być w regularnych formach antyklinalnych, jak to przedstawiono na rysunku 1 albo, co się częściej zdarza, w innych układach warstw i dyslokacjach tektonicznych.



Rys. 1. Przekrój przez regularne złoże ropy naftowej z czapą gazową [23, s. 104]

Gaz ziemny zalega w złożach znajdujących się na różnych głębokościach pod powierzchnią ziemi, dochodzących do kilku, a nawet kilkunastu tysięcy metrów. W zależności od głębokości zalegania złoża, gaz ziemny występuje w nim pod różnym ciśnieniem, którego wysokość odpowiada zwykle ciśnieniu hydrostatycznemu, odpowiadającemu temu poziomowi zalegania. Dlatego więc ciśnienie gazu w złożu jest na ogół tym większe, im głębiej złoże zalega. Ciśnienia złożowe są zwykle bardzo wysokie i osiągają niekiedy nawet kilkadziesiąt MPa. Umożliwia to przesył gazu w sieciach dalekosiężnych bez konieczności wstępnego sprężania. Jeżeli ciśnienie złożowe przekracza potrzeby celów przesyłowych gazu, można je wyzyskać w inny sposób, na przykład do napędu turbin.

Gaz ziemny występuje w takich złożach razem z ropą naftową, co jest zrozumiałe wobec wspólnego pochodzenia obu tych bituminów. Znane są także liczne złoża czysto gazowe, bez ropy naftowej. Tłumaczy się to późniejszym ujściem ropy ze wspólnych złóż ropno-gazowych szczelinami powstałymi w następstwie geologicznych przesunięć w warstwach ziemi lub w inny sposób, albo ujściem gazu przez słabo izolowane lub naruszone pokłady. Jeden z możliwych sposobów rozdzielenia się gazu i ropy w warstwach ziemi wyjaśnia rysunek 2.



Rys. 2. Schemat migracji ropy i gazu: a) gromadzenie się ropy i gazu i przemieszczanie się wody w kierunku wzniosu warstw, b) gromadzenie się gazu i przemieszczanie się ropy w stronę wzniosu warstw, c) ropa i gaz migrują w stronę wzniosu poziomu [23, s. 105]

Gaz, ropa naftowa i najczęściej także woda uwarstwiają się w porowatych zbiornikach skalnych zgodnie ze swym ciężarem właściwym, w wyniku czego gaz zajmuje pory ponad ropą, tworząc tak zwaną czapę gazową, a woda – pod ropą jako tak zwana woda podścielająca. Woda także otacza zwykle całe złoże w koło jako tak zwana woda okalająca i tworzy jego naturalne zamknięcie. Podobnie woda okalająca otacza zwykle i odcina zbiorniki skalne wypełnione gazem, któremu nie towarzyszy ropa.

Warunki powstawania gazu ziemnego miały zasadniczy wpływ na jego skład. Ponieważ warunki te były różne w poszczególnych przypadkach tworzenia się złóż gazowych, również i skład gazu z różnych złóż jest różny. W znacznej większości złóż gazu ziemnego metan jest dominującym składnikiem, a jego zawartość często znacznie przekracza 90%. Oprócz metanu występują w gazie ziemnym wyższe węglowodory szeregu metanu, przede wszystkim etan, propan, butan i izobutan, a niekiedy, zwykle w niewielkich ilościach, pentan i wyższe węglowodory tego szeregu wraz z izomerami. Oprócz węglowodorów alifatycznych występują czasem ich odpowiedniki nienasycone, jak etylen, propylen, butylen.

Oprócz węglowodorów występują w gazie ziemnym składniki niepalne, dwutlenek węgla i azot.

Gaz ziemny jest wiec mieszaniną lekkich węglowodorów szeregu parafinowego i innych gazów, wydobywanych ze złożą za pomocą odwiertów lub pochodzący z odgazowania ropy naftowej.

Szczególnie kłopotliwym zanieczyszczeniem niektórych gazów ziemnych jest siarkowodór (H_2S), występujący w różnych ilościach, od śladowych do kilkudziesięciu procent.

Ze względu na zawartość węglowodorów wyższych gazy ziemne dzieli się na dwie grupy:

1) gazy ziemny bezgazolinowy, zwane inaczej gazami „suchymi”,
2) gazy ziemny gazolinowy zwane inaczej gazami „mokrymi”.

Gazy „suche” składają się zwykle z czystego metanu z niewielką domieszką węglowodorów wyższych i gazów obojętnych, zawierając nie więcej niż $20 \cdot 10^{-3}$ kg/m^3 węglowodorów C_3^+. Pochodzą one zwykle ze złóż czysto gazowych.

Gazy „mokre” zawierają oprócz metanu większe ilości węglowodorów wyższych. Występują one zwykle w złożach ropno-gazowych i zawierające powyżej $20 \cdot 10^{-3}$ kg/m^3 węglowodorów C_3^+ oraz w tak zwanych złożach kondensatowych gdzie zawartość gazoliny w 1 m^3 wynosi ponad $150 \cdot 10^{-3}$ kg.

Ze względu na stan fizyczny i skład gazu złoża gazu można podzielić na:

1) złoża ropno-gazowe, w których gaz występuje w stanie roztworu w ropie i w stanie wolnym, nagromadzony w górnych partiach złóż ponad ropą naftową w tak zwanej czapie gazowej. Gaz z tych złóż zawiera zwykle większe ilości węglowodorów wyższych, co kwalifikuje go do grupy gazów „mokrych”,
2) złoża czysto gazowe bez ropy naftowej. Gaz z tych złóż składa się zwykle prawie wyłącznie z metanu z domieszką niewielkich ilości węglowodorów ciężkich i gazów nieczynnych. Jest to więc gaz „suchy”,
3) złoża kondensatowe, które różnią, się od normalnych złóż gazowych tym, że w złożach kondensatowych dla ściśle określonych mieszanin węglowodorów, w przedziałach temperatur wyższych od temperatury krytycznej, izotermiczne podwyższenie ciśnienia prowadzi do przejścia w parę bardzo ciężkich składników mieszaniny, a izotermiczne obniżenie ciśnienia prowadzi do skraplania się, czyli kondensacji tych składników. W praktyce złożami gazowo-kondensatowymi nazywa się takie złoża, w których węglowodory występujące w skale zbiornikowej znajdują się w stanie podobnym do gazu, a przy obniżaniu ciśnienia częściowo przechodzą w fazę ciekłą. W gazie ze złóż tego typu, w odróżnieniu od zwykłych złóż gazowych, występują znaczne ilości węglowodorów o wysokiej temperaturze wrzenia, odpowiadającej temperaturze wrzenia benzyny, nafty i oleju.

Złoża kondensatowe występują na znacznych głębokościach przy bardzo wysokich ciśnieniach złożowych (ponad 20 MPa) i wysokich temperaturach 360 K (90°C).

Zwykły sposób eksploatacji złóż kondensatowych, powodujący spadek ciśnienia, prowadzi do wykraplania się kondensatów w złożu i tym samym ich bezpowrotnej utraty. Dlatego przy odpowiednio dużych zasobach gazu w złożu i odpowiednio wysokiej zawartości kondensatu w gazie lepiej opłaca się prowadzenie eksploatacji przy stałym ciśnieniu złożowym równym ciśnieniu pierwotnemu, gdyż daje to możność wydobycia ponad 90% kondensatu. Ten sposób eksploatacji polega na wydzielaniu kondensatu z gazu na powierzchni i wtłaczaniu suchego gazu z powrotem w złoże przy ciśnieniu wyższym od ciśnienia głowicowego odwiertu.

Ze względu na skład gazu, złoża gazowe możemy podzielić na:

1. gazowe,
2. gazohydratowe,
3. gazokondensatowe,
4. gazokondensatowe z otoczką ropy,
5. ropa-gazokondensatowe,
6. gazokondensatowo-ropne.

Biorąc pod uwagę ciśnienie jakie panuje w złożu, dzielimy je na:

1. złoża o niskim ciśnieniu < 6 MPa,
2. złoża o średnim ciśnieniu – 6 do 10 MPa,
3. złoża o wysokim ciśnieniu – 10 do 30 MPa,
4. złoża o bardzo wysokim ciśnieniu > 30 MPa.

W ogólnej masie węglowodorów występujących w skorupie ziemskiej (rozproszonych w skałach osadowych, rozpuszczonych w wodach podziemnych oraz nagromadzonych

w złożach) jest część, której nie uwzględnia się w klasyfikacji, dlatego złoża gazu dzielimy również w zależności od zasobności, czyli:

1. bardzo małe – do 5 mld m^3 gazu,
2. małe – 5–10 mld m^3 gazu,
3. średnie – 10–50 mld m^3 gazu,
4. duże – 50–100 mld m^3 gazu,
5. bardzo duże – 100–500 mld m^3 gazu,
6. giganty – 500–1000 mld m^3 gazu,
7. unikalne – ponad 1000 mld m^3 gazu.

Bilansowaniem, czyli opłacalnością potencjalnych zasobów obejmuje się węglowodory w takich złożach, które nadają się do ekonomicznie opłacalnej eksploatacji obecnie lub mogą się nadawać w bliskiej perspektywie, w konsekwencji ustawicznego postępu techniki wydobywczej.

Zasoby, które opłaca się eksploatować nazywa się często skrótowo bilansowymi. O tej opłacalności decyduje nie tylko poziom techniki wydobywczej, lecz także niekiedy lokalizacja i wielkość złóż. Zdarza się bowiem, że nawet wydajne odwierty nie są eksploatowane, gdy złoże znajduje się albo na terenach niedostępnych, albo bardzo odległych od rejonów uprzemysłowionych. Zasoby w złożach, których nie opłaca się eksploatować bywają nazywane pozabilansowymi.

Często używa się ponadto pojęcia tzw. zasobów geologicznych oraz zasobów wydobywalnych. Zasobami geologicznymi nazywa się objętość węglowodorów zawartych w złożu (przeliczoną na warunki normalne); natomiast tę część tych zasobów, którą przy zastosowaniu określonych metod eksploatacyjnych można wydobyć na powierzchnię, nazywa się zasobami wydobywalnymi. W przypadku złóż gazu ziemnego stanowią one zazwyczaj ponad 80% zasobów geologicznych.

4.1.2. Pytania sprawdzające

Odpowiadając na pytania, sprawdzisz, czy jesteś przygotowany do wykonania ćwiczeń.

1. Co to jest złoże gazu ziemnego?
2. Co to jest woda podścielająca?
3. Co to jest woda okalająca?
4. Jaki jest dominujący składnik gazu ziemnego?
5. Jak dzielimy gaz ziemny ze względu na zawartość węglowodorów wyższych i z czego się składają?
6. Jak dzielimy złoża gazu ze względu na stan fizyczny i skład gazu?
7. Jak dzielimy złoża gazu ze względu na ciśnienie, jakie w nich panuje?
8. Jak dzielimy złoża gazu pod względem na zasobności?
9. Co to są złoża bilansowe?

4.1.3. Ćwiczenia

Ćwiczenie 1

Przedstaw graficznie schemat migracji ropy naftowej i gazu ziemnego uwzględniając poszczególne etapy migracji ropy i gazu. Na schemacie zaprezentuj układ poszczególnych frakcji.

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:

1) przeanalizować temat zadania,

2) przygotować przybory rysunkowe i arkusze papieru,
3) wykonać uproszczony przekrój geologiczny złoża ropno-gazowego,
4) oznacz na przekroju geologicznym poszczególne frakcje,
5) zaznaczyć kierunki przepływu mediów,
6) zaprezentować wyniki swojej pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:
- przybory rysunkowe: linijka, ołówek gumka,
- kartka papieru A4,
- zeszyt.

Ćwiczenie 2

Korzystając z tablic fizycznych oraz informacji podanych w opracowaniu, dokonaj zamiany jednostek ciśnień granicznych z MPa na bar, biorąc pod uwagę podział złóż ze względu na ciśnienie w nich panujące.

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:
1) przeanalizować treść zadania,
2) odszukać w tablicach fizycznych przeliczników ciśnień (z MPa na bar),
3) odszukać w opracowaniu wartości ciśnień granicznych dla złóż,
4) obliczyć ciśnienia graniczne uwzględniając zmianę jednostek,
5) zaprezentować wyniki swojej pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:
- tablice fizyczne,
- kalkulator,
- przybory do pisania,
- zeszyt.

4.1.4. Sprawdzian postępów

Czy potrafisz:

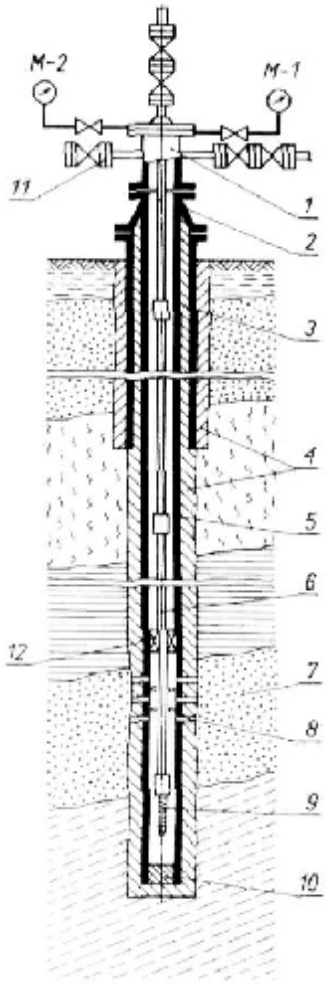
		Tak	Nie
1)	wyjaśnić w jakiego typu skałach gromadzi się gaz ziemny?	□	□
2)	wymienić skały macierzyste dla ropy i gazu?	□	□
3)	objaśnić warunek powstania złoża ropy i gazu?	□	□
4)	wyjaśnić jakie miejsca stanowią pułapkę dla gazu ziemnego?	□	□
5)	omówić w jaki sposób uwarstawia się gaz, ropa naftowa i woda złożowa w porowatych zbiornikach?	□	□
6)	wyjaśnić co wchodzi w skład gazu mokrego (oprócz metanu)?	□	□
7)	wyjaśnić co to jest gaz,,mokry”?	□	□
8)	wyjaśnić co to jest gaz,,suchy”?	□	□
9)	omówić jakie złoża obejmuje się bilansowaniem?	□	□

4.2. Uzbrojenie wgłębne i napowierzchniowe odwiertu gazowego, urządzenia technologiczne

4.2.1. Materiał nauczania

W odwiertach gazowych (oraz ropnych) stosowany jest różny sprzęt wydobywczy, który można podzielić na sprzęt wgłębny i napowierzchniowy (rys. 3).

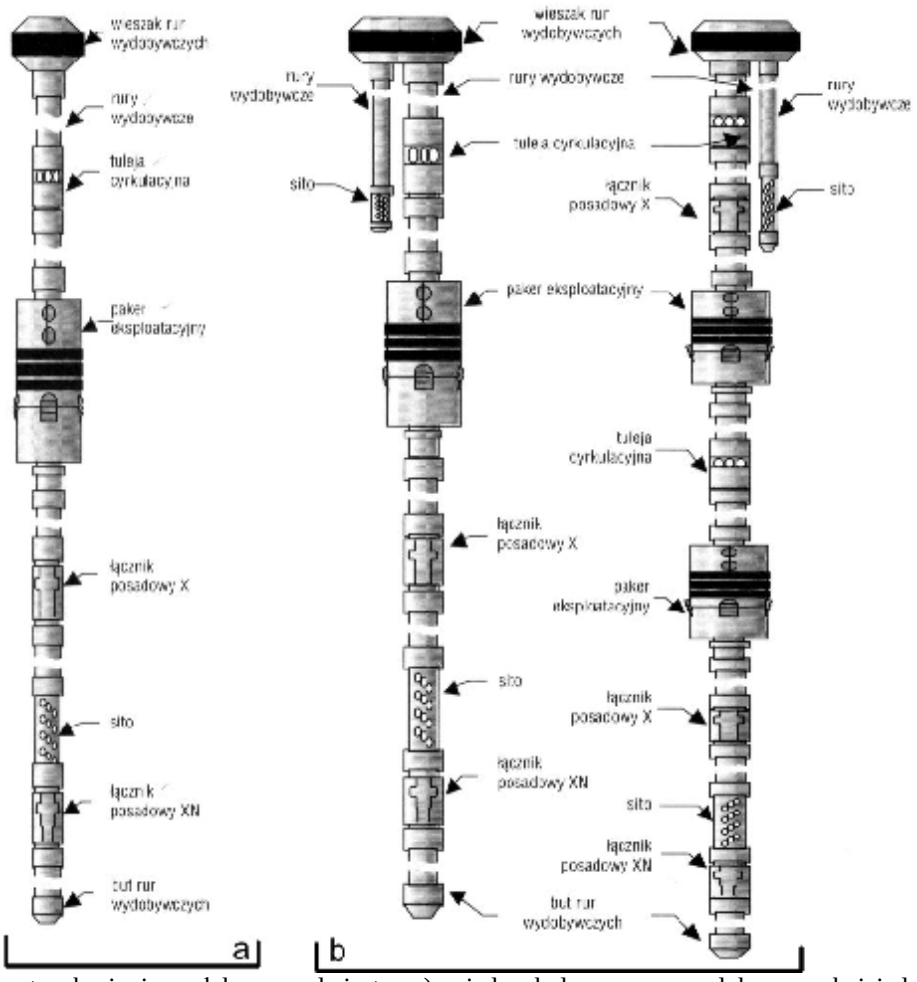
Główne wyposażenie wgłębne odwiertów gazowych stanowią: rury wydobywcze, pakery, łączniki posadowe, tuleje przepływowe, łączniki grubościenne, oraz zawory bezpieczeństwa różnych konstrukcji (rys. 4).



Rys. 3. Schemat odwiertu gazowego: 1 – głowica eksploatacyjna, 2 – więźba rurowa, 3 – kolumna rur prowadnikowych, 4 – płaszcz cementowy, 5 – kolumna rur eksploatacyjnych, 6 – rury wydobywcze, 7 – złoże gazowe, 8 – perforacja rur, 9 – sito rur wydobywczych, 10 – korek cementowy, 11 – zaślepka lub zasuwa, 12 – paker, M – manometry, Ml – pomiar ciśnienia w rurach eksploatacyjnych, M2 – w rurach wydobywczych [10, s. 130]

Rury wydobywcze

Rury wydobywcze są najważniejszym elementem wyposażenia wgłębnego odwiertów gazowych. Zmniejszenie kosztu eksploatacji rur wydobywczych może dać duże oszczędności, dlatego też pracujący w kopalniach powinni być zainteresowani w rozwiązaniu tego zagadnienia techniczno-ekonomicznego.



Rys. 4. Schemat uzbrojenia wgłębnego odwiertu: a) z jedna kolumną rur wydobywczych i jednym pakerem eksploatacyjnym, b) z dwiema kolumnami rur wydobywczych i jednym lub dwoma pakerami eksploatacyjnymi [13, s. 94]

W praktyce przemysłowej wykazano, że rury wydobywcze często nie nadają się do eksploatacji z następujących przyczyn:

- Przedwczesne ich zużycie i brak hermetyczności połączeń gwintowych, powstające w wyniku częstego ich skręcania i rozkręcania, bez przestrzegania zasad prawidłowej eksploatacji (zły jakościowo smar, brak ochraniaczy połączeń gwintowych przy układaniu i podnoszeniu z pomostu rurowego, nieosiowe ich skręcanie przy nieodpowiednim momencie obrotowym, itp.).
- Korozja zwykła i chemiczna rur wydobywczych w środowisku korodującym wody złożowej, H_2S lub $C0_2$.
- Rozkręcanie połączeń gwintowych przy wyciąganiu rur wydobywczych z odwiertu nieodpowiednimi kluczami wywierającymi ostrzami nadmierne dociski co powoduje ich zużycie a czasem zgniecenie.
- Defekty powstałe w czasie ich produkcji w hutach, wtrącenia niemetaliczne oraz znaczne naprężenia zwłaszcza na połączeniach gwintowych. Przestarzałe konstrukcje połączeń gwintowych rur wydobywczych, nie zapewniające należytej szczelności połączenia gwintowego złączkowego, zwłaszcza przy eksploatacji ich na dużych głębokościach i ciśnieniach oraz w wysokich temperaturach.
- Skręcanie połączeń gwintowych nieodpowiednim momentem (np. kluczami ręcznymi) co może powodować niedokręcenie połączenia a w czasie eksploatacji kolumny rur wydobywczych ścieranie i uszkodzenie gwintu, nieszczelność połączenia jak również

rozkręcanie się połączeń i upadek części kolumny rur wydobywczych do odwiertu.

Bardzo dużo rur wydobywczych ulega przyspieszonemu zużyciu w wyniku korozji. Szczególnie intensywnie rury wydobywcze zużywają się jeżeli znajdują się w środowisku korozyjnym.

Dla zmniejszenia oddziaływania korozyjnego na rury wydobywcze, stosuje się:

- do odwiertu, poprzez zatłoczenie, różne inhibitory korozji,
- powlekanie rur wydobywczych lakierami przeciwkorozyjnymi i smołami epoksydowymi,
- pokrywanie rur wydobywczych metaliczną ochronną warstwą (cynkowanie, glinowanie dyfuzyjne).

W przypadku występowania w ropie naftowej lub gazie ziemnym H_2S zatłacza się inhibitory korozji w sposób ciągły lub okresowy. Przy korozji rur najszybciej zużywają się połączenia gwintowe, gdzie grubość ścianki rur jest najmniejsza.

Rury wydobywcze używane są jako wyposażenie wgłębne w odwiertach wydobywczych ropno-gazowych, gazowych oraz w odwiertach zatłaczających ciecze pod ciśnieniem. Służą one do ochrony rur okładzinowych przed korozją, w przypadku dodatkowego użycia pakera i cieczy nadpakerowych. Chronią również przed uszkodzeniem rur okładzinowych od działania ciśnienia wewnętrznego w głębokich odwiertach gazowych, w czasie wydobywania gazu ziemnego i podczas wykonywania pod ciśnieniem zabiegów hydraulicznego szczelinowania lub kwasowania skał zbiornikowych.

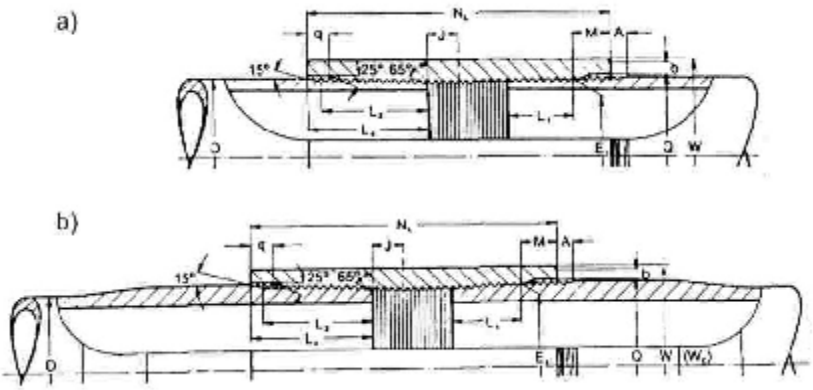
Ze względu na różnorodność warunków technicznych i złożowych, występowanie różnych płynów złożowych oraz ze względu na stosowanie różnych schematów orurowania i konstrukcje odwiertów, rury wydobywcze produkowane są o różnych nominalnych znormalizowanych średnicach (60,3; 73,0; 88,9; 101,6 oraz 114,3 mm), z różnych gatunków stali (J 55; C 75; L 80; N 80; C 95 oraz P 105) o znormalizowanych parametrach wytrzymałościowych (tabela 1).

Tabela 1. Wymiary i własności mechaniczne rur wydobywczych według. API [13, s. 30]

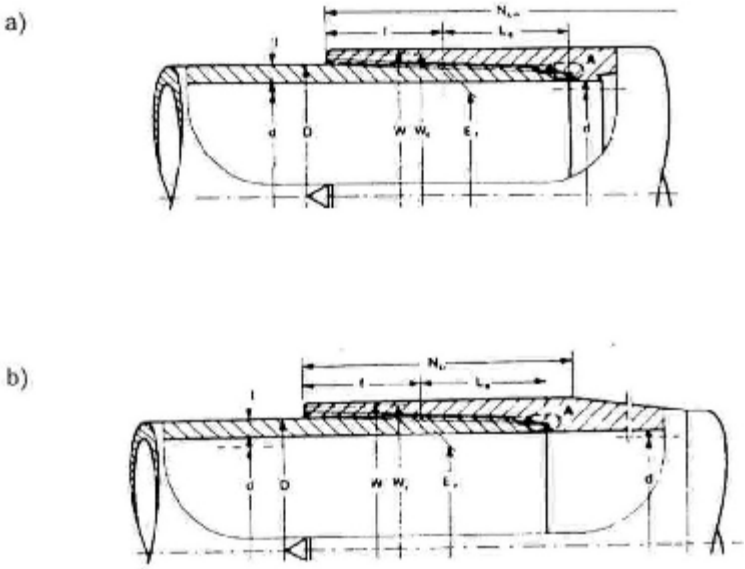
<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="3">Średnica zewnętrzna</th><th colspan="4">Ciężar</th><th colspan="2" rowspan="3">Ścianka</th><th colspan="2" rowspan="3">Średnica wewnętrzna</th><th colspan="2" rowspan="3">Szablon</th><th colspan="4">Średnica zewnętrzna złączki</th><th rowspan="3">Pojemność</th></tr>
<tr><th colspan="4">Typ połączenia</th><th colspan="4">Typ połączenia</th></tr>
<tr><th colspan="2">niespęczane</th><th colspan="2">spęczane</th><th colspan="2">niespęczane</th><th colspan="2">spęczane</th></tr>
<tr><td>in</td><td>mm</td><td>Ibs/ft</td><td>kg/m</td><td>Ibs/ft</td><td>kg/m</td><td>in</td><td>mm</td><td>in</td><td>mm</td><td>in</td><td>mm</td><td>in</td><td>mm</td><td>in</td><td>mm</td><td>l/m</td></tr>
<tr><td>1,66</td><td>42,2</td><td>2,3</td><td>3,4</td><td>2,40</td><td>3,6</td><td>0,14</td><td>3,6</td><td>1,38</td><td>35,1</td><td>1,29</td><td>32,7</td><td>2,05</td><td>52,2</td><td>2,20</td><td>55,9</td><td>1,0</td></tr>
<tr><td>1,90</td><td>48,3</td><td>2,8</td><td>4,1</td><td>2,90</td><td>4,3</td><td>0,15</td><td>3,7</td><td>1,61</td><td>40,9</td><td>1,52</td><td>38,5</td><td>2,20</td><td>55,9</td><td>2,50</td><td>63,5</td><td>1,3</td></tr>
<tr><td rowspan="3">2 3/8</td><td rowspan="3">60,3</td><td>4,0</td><td>6,0</td><td colspan="2">–</td><td>0,17</td><td>4,2</td><td>2,04</td><td>51,8</td><td>1,95</td><td>49,5</td><td>2,88</td><td>73,0</td><td colspan="2">–</td><td>2,1</td></tr>
<tr><td>4,6</td><td>6,8</td><td>4,70</td><td>7,0</td><td>0,19</td><td>4,8</td><td>2,00</td><td>50,6</td><td>1,90</td><td>48,3</td><td colspan="2">–</td><td rowspan="2">3,06</td><td rowspan="2">77,8</td><td>2,0</td></tr>
<tr><td>5,8</td><td>8,6</td><td>5,95</td><td>8,9</td><td>0,25</td><td>6,5</td><td>1,87</td><td>47,4</td><td>1,77</td><td>45,0</td><td>2,88</td><td>73,0</td><td>1,8</td></tr>
<tr><td rowspan="3">2 7/8</td><td rowspan="3">73,0</td><td>6,4</td><td>9,5</td><td>6,50</td><td>9,7</td><td>0,22</td><td>5,5</td><td>2,44</td><td>62,0</td><td>2,35</td><td>59,6</td><td rowspan="3">3,50</td><td rowspan="3">88,9</td><td rowspan="3">3,67</td><td rowspan="3">93,2</td><td>3,0</td></tr>
<tr><td>7,8</td><td>11,6</td><td>7,90</td><td>11,8</td><td>0,28</td><td>7,0</td><td>2,32</td><td>59,0</td><td>2,23</td><td>56,6</td><td>2,7</td></tr>
<tr><td>8,6</td><td>12,8</td><td>8,70</td><td>12,9</td><td>0,31</td><td>7,8</td><td>2,26</td><td>57,4</td><td>2,17</td><td>55,0</td><td>2,6</td></tr>
<tr><td rowspan="4">31/2</td><td rowspan="4">88,9</td><td>7,7</td><td>11,5</td><td colspan="2">–</td><td>0,22</td><td>5,5</td><td>3,07</td><td>77,9</td><td>2,94</td><td>74,8</td><td rowspan="2">4,25</td><td rowspan="2">108,0</td><td colspan="2">–</td><td>4,8</td></tr>
<tr><td>9,2</td><td>13,7</td><td>9,30</td><td>13,8</td><td>0,25</td><td>6,5</td><td>2,99</td><td>76,0</td><td>2,87</td><td>72,8</td><td>4,50</td><td>114,3</td><td>4,5</td></tr>
<tr><td>10,2</td><td>15,2</td><td colspan="2">–</td><td>0,29</td><td>7,3</td><td>2,92</td><td>74,2</td><td>2,80</td><td>71,0</td><td colspan="4">–</td><td>4,3</td></tr>
<tr><td>12,7</td><td>18,9</td><td>12,95</td><td>19,3</td><td>0,38</td><td>9,5</td><td>2,75</td><td>69,9</td><td>2,63</td><td>66,7</td><td>4,25</td><td>108,0</td><td>4,50</td><td>114,3</td><td>3,9</td></tr>
</table>

Rury wydobywcze produkowane są o różnych grubościach ścianki o końcach niespącznianych (rys. 5a) lub spęcznianych na zewnątrz (rys. 5b), ze złączkami mufowymi z gwintem zaokrąglonym lub ze specjalnymi złączkami z połączeniem gwintowym TDS (Tubing Double Seal), ze zmodyfikowanym gwintem typu Buttress (rys. 6a), o wysokości gwintu 1,0 mm i zbieżności stożka połączenia gwintowego 1,16.

Firmy produkujące rury wydobywcze w swojej ofercie dysponują również rurami ze specjalnych stali antykorozyjnych, odpornych na działanie H_2S oraz CO_2, gatunku: MW C 90; MWCr 13 80; MWCr 13 95; AF 22 65; AF 22 100; AF 22 130.



Rys. 5. Rury wydobywcze z gwintem trójkątnym: a) rura wydobywcza złączkowa o końcach nie-spęcznianych, b) rura wydobywcza o końcach spęcznianych na zewnątrz z gwintem trójkątnym [3, s. 49]



Rys. 6. Rury wydobywcze bezzłączkowe typu TDS: a) rura wydobywcza bezzłączkowa z podwójnym uszczelnieniem połączenia gwintowego typu TDS (Tubing Double Seal) o końcach niespęcznianych, b) rura wydobywcza typu TDS z końcem spęcznianym na połączeniu mufowym [3, s. 50]

Rury wydobywcze produkowane są również z połączeniem bezzłączkowym integralnym, typu TDS (rys. 6b) z podwójnym uszczelnieniem połączenia gwintowego. Końce rur wydobywczych z połączeniem integralnym (bezzłączkowym) nie są spęczniane w części gwintowanej czopa, natomiast spęcznienie końca rury na zewnątrz mają w części gwintowanej mufy. Rury wydobywcze z połączeniem gwintowym typu TDS mają na zewnętrznej części cylindrycznej uszczelnienie typu metal-metal oraz specjalne uszczelnienie czopa i mufy połączenia gwintowego.

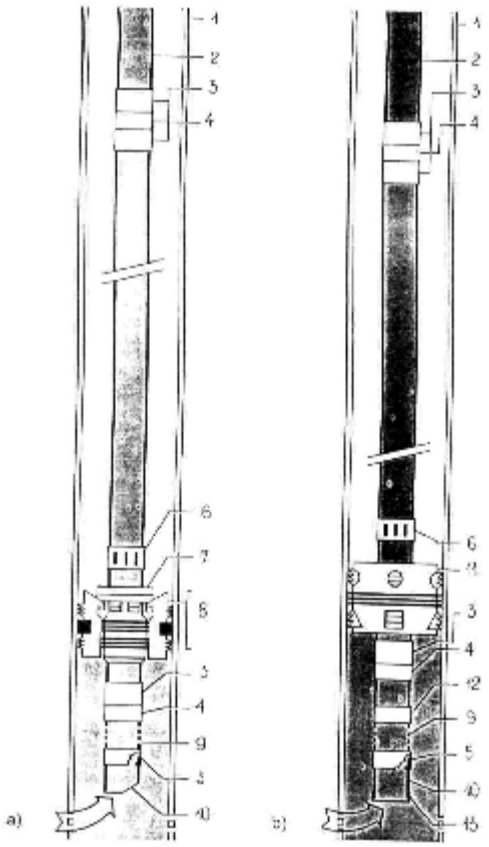
Pakery

Do wgłębnych urządzeń uszczelniających przestrzeń pierścieniową odwiertu zalicza się pakery, które zapina się w odwiercie na rurach wydobywczych nad poziomem ropo – lub gazonośnym (rys. 7a) lub w rurach okładzinowych (rys. 7b). W odwiertach wydobywczych używa się często pakerów łącznie z wgłębnymi zaworami bezpieczeństwa, odcinającymi w razie potrzeby przepływ płynu złożowego.

Pakerem nazywa się narzędzie wgłębne stosowane w otworach wiertniczych i odwiertach wydobywczych. Umożliwia ono uszczelnienie przestrzeni pierścieniowej między przewodem wiertniczym a ścianą otworu lub rurami okładzinowymi, albo między rurami wydobywczymi a rurami okładzinowymi w odwiercie wydobywczym, w celu uniemożliwienia przepływu pionowego płynu złożowego przez uszczelnioną przestrzeń pierścieniową między rurami. Są one czasem nazywane pakerami produkcyjnymi.

Różne rodzaje, typy i modele pakerów stosuje się w celu:

- oddzielenia ciśnienia, w otworze lub w odwiercie, od działania na rury okładzinowe,
- oddzielenia płynów otworowych lub odwiertowych od rur okładzinowych,
- poprawienia warunków krążenia i skierowania przepływu płynu złożowego przez głowicę eksploatacyjną,
- oddzielenia różnych poziomów skał zbiornikowych lub odcinków otworu względnie odcinków odwiertu od siebie,
- utrzymania cieczy ciężkich lub cieczy służących do obróbki w przestrzeni pierścieniowej rur okładzinowych,
- oddzielenia się od strefy perforowanej odwiertu, zamiast wykonywania zabiegu docementowywania rur okładzinowych w odwiercie,
- wyeliminowania działania gazodźwigu na złoże lub oddzielenia płynu dostarczającego moc hydrauliczną,
- zakotwiczenia rur wydobywczych w rurach okładzinowych, zainstalowania pompy wgłębnej na rurze wydobywczej lub w rurze okładzinowej,
- zminimalizowania strat ciepła przez wykorzystanie międzyrurowej, pustej przestrzeni pierścieniowej jako izolatora termicznego,
- odizolowania miejsca przecieku rur okładzinowych lub miejsca przecieku płynu w rurach okładzinowych na długości zakładki linera,
- ułatwienia wykonywania czasowych operacji serwisowych (np. stymulacji przypływu płynu złożowego lub zatłaczania w poziom produktywny cieczy roboczych),
- odcięcia potencjalnej drogi erupcji płynu złożowego, np. w przypadku, gdyby głowica eksploatacyjna mogła zostać uszkodzona.



Rys. 7. Schemat usytuowania pakera produkcyjnego w rurach okładzinowych dla eksploatacji jednego poziomu skały zbiornikowej: a) paker produkcyjny stały (nieodpinalny), b) paker produkcyjny, hydrostatyczny, modelu „FH": 1 – rura okładzinowa, 2 – rura wydobywcza, 3 – łącznik mufowy, 4 – łącznik rurowy gniazdowy modelu „F", 5 – łącznik rurowy gniazdowy modelu „R", 6 – mufa cyrkulacyjna z tuleją modelu „L", 7 – kołnierz uszczelniający, 8 – paker modelu „F-1", modelu „D" lub modelu „DA", 9 – łącznik rur wyd. perforowany, 10 – rura wydobywcza, 11 – paker odpinalny, jednokolumnowy, hydrostatyczny, modelu „FH", 12 – łącznik hydrauliczno-przesuwny, ciśnieniowy, modelu „D", 13 – but rur wydobywczych [3, s. 165]

Istnieje bardzo dużo różnych typów, modeli i konstrukcji pakerów, produkowanych przez wielu wytwórców, którzy oferują szeroki wybór różnych typów, modeli i konstrukcji pakerów w zależności: od ich przeznaczenia, metody kotwiczenia i odpinania pakerów w rurach okładzinowych, od kierunku przyłożenia ciśnienia różnicowego, które będzie działać na zestaw pakerowy, oraz od wymiarów i ilości otworów przelotowych dla przechodzących i uszczelnianych przez paker kolumn rur wydobywczych.

Pakery mogą być ogólnie sklasyfikowane jako:

- pakery lub zestawy pakerowe wyciągalne z odwiertu po ich wykorzystaniu i odpięciu w rurach okładzinowych,
- pakery stałe, nie dające się odpiąć i wyciągnąć z odwiertu,
- pakery częściowo stałe, które po ich wykorzystaniu mogą być odpięte i wyciągnięte na powierzchnię.

Ze względu na metodę kotwiczenia, pakery i zestawy pakerowe dzielą się na zapinane w rurach okładzinowych przy użyciu liny, kotwiczone mechanicznie lub zapinane hydraulicznie.

Pakery wyciągalne z odwiertu mogą być kotwiczone w rurach okładzinowych mechanicznie lub zapinane hydraulicznie przy użyciu przewodu rurowego. Metody zapinania lub kotwiczenia mechanicznego pakerów i zestawów pakerowych polegają na obrocie, manewrowaniu kolumną rur wydobywczych lub przewodu rurowego, przemieszczaniu

kolumny rur w dół, w celu wywarcia nacisku osiowego na paker, lub na podciąganiu i napinaniu przewodu rurowego, w celu przekazania napięcia na zespół kotwiczny i uszczelniający paker w rurach okładzinowych.

Pakery hydrauliczne zapinane są w rurach okładzinowych przez wywarcie na paker lub zespół pakerowy ciśnienia różnicowego, przekazywanego przez rury wydobywcze. Po zapięciu zestawu kotwicznego, paker utrzymuje sposobem mechanicznym swoją pozycję dociskową – elementami uszczelniającymi do powierzchni rury okładzinowej.

Łączniki posadowe

Są to urządzenia instalowane w kolumnie rur wydobywczych w celu posadawiania w nich korków blokujących, zaworów bezpieczeństwa, zaworów wyrównawczych, itp. Łączniki te można podzielić na dwa główne typy:

- łączniki posadowe przelotowe tzw. Selektywne,
- łączniki posadowe nieprzelotowe tzw. „No-Go”.

Łączniki posadowe przelotowe są to łączniki o określonych profilach wewnętrznych (np.: X, R, OTIS), o określonych średnicach wewnętrznych w zależności od rur wydobywczych. Nie wymagają one kodu pozycyjnego, ani określonej kolejności montażu w kolumnie rur wydobywczych, dlatego też w jednym odwiercie może być zainstalowanych tyle łączników, ile jest potrzebnych. Łączniki te są całkowicie selektywne i bardzo wygodne z punktu widzenia późniejszej eksploatacji jak również jakichkolwiek późniejszych prac prowadzonych w odwiercie.

Łączniki posadowe nieprzelotowe mają inną konstrukcję profilu wewnętrznego, zmniejszoną średnicę wewnętrzną w dolnej części (np.: XN, RN OTIS) celem zabezpieczenia się przed ewentualną utratą narzędzi i sprzętu stosowanego do prac wgłębnych przy użyciu windy. Łączniki te w górnej swej części posiadają taką samą średnicę wewnętrzną jak łączniki selektywne.

W związku z tym narzędzia, które stosuje się w łącznikach selektywnych można po nieskomplikowanym przezbrojeniu stosować z powodzeniem w łącznikach nieprzelotowych. Są one używane głównie jako ostatni łącznik posadowy w kolumnie rur wydobywczych. W przypadku konieczności zastosowania większej ich liczby w jednej kolumnie, górne łączniki posadowe nieprzelotowe muszą mieć o wymiar większą średnicę, co wymaga stosowania kolumny kombinowanej.

Tuleje przepływowe

Są narzędziami umożliwiającymi uzyskanie dostępu przez rury wydobywcze do przestrzeni pierścieniowej, między rurami okładzinowymi a rurami wydobywczymi. Tuleje przepływowe rur wydobywczych mają otwory przepływowe otwierane i zamykane przy użyciu narzędzia wgłębnego zapuszczanego na linie.

Przy projektowaniu uzbrojenia wgłębnego należy przewidzieć czy będzie konieczna komunikacja pomiędzy wnętrzem rur wydobywczych a przestrzenią pierścieniową odwiertu, Zasadą przy stosowaniu tulei przepływowych jest umiejscowienie ich nad pakerem.

Montowanie tulei przepływowej w kolumnie rur wydobywczych nad pakerem jest praktyczne w przypadku prowadzenia następujących prac technologicznych w odwiercie:

- wytłaczania cieczy z wnętrza rur wydobywczych cieczą o małej gęstości; unika się w ten sposób zapuszczania do wnętrza kolumny rur wydobywczych elastycznych rurek mało średnicowych,
- likwidacji spodu odwiertu przed wyciągnięciem z niego rur wydobywczych lub przed rekonstrukcją spodu odwiertu,
- zamianie cieczy odwiertowej na ciecz nadpakerową (np.: zamiana płuczki na solankę, wodę),

– testowania wgłębnego zaworu bezpieczeństwa,
– uzyskania chwilowego dostępu do strefy rur okładzinowych, aby można było zassać płyn złożowy lub zmienić rozkład ciśnień wgłębnych w odwiercie,
– ułatwiania wypłukania piasku ze spodu odwiertu w wyniku operacji tłokowania, wykonywanej z użyciem liny łyżkowej.

Łączniki grubościenne

Stosowane są przy selektywnej eksploatacji w celu ochrony rur wydobywczych przed erozyjnym zniszczeniem na odcinku interwału produkcyjnego. Instalowane są również w kolumnie rur wydobywczych powyżej oraz poniżej miejsca, gdzie występują zawirowania przepływu mogące działać erozyjnie na rury wydobywcze połączone bezpośrednio z tymi elementami. Przykładem może być podpowierzchniowy zawór bezpieczeństwa.

Zawory bezpieczeństwa

Ze względu na konstrukcję elementu zamykającego zawory bezpieczeństwa dzieli się na:
– klapowe,
– kulowe.

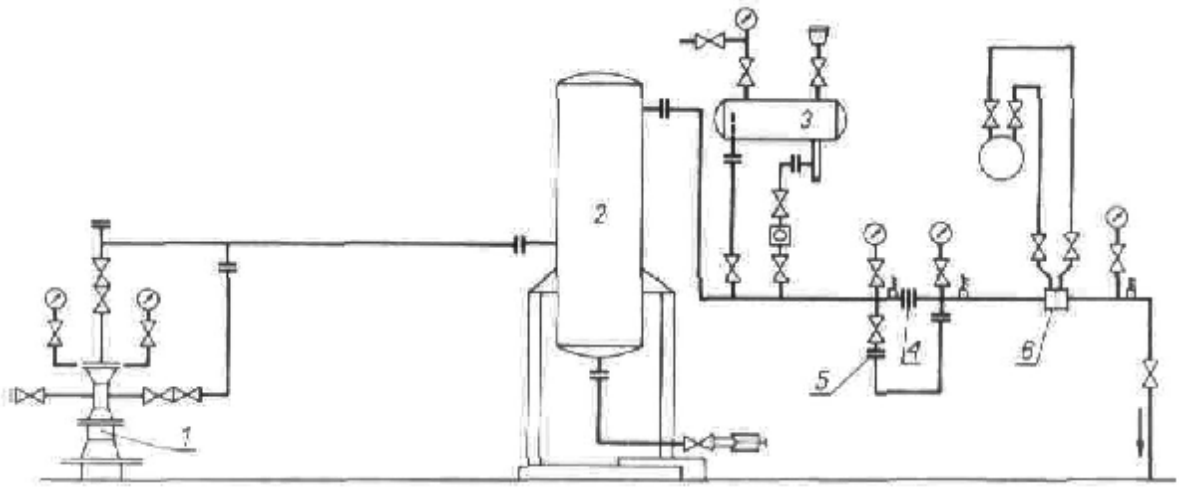
Ze względu na rodzaj uszczelnienia trzpienia transmisyjnego na:
– uszczelnienie elastomerowe,
– uszczelnienie typu metal-metal.

W wgłębne zawory bezpieczeństwa należy wyposażać odwierty gdzie gaz eksploatowany zawiera płyny toksyczne (np. H_2S). Na świecie stosowane są dość powszechnie i nie tylko w odwiertach z zawartością H_2S, bowiem zapewniają bezpieczeństwo na wypadek zaistnienia różnych kataklizmów na powierzchni terenu, takich jak pożar czy wojna.

Do wyposażenia napowierzchniowego odwiertów wydobywczych zaliczamy: głowice eksploatacyjne różnych konstrukcji, więźby i wieszaki rur wydobywczych, zwężki przepływowe (odcinek pomiarowy), zawory i zasuwy wysokociśnieniowe oraz powierzchniowe zawory bezpieczeństwa.

Wyposażenie napowierzchniowe odwiertu gazowego powinno umożliwiać (rys. 8):
1. ograniczenie natężenia wypływu gazu lub utrzymania określonego ciśnienia na głowicy,
2. oddzielenie cząstek stałych i cieczy od gazu,
3. pomiar objętościowego natężenia odbioru wydobywanego gazu,
4. zabezpieczenie przed tworzeniem się hydratów.

W nowszych rozwiązaniach oddzielacz (separator) służący do oddzielania cząstek stałych i kropel cieczy od gazu usytuowany jest w ośrodku zbiorczym gazu napływającego z kilku, a nawet kilkunastu odwiertów. W sprzyjających warunkach gaz do tego ośrodka przesyłany jest pod ciśnieniem bliskim ciśnieniu na głowicach odwiertów.



Rys. 8. Instalacja naziemna (uzbrojenie napowierzch.) bezpośrednio współpracująca z odwiertem gazowym: 1 – głowica eksploatacyjna, 2 – oddzielacz, 3 – urządzenie do dodawania metanolu, 4 – zwężka pomiaru przepływu, 5 – zwężka do tzw. syfonowania, 6 – odcinek pomiarowy [10, s. 130]

Głowice eksploatacyjne

Głowice eksploatacyjne spełniają rolę zamknięcia powierzchniowego wylotu odwiertu, stanowiąc zabezpieczenie przed przedostaniem się węglowodorów na zewnątrz.

Głowica eksploatacyjna lub inne zamknięcia wylotu odwiertu wydobywczego powinny być szczelne i wytrzymałe na największe przewidywane ciśnienie głowicowe i wyposaża się je w urządzenia zamykające, za pomocą których przerywa się wydobycie z kolumny rur wydobywczych oraz kolumny eksploatacyjnej [16].

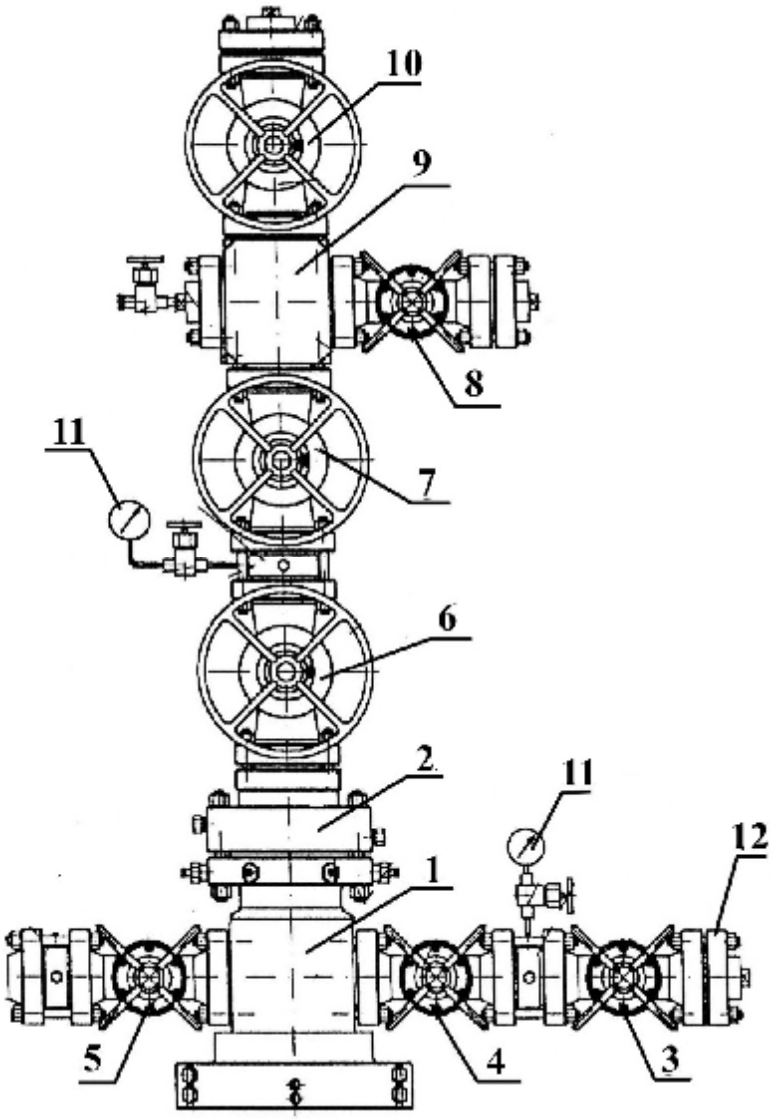
Konstrukcja głowicy eksploatacyjnej powinna zapewnić możliwość wpuszczania wgłębnych przyrządów pomiarowych oraz pobór próbek płynu złożowego [16].

Wielkość, budowa i ciśnienie głowicy eksploatacyjnej związane są z wymaganiami konstrukcyjnymi schematu zarurowania odwiertu (np. średnicami rur okładzinowych).

Standardowe ciśnienia głowic eksploatacyjnych wynoszą: 7, 14, 21, 35, 70, 105 i 140 MPa. Głowice eksploatacyjne posiadają połączenia kołnierzowe, aczkolwiek przy głowicach eksploatacyjnych przewidzianych na małe ciśnienia robocze < 14 MPa, zezwala się na używanie połączeń gwintowych.

Dolna część głowicy eksploatacyjnej powinna posiadać połączenie do przestrzeni pierścieniowej rur okładzinowych i wydobywczych, zakończone szpilkami lub kołnierzami z wewnętrznym połączeniem gwintowym dla wymiany bocznej zasuwy wylotu odwiertu. Kołnierz górny głowicy eksploatacyjnej powinien posiadać śruby mocujące dla unieruchomienia wieszaka rur wydobywczych.

Średnica wewnętrzna otworu przelotowego i górnego (szczytowego) głowicy eksploatacyjnej oraz połączenia kołnierzowe są na ogół znormalizowane dla wymagań wyposażenia i serwisów (wymiaru głowicy przeciwerupcyjnej i średnic zewnętrznych pakera i różnych narzędzi wgłębnych).



Rys. 9. Schemat głowicy eksploatacyjnej: 1 – Zespół korpusu (wieszak rur wydobywczych), 2 – zespół pokrywy, 3 – zasuwa robocza na przestrzeni, 4 – zasuwa awaryjna na przestrzeni, 5 – zasuwa na zatłaczaniu, 6 – zasuwa awaryjna na rurach wydobywczych, 7 – zasuwa robocza na rurach wydobywczych, 8 – zasuwa boczna, 9 – kostka (czwórnik), 10 – zasuwa zabiegowa, 11 – króciec manometryczny, 12 – kołnierz [4, s. 3]

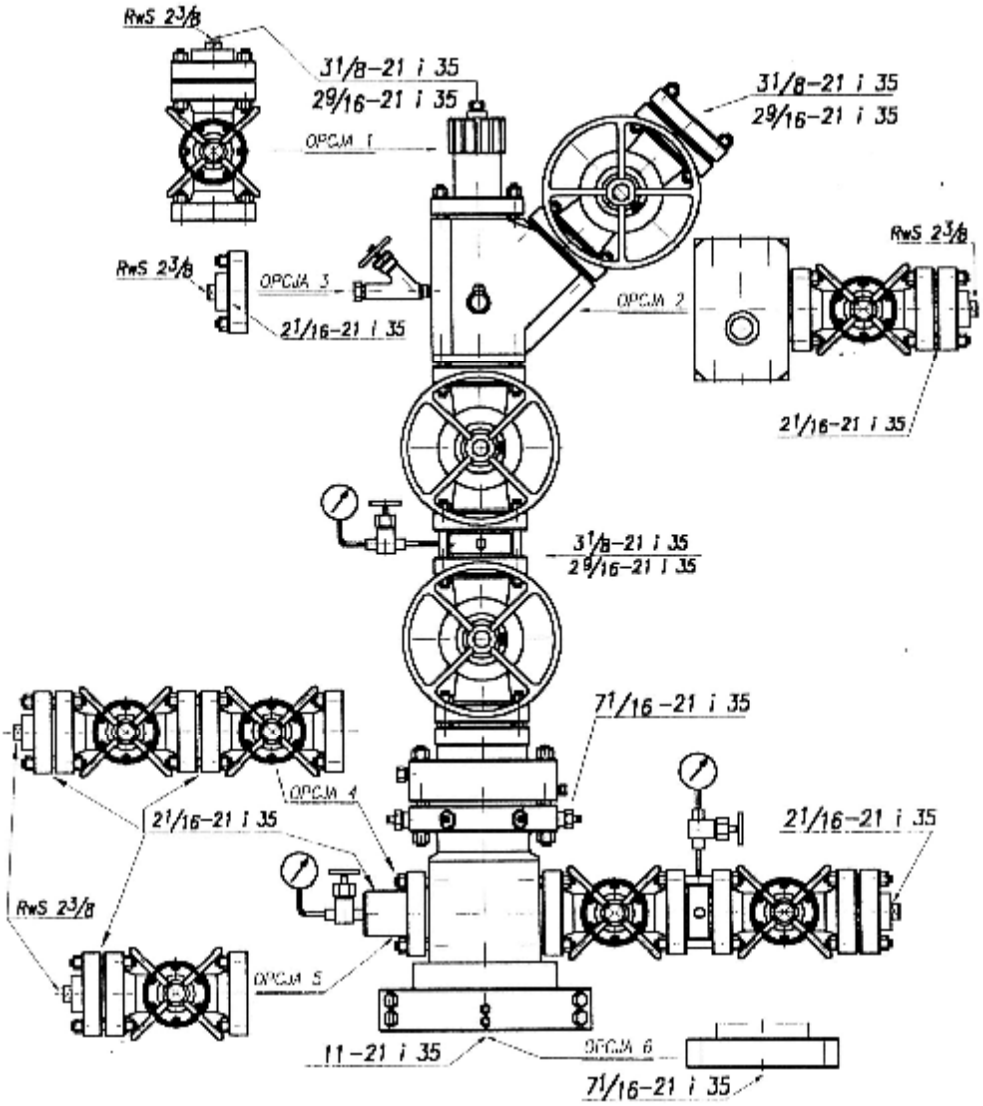
Zastosowanie poszczególnych zasuw w głowicach eksploatacyjnych [4]:

a) Zasuwa zabiegowa (10) – służy do zamykania wypływu z głowicy eksploatacyjnej podczas prac, w czasie których używane są różnego rodzaju śluzy. Zasuwa ta pozwala na swobodne montowanie i demontowanie śluzy bez konieczności całkowitego zamknięcia wypływu z rur wydobywczych, co miałoby miejsce po zamknięciu zasuwy roboczej na rurach wydobywczych (7). Zasuwa zabiegowa, w czasie gdy nie jest używana, powinna być zablokowana od góry kryzą zaślepiającą.

b) Zasuwa boczna (8) – służy do zamknięcia przepływu pomiędzy głowicą eksploatacyjną, a kolektorem. Pozwala to na odcięcie wypływu z głowicy eksploatacyjnej bez konieczności zamykania zasuwy roboczej na rurach wydobywczych (7). Zasuwa boczna umożliwia również odizolowanie głowicy eksploatacyjnej od ciśnienia znajdującego się w kolektorze, co jest niezbędne przy montowaniu śluz, które wymagają zamknięcia zasuwy roboczej na rurach wydobywczych (7) i odpuszczenia ciśnienia spoza zasuwy zabiegowej (10).

c) Zasuwa robocza na rurach wydobywczych (7) – służy do zamknięcia wypływu z głowicy eksploatacyjnej podczas dłuższej przerwy w eksploatacji płynów złożowych. Używana jest również do zamknięcia wypływu w czasie wymiany wyposażenia znajdującego się nad nią lub też podczas prac ze śluzami, których konstrukcja wymaga odpuszczenia ciśnienia spod zasuwy zabiegowej(10).
d) Zasuwa awaryjna na rurach wydobywczych (6) – służy tylko i wyłącznie do zamknięcia wypływu z głowicy eksploatacyjnej podczas wymiany zasuwy roboczej na rurach wydobywczych (7).
e) Zasuwa na zatłaczaniu (5) służy do zatłoczenia odwiertu przy pracach zabiegowych, np.: intensyfikacyjnych, rekonstrukcyjnych, itp.
f) Zasuwa awaryjna na przestrzeni (4) – służy tylko i wyłącznie do zamykania wypływu z dolnej części głowicy eksploatacyjnej podczas wymiany zasuwy roboczej na przestrzeni (3).
g) Zasuwa robocza na przestrzeni (3) – służy do odcinania przepływu pomiędzy dolną częścią głowicy eksploatacyjnej a kolektorem. Jest ona używana podczas cyrkulacji płynów pomiędzy przestrzenią a rurami wydobywczymi lub też w czasie eksploatacji przez przestrzeń.

W zależności od potrzeb technologicznych konfiguracja głowicy eksploatacyjne może przedstawiać się następująco (rys. 10).



Rys. 10. Schemat konfiguracji głowicy eksploatacyjnej [4, s.2]

Wieszaki rur wydobywczych

Wieszaki rur wydobywczych jak sama nazwa wskazuje służą do zawieszenia rur wydobywczych w głowicy odwiertu. Stosuje się trzy typy tych wieszaków:

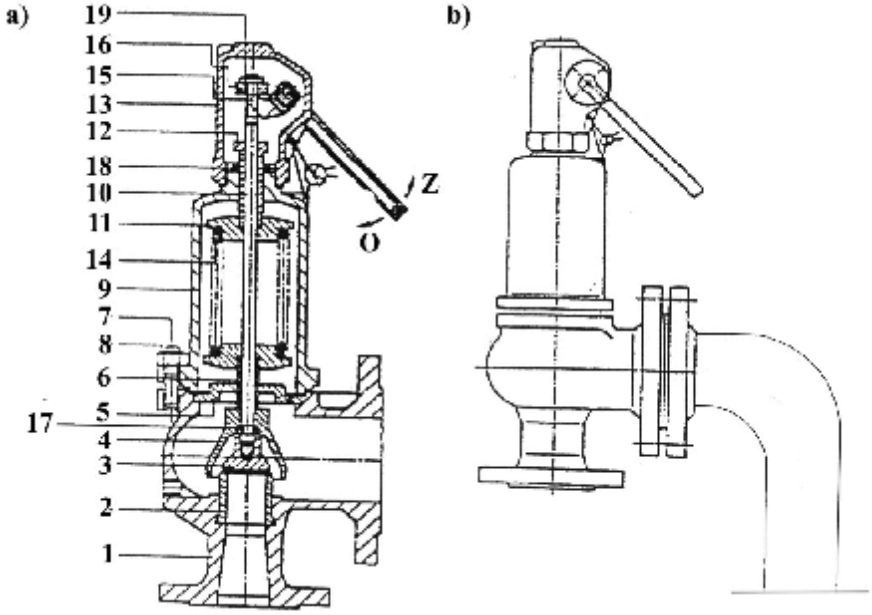
- wieszak w postaci gwintowanego trzpienia lub nakrętki, które są integralną częścią kolumny rur wydobywczych,
- wieszak osłonięty wokół, który odchyla się w celu jego zainstalowania na dowolnej części calizny rury wydobywczej, za wyjątkiem złączki rurowej,
- wieszak podwójny (wieszak dwudzielny).

Zawór bezpieczeństwa

Zadaniem zaworu bezpieczeństwa jest zabezpieczenie urządzeń ciśnieniowych lub zbiorników przed nadmiernym wzrostem ciśnienia powyżej wartości granicznej. W przypadku, gdy siła pochodząca od ciśnienia i działająca na grzyb jest równa lub większa od ustawionej siły nacisku sprężyny, następuje samoczynne otwarcie zaworu. Zawór bezpieczeństwa jest wyposażony w dzwon (poz. 4), (rys. 11), którego zadaniem jest wspomaganie dla osiągnięcia pełnego skoku [5].

Zawory cechowane są na przytwierdzonej do kadłuba tabliczce znamionowej oraz przez wybicie znaków na zewnątrz krawędzi kołnierza wylotowego. Na tabliczce znamionowej podaje się kolejno: Typ Zaworu, Średnicę gniazda, Nr sprężyny, Wykonanie (P – normalne, G – gazoszczelne), Współczynnik wypływu, Zakres ciśnień początku otwarcia lub ciśnienie początku otwarcia w MPa.

Raz na miesiąc należy zawór sprawdzać pod względem prawidłowości działania, poprzez zamontowanie dźwigni i jej kilkakrotne naciśnięcie zgodnie z kierunkiem oznaczonym na rysunku 2. Uruchomienie dźwigni powoduje zluzowanie nacisku sprężyny pozwalając tym samym na minimalny wznios grzyba.



Rys. 11. Schemat zaworu bezpieczeństwa sprężynowego kołnierzowego: a) przekrój, b) sposób montażu zaworu; 1 – kadłub, 2 – siedzisko (dysza), 3 – grzyb, 4 – dzwon, 5 – wkładka, 6 – tuleja, 7 – śruba dwustronna, 8 – nakrętka, 9 – kołpak, 10 – trzpień, 11 – tależyk sprężyny, 12 – śruba regulacyjna, 13 – kaptur, 14 – sprężyna, 15 – widełka, 16 – nakrętka oporowa, 17 – pierścień dwudzielny, 18 – przeciwnakrętka, 19 – nakrętka [5, s. 3]

Osobne wyposażenie napowierzchniowe odwiertu gazowego w strefie przyodwiertowej stanowią: separatory, odgazowywacz (oddzielacz wody złożowej z gazu), wymiennik woda-gaz oraz zbiorniki wody złożowej.

Separatory (Oddzielacze)

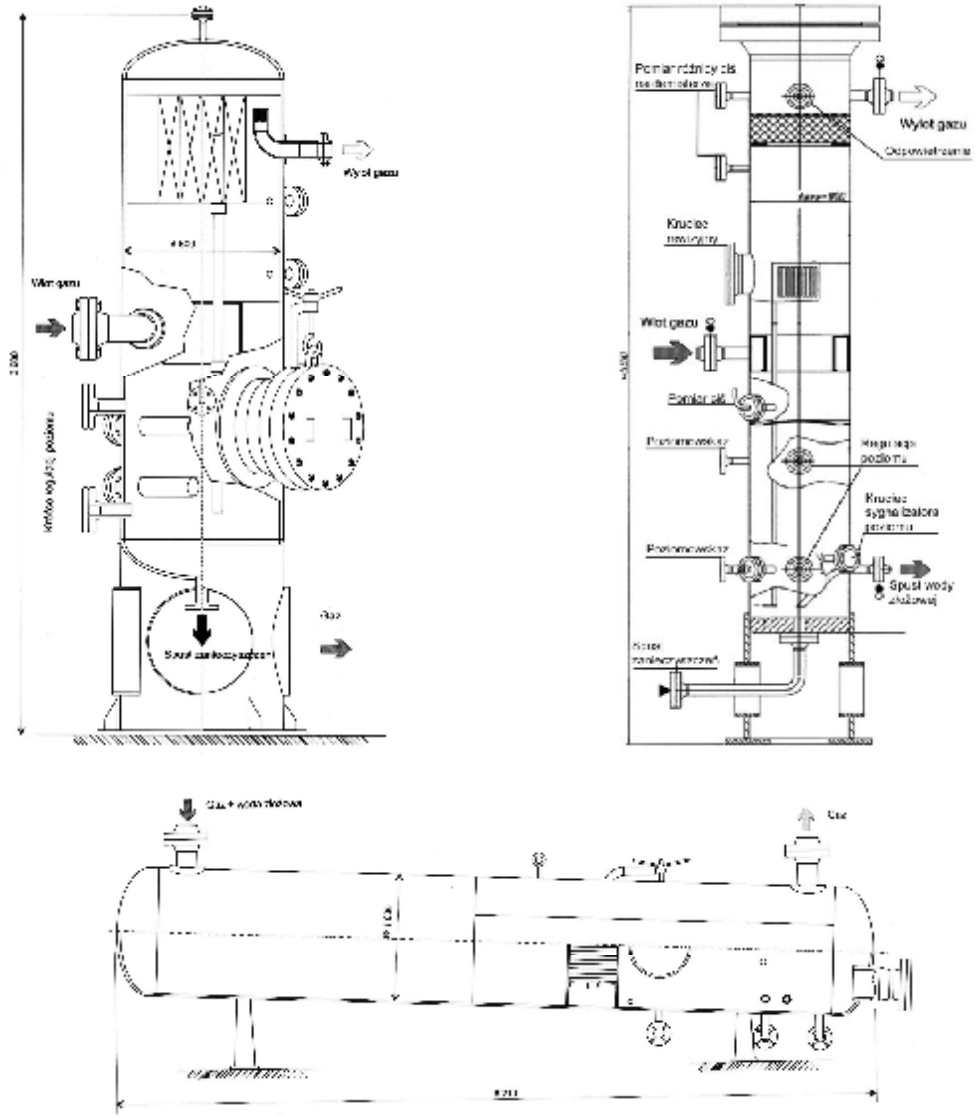
Separatory to urządzenia technologiczne służące do oddzielenia wody od gazy (lub ropy), ropy od gazu a także usunięcia cząstek stałych. Ze względu na usytuowanie występują w postaci pionowej lub poziomej. Ze względu na przeznaczenie technologiczne separatory dzielimy na:

- dwufazowe (rozdzielają dwie fazy: ciekłą i gazową),
- trójfazowe (rozdział na trzy fazy: gazową i dwie ciekłe ropa i woda),
- pierwszego stopnia separacji,
- ostatniego stopnia separacji (stosowane w dalszych stopniach separacji).

Z racji tego, że istnieje kilka sposobów działania separatorów dzielimy je na:

- odśrodkowe,
- grawitacyjne,
- żaluzyjne (inercyjne – uderzeniowe),
- siatkowe (inercyjne – uderzeniowe),
- kombinowane.

a) b)



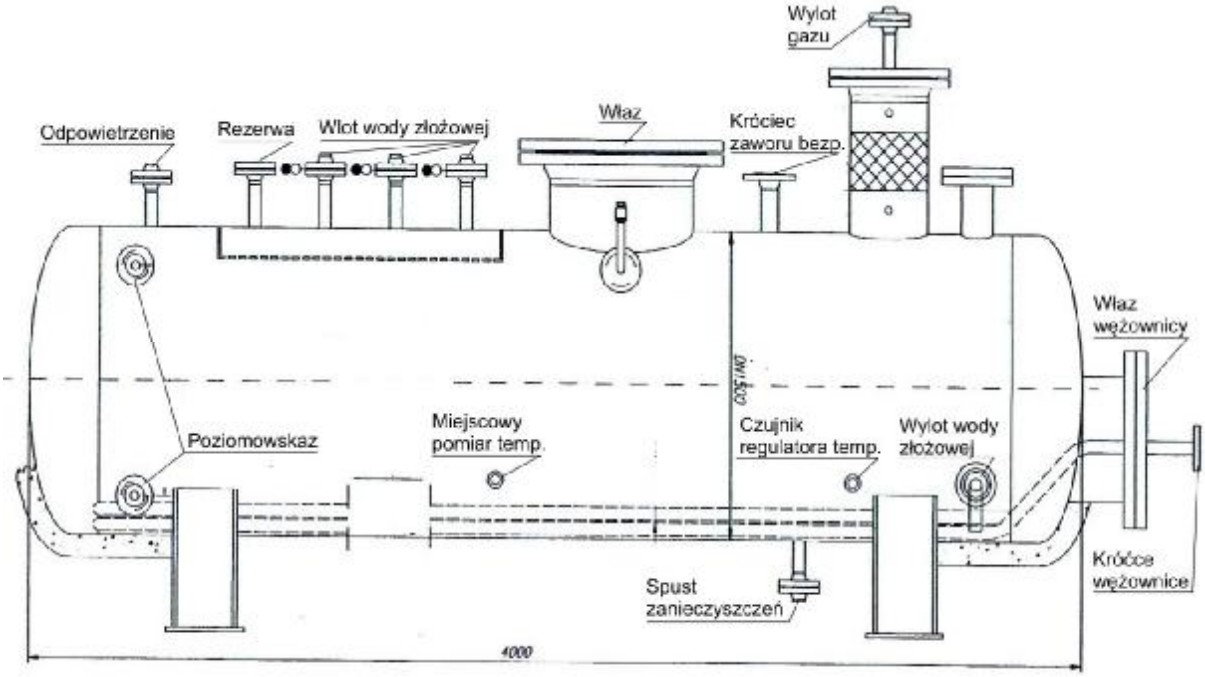
c)

Rys. 12. Schematy separatorów wstępnych dwufazowych (gaz-woda złożowa): a, b) pionowych, c) poziomy [6, s. 4, 6]

Odgazowywacz wody złożowej (oddzielacz wody złożowej z gazu) służy do oddzielenia z wody złożowej resztek gazu i gazoliny.

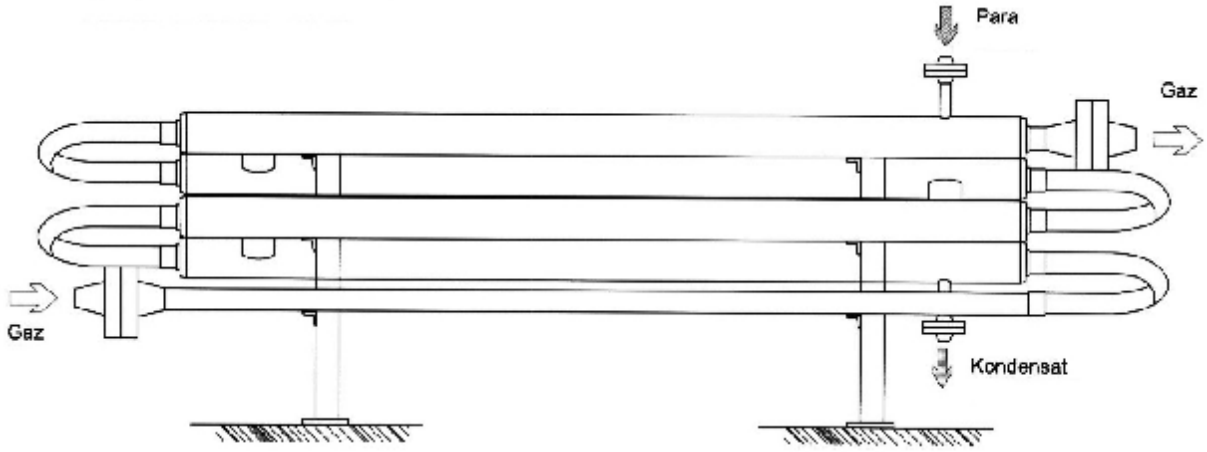
Z wody złożowej odprowadzonej z oddzielaczy wstępnych i kolumny osuszania gazu do odgazowywacza, pod wpływem podwyższonej temperatury wytrąca się gaz i gazolina. Gaz uzyskany w ten sposób odprowadzany jest do instalacji spalania, gazolina do zbiornika gazoliny a oczyszczona woda złożowa do zbiornika magazynowego.

Oddzielacz wyposażony jest w króćce pomiaru temperatury i ciśnienia, poboru ciśnienia, zaworu bezpieczeństwa, odpowietrzenia, regulatora poziomu i płynowskazów (rys. 13).



Rys. 13 Schemat odgazowywacza (oddzielacz wody złożowej z gazu) na ciśnienie robocze 0,4 MPa [6]

Podgrzewacze należą do urządzeń technologicznych służących do zwiększenia temperatury gazu ziemnego za pomocą medium grzewczego np. pary wodnej (rys. 14).



Rys. 14 Schemat podgrzewacza para-gaz o max. ciś. roboczym 0,6 MPa [6]

Zbiorniki wody złożowej służą do magazynowania wody stanowiącej odpad, uzyskany w procesie separacji gazu z wody. Zbiorniki te mogą mieć różną pojemność – standardowo dla zbiorników prostokątnych (ZP) wynosi V – 15m^3, V – 25m^3 i V – 50m^3. Produkowane są również zbiorniki cylindryczne leżące o różnych pojemnościach np. V – 4,7m^3 lub V – 6m^3.

Pojemność i kształt zbiornika są uzależnione kryteriami technologicznych stawianych przez zamawiającego, co często skutkuje budową zbiorników nietypowych. Rodzaj wyposażenia tych zbiorników również będzie uzależniony od wymogów zamawiającego, np.: dodatkowe zawory, z ociepleniem lub bez, z wężownicą rurową (parówka).

4.2.2. Pytania sprawdzające

Odpowiadając na pytania, sprawdzisz, czy jesteś przygotowany do wykonania ćwiczeń.

1. Co wchodzi w skład wyposażenia wgłębnego odwiertu?
2. Jakie występują typowe średnice rur wydobywczych oraz jakie metody są stosowane do ich ochrony przed korozyjnym działaniem siarkowodoru?
3. Jakie wyróżniamy pakery?
4. W jakim celu są stosowane tuleje przepływowe?
5. Co stanowi wyposażenie napowierzchniowe odwiertu i co powinno ono umożliwiać?
6. Jakie rodzaje zasuw znajdują się na głowicy eksploatacyjnej odwiertu gazowego i jakie mają zadania?
7. Do czego służą i jak dzielimy separatory ze względu na przeznaczenie technologiczne oraz sposób działania?
8. Do czego służy podgrzewacz?

4.2.3. Ćwiczenia

Ćwiczenie 1

Przedstaw graficznie schemat uzbrojenia wgłębnego odwiertu gazowego z bezpośrednio współpracującym uzbrojeniem napowierzchniowym.

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:

1) przeanalizować treść zadania,
2) przygotować przybory rysunkowe i arkusze papieru,
3) wykonać na oddzielnych kartkach papieru uproszczone schematy uzbrojenia wgłębnego i napowierzchniowego,
4) sporządzić dla każdego rysunku opis (legendę),
5) dokonać prezentacji wyników pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:

- przybory rysunkowe, ołówek, gumka,
- kartki papieru kserograficznego,
- literatura z zakresu uzbrojenia wgłębnego i napowierzchniowego odwiertu.

Ćwiczenie 2

Korzystając z poradnika przedstaw graficznie, a następnie omów poszczególne elementy głowicy eksploatacyjnej.

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:

1) przeanalizować treść zadania,
2) przygotować przybory rysunkowe i arkusze papieru,
3) wykonać na kartce papieru schemat głowicy eksploatacyjnej,

4) sporządzić dla rysunku opis głowicy,
5) dokonać prezentacji wyników pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:
- przybory rysunkowe, ołówek, kredki, gumka,
- kartki papieru kserograficznego lub papieru milimetrowego,
- literatura z zakresu budowy głowicy eksploatacyjnej.

4.2.4. Sprawdzian postępów

Czy potrafisz:

		Tak	Nie
1)	określić skład wyposażenia wgłębnego odwiertu gazowego?	☐	☐
2)	wymienić typowe średnice rur wydobywczych?	☐	☐
3)	wymienić rodzaje pakerów?	☐	☐
4)	określić do czego służą tuleje przepływowe?	☐	☐
5)	określić skład wyposażenia napowierzchniowego odwiertu gazowego?	☐	☐
6)	wymienić rodzaje separatorów ze względu na przeznaczenie technologiczne?	☐	☐
7)	określić do czego służy podgrzewacz?	☐	☐

4.3. Odcinek pomiarowy, wydobycie potencjalne, syfonowanie odwiertu gazowego

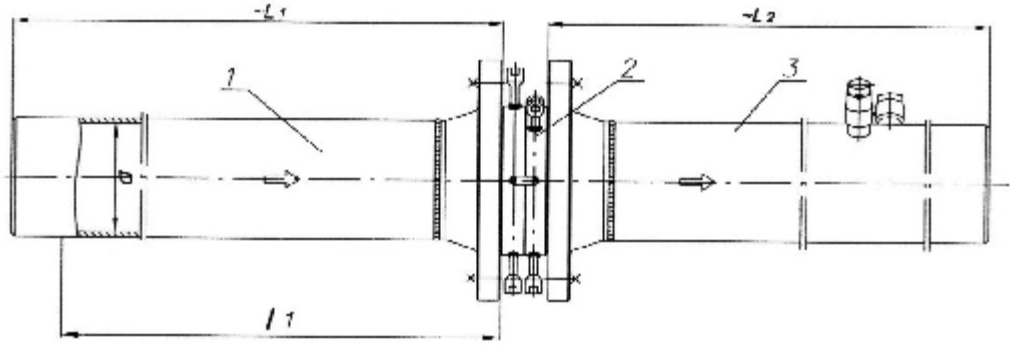
4.3.1. Materiał nauczania

Odcinek pomiarowy

Odcinek pomiarowy jest to prosty odcinek rurociągu, w którym wbudowuje się zwężkę [26].

W skład zestawu kryzowego odcinaka pomiarowego wchodzi (rys. 15):

- prosty odcinek rurociągu po stronie dopływowej – przed kryzą (1),
- zespół obudowy kryzy (2),
- kryza (2),
- prosty odcinek rurociągu po stronie odpływowej – za kryzą (3).



Rys. 15. Schemat przykładowego zestawu odcinka pomiarowego [27, s. 29]

Pomiar ilości przepływającego gazu przez rurociąg wykonuje się za pomocą tzw. zwężki pomiarowej. Zwężka ta powoduje nagłe zmniejszenie przekroju rurociągu, w wyniku czego następuje spiętrzenie ciśnienia, którego pomiar pozwala na obliczenie ilości przepływającego gazu.

Kryza powinna być wbudowana w rurociąg w miejscu, w którym strumień gazu powinien być wolny od zawirowań i umieszczona między dwoma prostymi odcinkami rurociągu o kształcie walca bez jakichkolwiek przeszkód lub rozgałęzień.

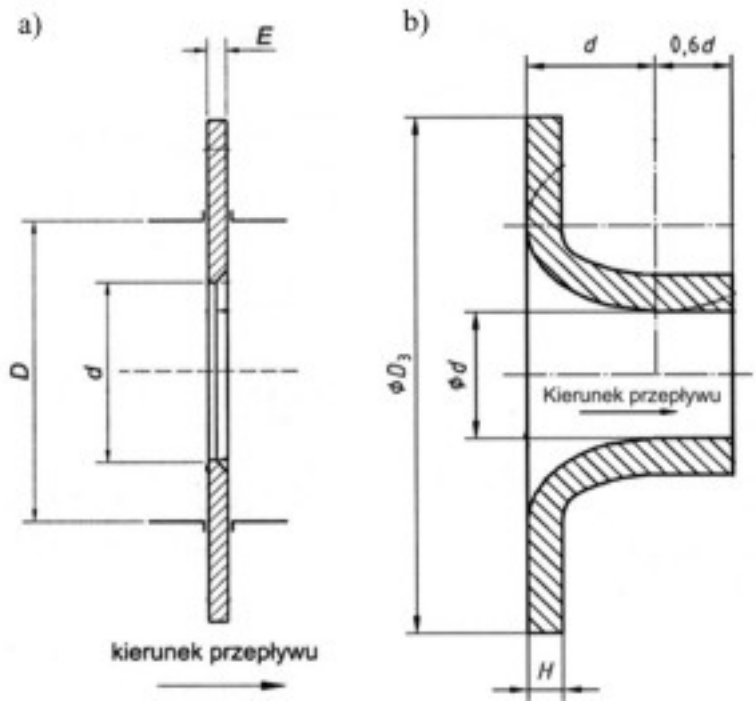
Prosty odcinek rurociągu po stronie dopływowej przyległy do kryzy powinien mieć długość co najmniej 2D (D – średnica wewnętrzna odcinka pomiarowego). Powierzchnia wewnętrzna prostych odcinków rurociągu dopływowego i odpływowego powinna być czysta, wolna od wżerów, osadu i naskorupień oraz powinna spełniać kryteria chropowatości na długości odcinka co najmniej 10D przed kryzą i 4D za kryzą. Odcinek pomiarowy łącznie z armaturą powinien być izolowany cieplnie, gdy na zewnątrz tego odcinka nie jest zachowana temperatura dodatnia.

Zwężki pomiarowe dzielimy na:

1. kryzy – jest to zwężka o ostrych brzegach (rys. 16a),
2. dysze – jest to zwężka o profilu łagodnie zaokrąglonym (rys. 16b), dzielimy je na:
   a) dysze ISA 1932,
   b) dysze o dużym promieniu,
   c) dysze Venturiego.

Kryza powinna mieć kształt kołowy i jej oś powinna być usytuowana współosiowo z osią rurociągu. Powierzchnie kryzy powinny być płaskie i wzajemnie równoległe.

Przy projektowaniu i montażu kryzy lub dyszy należy zwracać uwagę, aby w warunkach roboczych zapewniona była wytrzymałość kryzy na działanie ciśnienia różnicowego i innych naprężeń.



Rys. 16. Schemat zwężki pomiarowej: a) kryza (D – średnica wew. gazociągu, d – średnica otworu kryzy, E – grubość kryzy) [27, s. 5], b) dysza (D – średnica zew. dyszy, d – średnica otworu dyszy, H – grubość dyszy) [29, s. 14]

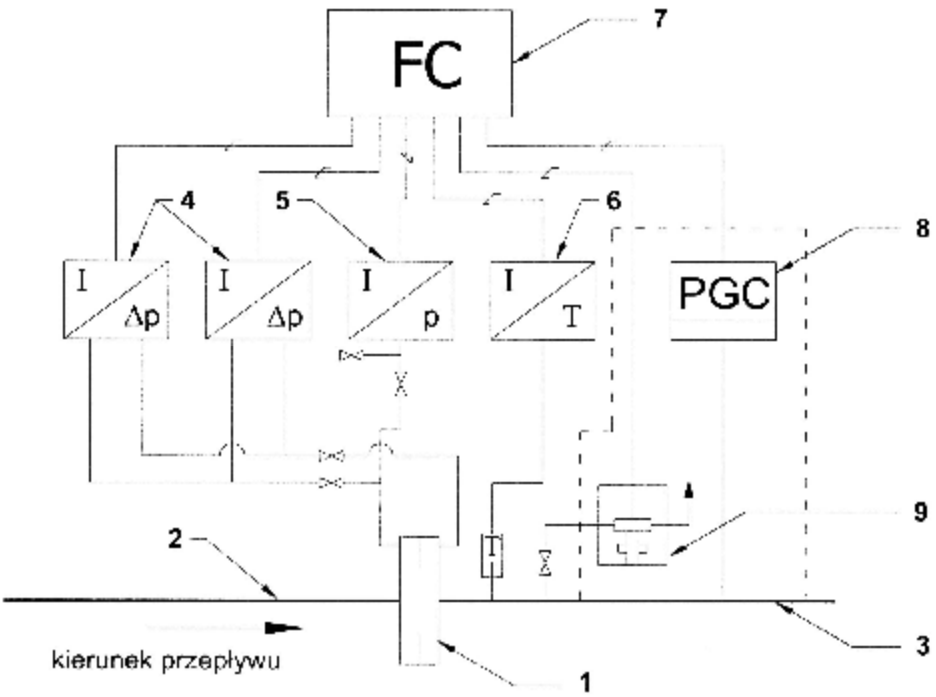
Pomiar parametrów wydobycia na zwężkach pomiarowych odbywa się przy użyciu przeliczników mikroprocesorowych, które na podstawie wprowadzonych parametrów składu gazu i gęstości oraz odczytanej różnicy ciśnień, ciśnienia bezwzględnego i temperatury, przelicza zliczoną objętość na warunki normalne (0°C, 101,325 kPa).

W skład zestawu odcinka pomiarowego wchodzi (rys. 17):

- przelicznik elektroniczny,
- przetworniki ciśnienia – do pomiaru ciśnienia bezwzględnego (absolutnego) gazu w rurociągu,
- przetworniki różnicy ciśnienia – do pomiaru różnicy ciśnienia na kryzie,
- przetworniki temperatury – do pomiaru temperatury gazu w rurociągu,
- przewody impulsowe i zawory odcinające.

Ponadto z zwężkowym gazomierzem kryzowym mogą współpracować:

- chromatografy umożliwiające wyznaczenie składu gazu,
- gęstościomierze do wyznaczenia gęstości w warunkach pomiaru i w warunkach normalnych.



Rys. 17. Uproszczony schemat zwężkowego gazomierza kryzowego: 1 – kryza z obudową, 2 – prosty odcinek gazociągu po stronie dopływowej, 3 – prosty odcinek gazociągu po stronie odpływowej, 4 – przetwornik różnicy ciśnienia, 5 – przetwornik ciśnienia bezwzględnego, 6 – przetwornik temperatury, 7 – przelicznik, 8 – chromatograf, 9 – gęstościomierz [27, s. 38]

Wydobycie potencjalne

Wydobycie potencjalne ustalane jest dla każdego odwiertu. Wielkość wydobycia potencjalnego traktujemy jako informację o maksymalnych zdolnościach wydobywczych odwiertu.

Wydatek potencjalny to maksymalny możliwy wydatek uzyskany z danego odwiertu. Teoretycznie przyjmuje się że w czasie wydatku potencjalnego na dnie odwiertu panuje ciśnienie atmosferyczne. Jest to więc wydatek z odwiertu dla różnicy ciśnienia pomiędzy średnim ciśnieniem złożowym a ciśnieniem atmosferycznym.

Wydatek potencjalny możemy określić za pomocą formuły jedno i dwuczłonowej. Dla formuły jednoczłonowej przyjmuje postać:

$$q_{pot} = I\left(\Delta p_{\max}^2\right)^n$$

gdzie:

q_{pot} – wydatek potencjalny [m^3/s],

I – wskaźnik wydajności,

Δp_{max}^2 – różnica ciśnień (pomiędzy średnim ciśnieniem złożowym o ciśnieniem atmosferycznym) [Pa^2].

$$\Delta p_{\max}^2 = p^2 - p_{at}^2$$

p – średnie ciśnienie złożowe [Pa],

p_{at} – ciśnienie atmosferyczne [Pa].

n – wskaźnik odstępu od prawa Darcy'ego,

n = 1 – przepływ Darcy'ego – laminarny,

n ≠ 1 – przepływ nie-Darcy'ego – nielaminarny.

Dla formuły dwuczłonowej q_{pot} określa się ze wzoru:

$$\Delta p^2 = aq + bq^2$$

$$bq^2 + aq - \Delta p^2 = 0$$

$$\Delta = a^2 + 4bp^2$$

$$q_{pot} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b\Delta p_{\max}^2}}{2b}$$

gdzie:
q_{pot} – wydatek potencjalny [m^3/s],
a – współczynnik określający parametry złożą i płynu złożowego [$Pa^2/m^3/s$],
b – funkcja określająca charakter przepływu płynu do złożą [$Pa^2/(m^3/s)^2$],

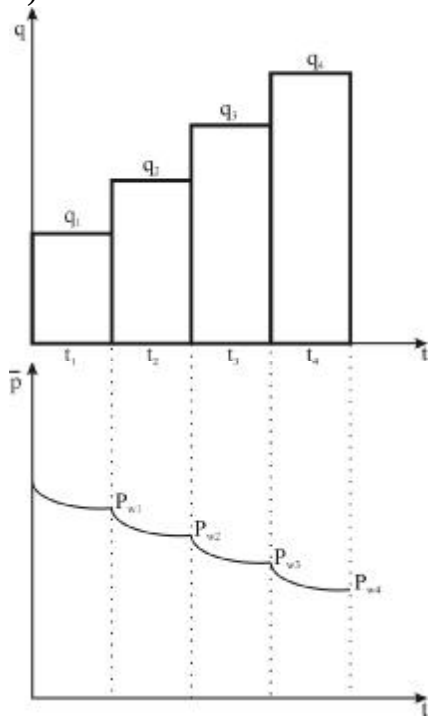
Formuła jednoczłonowa nie posiada podstaw teoretycznych, dlatego wartość wskaźnika wydajności I i wykładnika n, są określane na podstawie testów hydrodynamicznych odwiertu.

W przypadku formuły dwuczłonowej, współczynnik a i b, pomimo że posiadają formalne wzory, praktyka przemysłowa dowiodła, że nie pozwalają w sposób wiarygodny określić tych współczynników. Okazuje się bowiem że w rzeczywistości w złożu zachodzi cały szereg czynników wpływających na zachowanie złoża jak również charakter przepływu, a ponieważ współczynniki a i b nie potrafią efektownie opisać wpływ tych czynników, określamy je również na podstawie testów hydrodynamicznych odwiertu.

W śród testów hydrodynamicznych dla odwiertu wyróżniamy dwa podstawowe:

1. klasyczny test wielocyklowy,
2. testy izohronalne (stałoczasowe):
   a) klasyczny test izohronalny,
   b) zmodyfikowany test izohronalny.

Zadaniem klasycznego testu wielocyklowego jest określenie wydajności potencjalnej odwiertu. Test ten polega na wykonaniu serii próbnych eksploatacji (4–5), z różnymi wydatkami (najczęściej wzrastającymi), przez taki okres czasu, aby nastąpiła stabilizacja ciśnienia na dnie odwiertu (rys. 18).



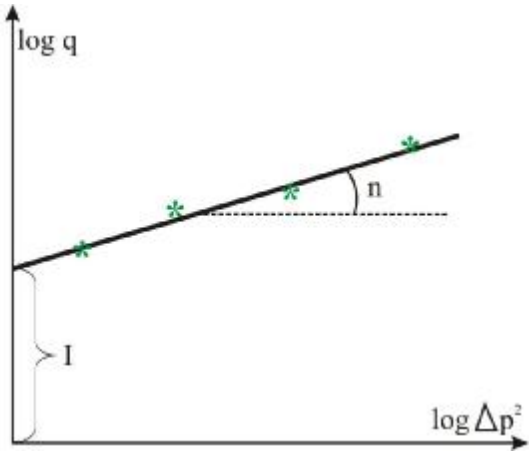
Rys. 18. Schemat klasycznego testu wielocyklowego [opracowanie własne]

W wyniku przeprowadzenia tego testu otrzymamy kilka par liczb: wydatki – q i odpowiadające im różnice ciśnień – Δp:

$$q_1\ \Delta p_1^2 = \overline{p}^2 - p_{w1}^2$$
$$q_2\ \Delta p_2^2 = \overline{p}^2 - p_{w2}^2$$
$$q_3\ \Delta p_3^2 = \overline{p}^2 - p_{w3}^2$$

Interpretacje testu przeprowadza się w oparciu o formułę jedno – i dwuczłonową. W formule jednoczłonowej otrzymane wyniki interpretuje się zależnością liniową logarytmiczną o postaci $\log q = \log I + n \log \Delta p^2$.

W oparciu o tę zależność w układzie log q i $\log \Delta p^2$, nanosi się punkty odpowiadające wynikom testu (rys. 19).



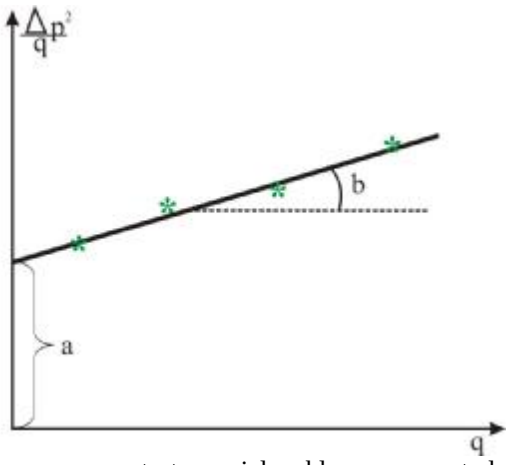
Rys. 19. Schemat interpretacji klasycznego testu wielocyklowego metodą formuły jednoczłonowej [opracowanie własne]

Do naniesionych punktów dopasowuje się linię prostą. Mając tak dopasowana linię prostą, wyznaczamy wskaźnik wydajności odwiertu (I), jako rzędną początkową, natomiast tangens kąta nachylenia tej prostej jest wykładnikiem wskaźnika odstępstwa od prawa Darcy'ego ($n = tg\alpha$).

Interpretacja formuła dwuczłonową polega na naniesieniu punktów odpowiadających wynikom testu na układ, będący zależnością:

$$\Delta p^2 = aq + bq^2 / q$$
$$\frac{\Delta p^2}{q} = a + bq$$

Mając dopasowana prostą określamy wartość – a, jako rzędną początkową, natomiast tangens kąta nachylenia tej prostej będzie odpowiadał wartości współczynnika – $b = tg\alpha$ (rys. 20).



Rys. 20. Schemat interpretacji klasycznego testu wielocyklowego metodą formuły dwuczłonowej [opracowanie własne]

Dysponując określonymi wcześniej, wartości możemy obliczyć wydatek potencjalny odwiertu:

– dla formuły jednoczłonowej ze wzoru:

$$q_{pot} = I\left(\Delta p_{\max}^2\right)^n \quad [\mathrm{m^3/s}]$$

gdzie $\Delta p_{\max}^2 = p^2 - p_{at}^2$ [Pa²]

– dla formuły dwuczłonowej ze wzoru:

$$\Delta p^2 = aq + bq^2 \Rightarrow q_{pot} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b\Delta p_{\max}^2}}{2b} \quad [\mathrm{m^3/s}]$$

Ponieważ klasyczny test wielocyklowy wymaga długiego czasu wykonywania, spowodowanego koniecznością pojawienia się stabilizacji ciśnienia świadczącego o zaistnieniu może on być zastąpiony testami izohronalnymi.

Klasyczny test izohronalny polega na wykonaniu próbnej eksploatacji odwiertu z kilkoma różnymi wydatkami przez ten sam krótki okres czasu. Po każdym okresie eksploatacji następuje zamknięcie odwiertu, celem odbudowy ciśnienia do wartości początkowej. Po ostatnim okresie krótkotrwałej eksploatacji, prowadzona jest jeszcze jedna eksploatacja o przedłużonym okresie trwania zapewniająca stabilizację ciśnienia.

Natomiast zmodyfikowany test izohronalny polega na wykonaniu próbnej eksploatacji odwiertu z kilkoma różnymi wydatkami przez ten sam krótki okres czasu oraz z tym samym czasem odbudowy ciśnienia. Po ostatnim okresie krótkotrwałej eksploatacji również prowadzona jest jeszcze jedna eksploatacja o przedłużonym okresie trwania zapewniająca stabilizację ciśnienia.

Syfonowanie odwiertu gazowego

Syfonowanie odwiertów gazowych stosuje się w celu usunięcia wody złożowej napływającej do odwiertu w przypadku, gdy prędkość wypływu eksploatowanego gazu nie pozwala na jej bieżące wynoszenie. W celu uzyskania prędkości wypływu gazu niezbędnej do wyniesienia zebranej w odwiercie wody złożowej, dokonuje się czasowego obniżenia głowicowego ciśnienia ruchowego.

„W przypadku wystąpienia zmniejszenia przepływu przez rurki wydobywcze dopuszcza się krótkotrwałe wypuszczanie gazu ziemnego w ilościach przekraczających dozwolony pobór poprzez syfonowanie odwiertu, w tym wypuszczanie gazu ziemnego do atmosfery.

Syfonowanie odwiertu wykonuje się na podstawie programu syfonowania, określającego czas trwania i częstotliwość syfonowania, zatwierdzonego przez KRZG" [16].

Przed przystąpieniem do zabiegu syfonowania należy być zaznajomionym z ogólnymi zasadami bezpiecznego syfonowania odwiertu, tj.:

- Syfonowanie odwiertów powinno być w miarę możliwości wykonywane do kolektora odbiorczego gazu. Wypuszczanie gazu z odwiertu w powietrze dozwolone jest tylko dla ważnych potrzeb ruchowych, za zgodą kierownika ruchu zakładu górniczego lub jego zastępcy (harmonogram syfonowania odwiertów).
- W wypadku uzasadnionego, systematycznego syfonowania niezbędne jest sporządzenie dla odwiertów harmonogramu syfonowania określającego czas trwania syfonowania i jego częstotliwość. Harmonogram winien być zatwierdzony przez kierownika ruchu zakładu górniczego lub jego zastępcę.
- Odwiert powinien być wyposażony w urządzenia umożliwiające oczyszczanie jego dna z cieczy złożowej.
- W razie wypuszczania gazu ziemnego z odwiertu w powietrze należy przedsięwziąć konieczne, środki w celu zabezpieczenia sąsiedniego terenu przed powstaniem wybuchu lub pożaru.
- Zabronione jest otwarte syfonowanie odwiertów z zawartością siarkowodoru w gazie, bez spalania go w odpowiedniej instalacji, na warunkach technicznych spalania zatwierdzonych przez właściwy organ administracji terenowej.
- Syfonowanie okresowe odwiertów może dokonywać wyłącznie operator wydobycia gazu, posiadający pełną znajomość techniki syfonowania lub uprawniona osoba dozoru ruchu, przy zachowaniu zasad bezpieczeństwa i higieny pracy oraz bezpieczeństwa pożarowego, a także zasad ochrony środowiska naturalnego.

Sposób przeprowadzenia zabiegu syfonowania dla odwiertu gazowego zależy od tego czy proces ten będzie przeprowadzony w systemie zamkniętym (w kolektor), czy w systemie otwartym (w atmosferę).

Przy syfonowaniu odwiertu gazowego w skład urządzeń technologicznych wchodzą:

- głowica eksploatacyjna z obiegiem rurowym łączącym wylot rurek wydobywczych z przestrzenią międzyrurową wyposażona w króćce do pomiaru ciśnienia,
- oddzielacz gazu (kieszeniowy podziemny lub stojący napowierzchniowy),
- zasuwa upustowa lub zawór upustowy ze zwężką ograniczającą przepływ wody,
- urządzenie do dawkowania metanolu, grawitacyjne lub wyporowe (podziemne lub nadziemne),
- grzejnik parowy (w przypadku podgrzewania gazu),
- zwężka redukcyjna z obiegiem do syfonowania,
- odcinek pomiarowy do pomiaru ilościowego gazu,
- zbiornik na wodę złożową.

Syfonowanie takich odwiertów odbywa się w następujący sposób (w nawiasie przedstawione zostały oznaczenia elementów ze schematu ideowego syfonowania przedstawionego na rysunku 21):

1. Syfonowanie zamknięte (w kolektor):
   1 Przy eksploatacji gazu przestrzenią międzyrurową zamknąć zasuwę (4) i otworzyć zasuwę (2).
   2 Otworzyć zasuwę obiegową (9).
   3 Syfonowanie odwiertu – obserwacja ciśnienia na manometrach Ml, M2 i M3. Po wzroście ciśnienia zamknąć zasuwę obiegową (9).
   4 Otworzyć zasuwę lub zawór spustowy (6) i odpuścić wodę złożową do zbiornika pomiarowego (12).

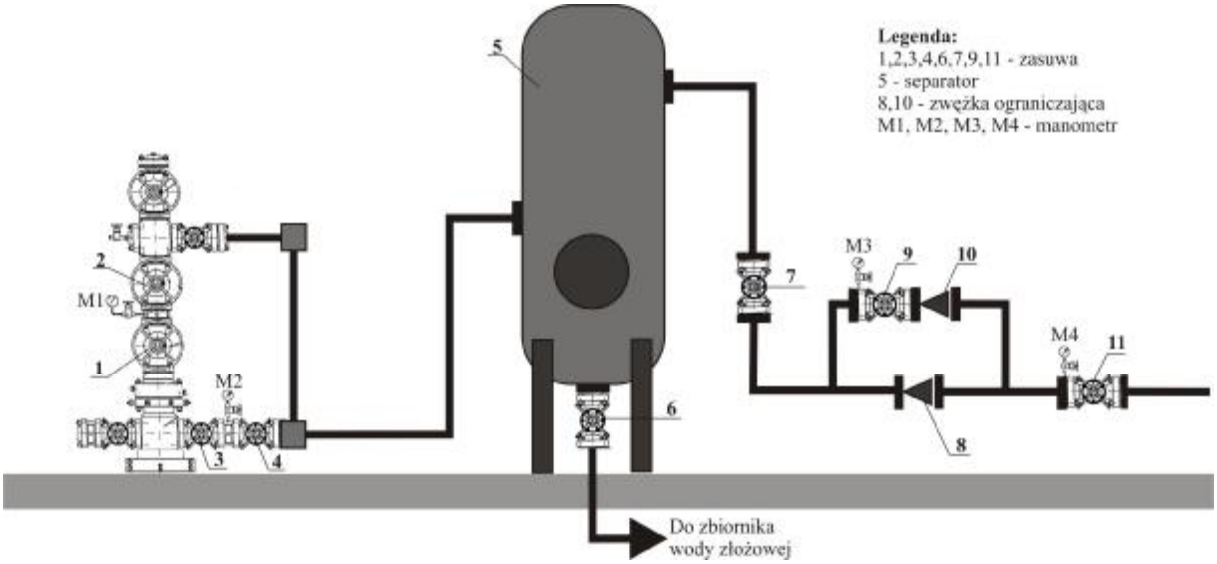
5 Po odpuszczeniu wody złożowej zamknąć zasuwę (zawór) spustowy (6).
6 Zmierzyć i zarejestrować ilość odpuszczonej cieczy.
7 Przy eksploatacji gazu przestrzenią międzyrurową otworzyć zasuwę (4) i zamknąć zasuwę (2).

2. Syfonowanie otwarte (w atmosferę):
   1 Przy eksploatacji gazu przestrzenią międzyrurową zamknąć zasuwę (4) i otworzyć zasuwę (2).
   2 Zamknąć zasuwę odcinającą (11).
   3 Otworzyć zasuwę upustową (7).
   4 Syfonowanie odwiertu – obserwacja ciśnienia na manometrach Ml, M2 i M3 i wypływu gazu. Po wzroście ciśnienia zamknąć zasuwę upustową (7).
   5 Otworzyć zasuwę odcinającą (11).
   6 Przy eksploatacji gazu przestrzenią międzyrurową otworzyć zasuwę (4) i zamknąć zasuwę (2).
   7 Otworzyć zasuwę lub zawór (6) i odpuścić wodę złożową do zbiornika pomiarowego (12).
   8 Po odpuszczeniu wody złożowej zamknąć zasuwę (zawór) spustowy (6).

Dla ułatwienia oczyszczania spodu odwiertu gazowego z cieczy złożowej w czasie zabiegu syfonowania stosuje się:
– środki pianotwórcze ciekłe wtłaczane do odwiertu,
– środki pianotwórcze stałe wrzucane do odwiertu,
– zwężki wgłębne zapinane w odwiercie,
– dysze wgłębne montowane w odwiercie.

Podczas czynności związanych z procesem syfonowania odwiertów gazowych i odpuszczania płynu złożowego należy zwracać szczególną uwagę na możliwość zaistnienia zagrożenia związanego z:
– występowaniem wysokiego ciśnienia,
– tworzeniem się mieszanin gazu i par cieczy palnych z powietrzem o stężeniu wybuchowym w bezpośrednim sąsiedztwie wypływającej strugi lub zbiornika,
– możliwością wyrzutu wraz ze strugą cieczy lub gazu cząsteczek ciał stałych – np. piasku.

Wszystkim czynnościom związanym z procesem syfonowania odwiertu gazowego towarzyszyć będzie hałas o różnym natężeniu.



Rys. 21. Schemat syfonowania odwiertu [3]

4.3.2.Pytania sprawdzające

Odpowiadając na pytania, sprawdzisz, czy jesteś przygotowany do wykonania ćwiczeń.

1. Co to jest odcinek pomiarowy i co wchodzi w jego skład?
2. Jak dzielimy zwężki pomiarowe?
3. Co wchodzi w skład zestawu odcinka pomiarowego?
4. Co to jest wydobycie potencjalne i za pomocą, czego się go określa?
5. Co to jest klasyczny test wielocyklowy i na czym polega?
6. Co to jest klasyczny test izohronalny i na czym polega?
7. Co to jest zmodyfikowany test izohronalny i na czym polega?
8. Co to jest syfonowanie odwiertu?
9. Jakie środki stosuje się dla ułatwienia oczyszczania spodu odwiertu gazowego z cieczy złożowej w czasie zabiegu syfonowania?
10. Jakie zagrożenia występują podczas prowadzenia procesu syfonowania?
11. Na czym polega syfonowanie otwarte odwiertu gazowego?

4.3.3. Ćwiczenia

Ćwiczenie 1

Przedstaw graficznie schemat kryzy pomiarowej oraz dyszy pomiarowej.

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:

1) przygotować przybory rysunkowe i arkusze papieru,
2) wykonać na oddzielnych kartkach papieru uproszczone schematy kryzy oraz dyszy pomiarowej,
3) dokonać prezentacji wyników pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:

- przybory rysunkowe, ołówek, gumka,
- kartki papieru kserograficznego,
- literatura z zakresu pomiarów wydobycia na odwiercie.

Ćwiczenie 2

Korzystając z poradnika chemika oraz tablic chemicznych: oblicz, jaką objętość zajmowałby w warunkach normalnych metan, znajdujący się w zbiorniku magazynowym o pojemności V = 45 m^3 i ciśnieniu magazynowania p = 1 MPa, w temperaturze T = 20°C. W obliczeniach wykorzystaj równanie Clapeyrona.

Sposób wykonania ćwiczenia

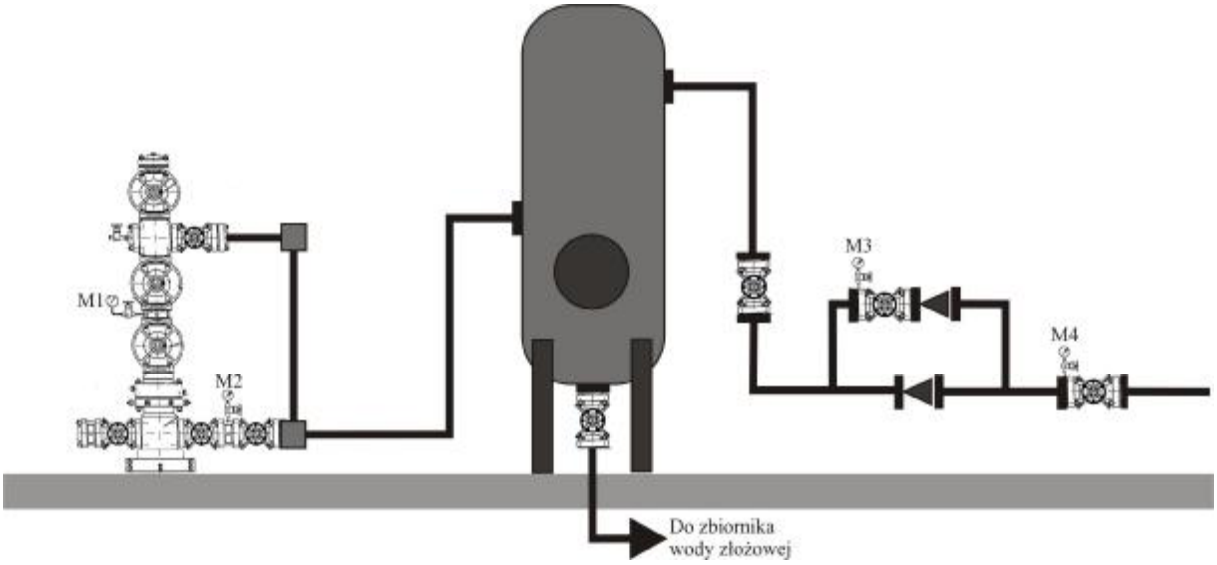
Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:

1) dokonać zamiany jednostek na jednostki układu SI,
2) obliczyć liczbę moli gazu znajdującego się w zbiorniku, korzystając z równania Clapeyrona,
3) obliczyć objętość gazu w warunkach normalnych,
4) zaprezentować wyniki swojej pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:
- szkolny poradnik chemika,
- tablice chemiczne,
- przybory do pisania,
- kalkulator,
- zeszyt.

Ćwiczenie 3

Korzystając z poniższego schematu, zidentyfikuj zasadnicze elementy układu oraz podaj sposób postępowania podczas wykonywania syfonowaniu odwiertu gazowego do atmosfery.



Rysunek do ćwiczenia 3. Schemat syfonowania odwiertu [3]

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:
1) dokonać identyfikacji urządzeń przedstawionego układu,
2) podać sposób wykonania syfonowania odwiertu do atmosfery,
3) dokonać prezentacji wyników pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:
- przybory do pisania,
- kserokopia załączonego schematu,
- literatura z zakresu eksploatacji odwiertów gazowych,
- komputer.

4.3.4. Sprawdzian postępów

Czy potrafisz:

		Tak	Nie
1)	określić jaki jest najważniejszy element odcinka pomiarowego?	☐	☐
2)	wyjaśnić za pomocą czego dokonuje się pomiaru ilości przepływającego gazu przez rurociąg?	☐	☐
3)	określić na czym polega pomiar ilości przepływającego gazu?	☐	☐
4)	podać wzór na formułę jedno- i dwuczłonową?	☐	☐
5)	podać co określa współczynnik „a” i „b” w formule dwuczłonowej i w jakich jednostkach jest podawany?	☐	☐
6)	wymienić jakie wyróżniamy rodzaje testów hydrodynamicznych odwiertowych?	☐	☐
7)	określić od czego zależy sposób przeprowadzenia zabiegu syfonowania dla odwiertu gazowego?	☐	☐

4.4. Hydraty – sposoby powstawania oraz ich zapobiegania

4.4.1. Materiał nauczania

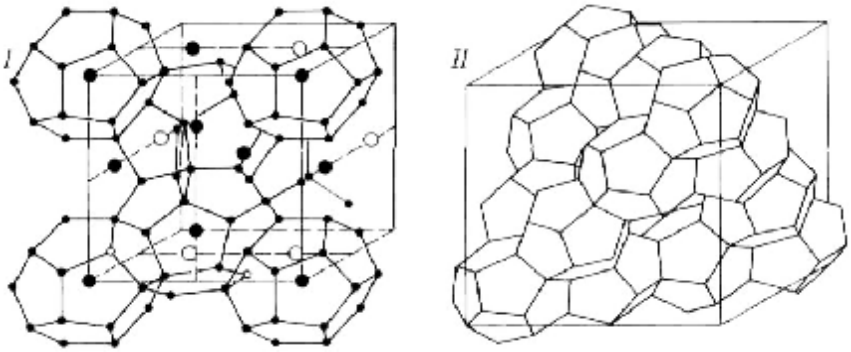
Gaz ziemny wypływający z odwiertów jest zwykle tak zanieczyszczony, że przed wprowadzeniem go do gazociągu musi być wstępnie oczyszczony.

Do zanieczyszczeń gazu zaliczyć można przede wszystkim piasek i rozdrobnioną glinę oraz wodę w postaci pary i zawiesiny, pochodzące ze złoża. Ponadto przy złożach ropno-gazowych gaz może zawierać pozostałości ropy naftowej i różne węglowodory ciężkie, których nie można pozostawić w gazie ze względu na możliwość wykroplenia się ich w gazociągach, w przypadku obniżenia temperatury lub wzrostu ciśnienia, w postaci czystych kondensatów lub w połączeniu z wodą, w postaci tak zwanych hydratów.

Hydraty są to nietrwałe połączenia chemiczne węglowodorów z wodą, które w określonych warunkach ciśnienia i temperatury mogą wydzielać się na odwiercie gazowym lub w gazociągach z gazu wilgotnego, powodując zaburzenia w ruchu, zmniejszenie prześwitu, a nawet całkowite jego zatkanie.

Hydraty węglowodorów gazowych występują pod postacią bezbarwnych kryształów podobnych do lodu lub ubitego śniegu, w zależności od warunków ich powstawania [23].

Mogą one mieć dwa typy struktury sieci krystalicznej tworzonej przez cząsteczki wody (rys. 22).



Rys. 22. Typy struktur hydratów gazowych [10, s. 87]

Przestrzenie swobodne w tej sieci wypełniają związane(uwięzione) cząsteczki lekkich węglowodorów lub niewęglowodorowych związków hydratotwórczych (np.H_2S).

Podstawowe elementy hydratów mających strukturę I składają się z 46 cząsteczek wody. Wewnątrz struktury znajdują się przestrzenie (pory) dostępne dla cząstek niektórych węglowodorów. W każdym elemencie podstawowym omawianej struktury znajduje się sześć przestrzeni (porów) o większej średniej średnicy wynoszącej 0,59 nm = 5,9 Å (angstrem) i dwie przestrzenie o mniejsze średnicy ok. 0,52 Å.

W przypadku struktury II podstawowy element hydratu składa się z 136 cząstek wody i występują w nim łącznie 24 przestrzenie wewnętrzne (pory), w tym 16 mniejszych o średnicy ok. 0,48 nm i 8 większych o średnicy ok. 0,69 nm. Zatem wynika z tego że związki których cząsteczki mają średnicę większą od 0,69 nm nie mogą tworzyć hydratów.

Wydobywany ze złóż i transportowany gazociągami gaz ziemny jest mieszaniną węglowodorów zawierających domieszki CO_2, N_2, H_2S. Z takiego gazu mogą się zatem wytrącić tylko tzw. hydraty mieszane, których skład zmienia się w zależności od ciśnienia [10].

Temperatura powstawania hydratów gazowych dla cząsteczki: C_1 = 14,4 [C°], C_2 = 8,5 [C°], C_3 = 2,1 [C°], CO_2 = 10 [C°], H_2S = 29,5 [C°].

Oprócz podstawowych warunków ciśnienia i temperatury, tworzeniu się hydratów sprzyjają również inne czynniki, jak duża szybkość i turbulentny charakter strumienia gazu,

pulsacja, spowodowana np. sprężarką tłokową, ostre zmiany kierunku. Podobnie działają również niektóre zanieczyszczenia gazu, na przykład siarkowodór, a w mniejszym stopniu dwutlenek węgla.

Metody zapobiegania i walki z korkami hydratowymi można podzielić na następujące grupy:

1) metoda polegająca tylko na niszczeniu powstałych korków poprzez obniżenie ciśnienia w rurkach wydobywczych odwiertu lub gazociągu,
2) metoda polegająca na niszczeniu powstałych korków i zapobieganiu ich tworzenia się poprzez ogrzewanie głowicy odwiertu (przypadku gdy hydrat powstał na głowicy) lub gazociągu, do temperatury wyższej od temperatury równowagowej powstawaniu hydratów,
3) metoda polegająca na wprowadzaniu do odwiertów lub gazociągów odpowiednich inhibitorów do których zaliczamy: metanol, glikol i chlorek wapnia,
4) metoda polegająca na zapobieganiu tworzenia się hydratów poprzez częściowe osuszenie gazu.

Usuwanie hydratów metodą obniżenia ciśnienia przeprowadza się obniżając ciśnienie gazu w gazociągach na odcinku powstawania hydratów, przez wypuszczenie odpowiedniej ilości gazu do atmosfery poprzez specjalną rurkę wydmuchową w ciągu krótkiego czasu w takiej ilości, aby temperatura tworzenia się hydratów, odpowiadająca obniżonemu ciśnieniu, spadła poniżej temperatury gazu w gazociągach. Rozkład hydratów przebiega bardzo szybko, a znaczna ich część zostaje wyrzucona do atmosfery przez rurkę wydmuchową szybkim strumieniem gazu. Ze względu na straty gazu i zaburzenia w normalnej pracy gazociągu na skutek obniżki ciśnienia sposób ten stosuje się tylko w przypadkach awarii urządzeń do osuszania gazu.

Podgrzewanie gazu jest zabiegiem kłopotliwym i ekonomicznie nieuzasadnionym, realizowana poprzez usytuowanie nagrzewnic na trasie gazociągu.

Wprowadzenie do gazu reagentów w celu usunięcia korków hydratowych lub zapobieżenia ich powstawaniu jest zabiegiem stosunkowo prostym i skutecznym. Z tego powodu zabieg ten znajduje szerokie zastosowanie przy wydobywaniu gazu odwiertami gazowymi oraz przemyśle gazowniczym zarówno na gazociągach jak i urządzeniach technologicznych, którym zagrażają hydraty.

Osuszanie gazu jest radykalnym sposobem zapobiegania powstawaniu korków hydratowych i lodowych w gazociągach i innych urządzeniach gazowych. Przy osuszaniu wystarczy usunąć tylko część wilgoci obniżając wilgotności względną gazu do około 60–70%, co odpowiada obniżeniu punktu rosy gazu o 5–7°C poniżej roboczej temperatury gazu.

4.4.2. Pytania sprawdzające

Odpowiadając na pytania, sprawdzisz, czy jesteś przygotowany do wykonania ćwiczeń.

1. Co to jest hydrat?
2. Jakie czynniki musza wystąpić, aby powstał hydrat?
3. Jaką postać przyjmują hydraty?
4. W jakiej temperaturze powstają hydraty dla cząsteczek C_1, C_2, C_3?
5. Jakie metody stosuje się w celu zapobiegania powstawaniu hydratów?
6. Jakie inhibitory stosuje się do zapobiegania powstawania hydratów?
7. Jaką ilość wilgoci należy usunąć z gazu podczas osuszania, aby wyeliminować możliwość powstawania hydratów?

4.4.3. Ćwiczenia

Ćwiczenie 1

Korzystając z poradnika chemicznego oraz układu okresowego pierwiastków, napisz wzory sumaryczne i strukturalne, inhibitorów: metanolu, glikolu i chlorku wapnia, stosowanych do usuwania korków hydratowych.

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie powinieneś:

1) przeanalizować powyższe zadanie,
2) napisać wzory sumaryczne poszczególnych inhibitorów,
3) narysować ich wzory strukturalne,
4) zaprezentować wyniki swojej pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:

- przybory rysunkowe: ołówek, gumka,
- poradnik chemika,
- układ okresowy pierwiastków,
- zeszyt.

4.4.4. Sprawdzian postępów

Czy potrafisz:

		Tak	Nie
1)	wyjaśnić dlaczego gaz ziemny jest oczyszczany?	□	□
2)	określić w jakiej postaci występują hydraty?	□	□
3)	wyjaśnić w zależności od czego zmienia się skład hydratu?	□	□
4)	wymienić warunki jakie musza być spełnione dla powstania hydratu?	□	□
5)	wymienić co najmniej dwie metody zapobiegania i walki z hydratami?	□	□
6)	wyjaśnić ile należy usunąć wilgoci z gazu aby zapobiec powstaniu hydratów?	□	□

4.5. Eksploatacja gazu ziemnego z dwóch horyzontów

4.5.1. Materiał nauczania

Tradycyjny sposób eksploatacji złoża gazowego jednym horyzontem produktywnym polegał na zapuszczeniu rur wydobywczych o średnicy $2^3/_8$" lub $2^7/_8$" do stropy tego horyzontu i jego eksploatacji. Dopiero w późniejszym czasie wprowadzone zostały pakery, które umożliwiły eksploatację nie tylko jednego horyzontu produktywnego, ale również kilku horyzontów jednocześnie.

Dotychczasowa eksploatacja złoża gazu ziemnego wielohoryzontowego odbywała na zasadzie udostępnienia w najbardziej prosty, polegający na eksploatacji horyzontu zalegającego najniżej. Wyjątkowo, gdy ciśnienie złożowe przekraczało 20 MPa stosowano paker eksploatacyjny (rys. 23a).

Metoda ta powodowała, że w momencie wyeksploatowania horyzontu, następowała jego likwidacja poprzez wykonanie korka cementowego, a następnie poprzez perforację następowało udostępnienie następnego horyzontu wyżej zalegającego. Operacje te wymagały zaangażowania sprzętu technicznego oraz zasobów ludzkich, co w znacznym stopniu podwyższało koszty eksploatacji odwiertu. Dlatego w przypadku kilku takich rekonstrukcji, mimo iż odwiert umożliwiał produkcję z kilkunastu horyzontów, jego eksploatacja stawała się całkowicie nieopłacalna.

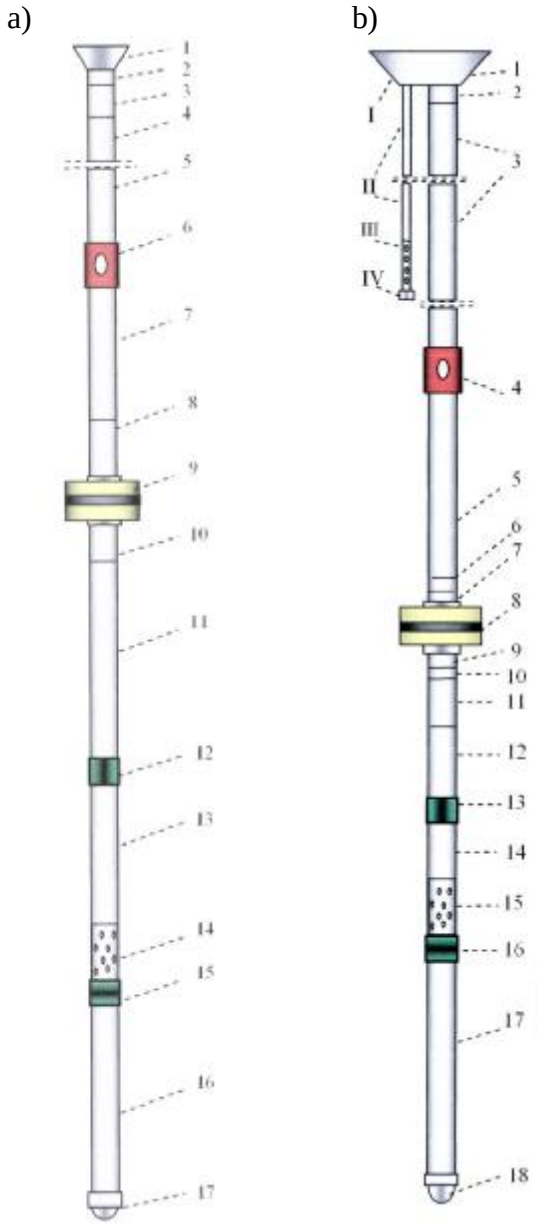
Inną metodą stosowaną przy wyposażeniu odwiertów wielohoryzontowych jest tzw. zbrojenie selektywne (rys. 23b), poprzez wytypowanie do eksploatacji dwóch najlepszych horyzontów i zapięciu pomiędzy nimi pakera eksploatacyjnego. Produkcja w takim przypadku prowadzona jest po przez rury $2^3/_8$" z dolnego horyzontu, natomiast górnego po przez rury wydobywcze $^5/_4$". Zbrojenie takie pozwala na eksploatację dwóch horyzontów równocześnie, co w znacznym stopniu poprawia zdolności wydobywcze odwiertu, a po ich wyeksploatowaniu i wykonaniu rekonstrukcji możliwe jest eksploatowanie dwóch następnych. System ten pozwala na krótszy czas eksploatacji oraz przy mniejszej liczbie rekonstrukcji wyeksploatować horyzonty w danym odwiercie, a co za tym idzie i przy mniejszych kosztach.

Wadą tego systemu jest brak możliwości wykonania jakichkolwiek prac (np. pomiarów) w obrębie horyzontu górnego ze względu na średnicę wewnętrzną rur 5/4". Problem ten można wyeliminować stosując w odwiercie dwie kolumny rur wydobywczych $2^3/_8$".

Na dzień dzisiejszy zbrojenie wgłębne odwiertu w złożu wielohoryzontowym polega na równoczesnym zapięciu dwóch pakerów wraz z osprzętem. Argumentem przemawiającym za zapięciem więcej niż jednego pakera jest możliwość udostępnienia w odwiercie większej liczby horyzontów. Nie umożliwia to na ich równoczesną eksploatację, jednak pozwala na wyeksploatowanie bez konieczności przeprowadzenia kosztownych rekonstrukcji. Udostępnianie poszczególnych horyzontów odbywa się tzw. techniką linową, co powoduje, że koszty eksploatacji odwiertów o kilku horyzontach są mniejsze.

Na rysunku 24a przedstawiono sposób uzbrojenia wgłębnego odwiertu umożliwiającego równoczesne udostępnienie trzech horyzontów, przy czym dwa mogą być eksploatowane równocześnie natomiast trzeci jest w rezerwie. Eksploatacja horyzontu górnego odbywa się przez rury $^5/_4$" i może być prowadzona równolegle z eksploatacją horyzontu środkowego lub dolnego. Produkcja z horyzontu środkowego lub dolnego może odbywać się tylko przemiennie, tzn. eksploatacja horyzontu środkowego musi być połączona z zamknięciem horyzontu dolnego i odwrotnie. Jest to realizowane za pomocą tzw. „techniki linowej".

Stosowane są również rozwiązania polegające na podwójnym zbrojeniu, w którym rezygnuje się z kolumny rur wydobywczych $^5/_4$" (rys. 24b). W takim przypadku nie potrzebna jest głowica eksploatacyjna, która jest o ok. 70% droższa od tradycyjnej oraz podwójna instalacja napowierzchniowa, co zmniejsza koszty zagospodarowania odwiertu.



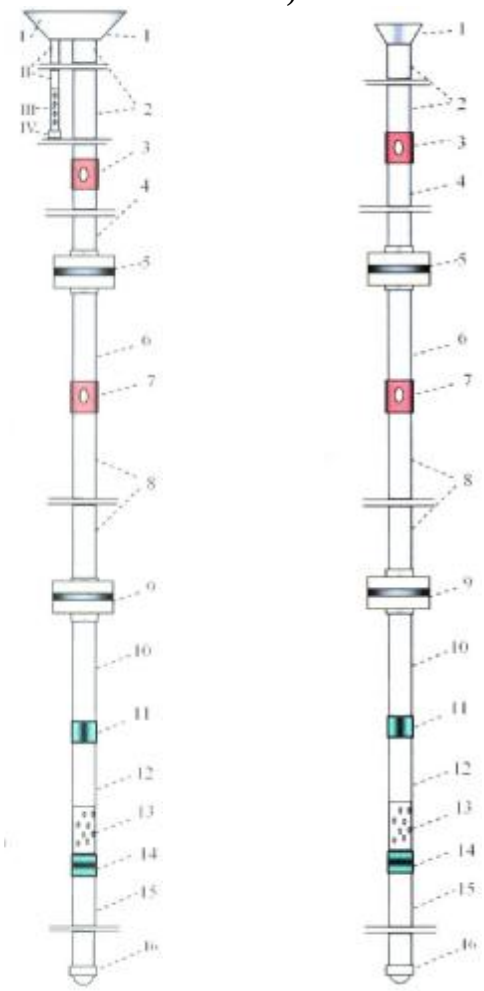
Rys. 23. Schemat uzbrojenia wgłębnego odwiertu: a) przy eksploatacji gazu z jednego horyzontu**:** 1 **–** Wieszak rur wydobywczych m x m 2 7/8”, 2 – Łącznik cz 2 7/8” x cz 2 3/8”, 3 – Łącznik cz x m 2 3/8”, 4 – Rury wydobywcze 2 3/8”, 5 – Rury wydobywcze 2 3/8”, 6 – Tuleja cyrkulacyjna 2 3/8”, 7 – Rura wydobywcza 2 3/8”, 8 – Łącznik m 2 3/8”x cz 2 7/8”, 9 – PAKER RH, 10 – Łącznik m 2 7/8” x cz 2 3/8”, 11 – Rura wydobywcza 2 3/8”, 12 – Łącznik posadowy X 2 3/8”, 13 – Rura wydobywcza 2 3/8”, 14 – Sito 2 3/8”, 15 – Łącznik posadowy XN 2 3/8”, 16 – Rura wydobywcza 2 3/8”, 17 – But prowadnik; b) przy eksploatacji gazu z dwóch horyzontu jednocześnie: 1 – Wieszak rur wydobywczych selektywny 2 3/8”, 2 – Manipulak 2 3/8”, 3 – Rury wydobywcze 2 3/8”, 4 – Tuleja cyrkulacyjna 2 3/8”, 5 – Rura wydobywcza 2 3/8”, 6 – Łącznik rurowy m 2 3/8” x cz 2 7/8”, 7 – Kotwica pakera BH, 8 – PAKER BH 2 7/8”, 9 – Łącznik cz 4” x cz 2 7/8”, 10 – Łącznik rurowy m 2 7/8” x cz 2 3/8”, 11 – Manipulak 2 3/8”, 12 – Manipulak 2 3/8”, 13 – Łącznik posadowy X 2 3/8”, 14 – Manipulak 2 3/8”, 15 – Sito 2 3/8” x 4,83, 16 – Łącznik posadowy 2 3/8”, 17 – Rura wydobywcza 2 3/8” x 4,83, 18 – But prowadnik 2 3/8”, I – Wieszak rur wydobywczych selektywny 2 3/8”, II – Rury wydobywcze 5/4” x 3,56, III – Sito 5/4”, IV – But prowadnik 5/4” [7, s. 6, 7]

Przedstawione rozwiązanie polega na zapięciu dwóch pakerów wraz z osprzętem co polega na równoczesnym udostępnieniu np. trzech horyzontów różniących się parametrami złożowymi. Horyzonty te mogą być eksploatowane oddzielnie w zależności od ich stanu i potrzeb.

Na przykład, podczas gdy eksploatacja środkowego horyzontu odbywać się będzie przez otwartą tuleję cyrkulacyjną (poz. 7) (rys. 24b) umieszczoną między pakerami, tuleja górna cyrkulacyjna (poz. 3) (rys. 24b) musi być zamknięta, oraz musi być zapięty korek w łączniku X (poz. 11) (rys. 24b).

Takie rozwiązanie pozwoli na wyeksploatowanie trzech horyzontów bez konieczności wykonywania bardzo kosztownych rekonstrukcji przy użyciu jedynie jednostki linowej.

a) b)



Rys.24. Schemat uzbrojenia wgłębnego odwiertu: a) przy eksploatacji gazu z trzech horyzontów: 1 – Wieszak rur wydobywczych 2 3/8”, 2 – Rury wydobywcze 2 3/8”, 3 – Tuleja cyrkulacyjna 2 3/8” Baker CMD, 4 – Rura wydobywcza 2 3/8” x 4,83 (3 szt.), 5 – PAKER FH – 7” 2 3/8”, 6 – Rura wydobywcza 2 3/8” x 4,83, 7 – Tuleja cyrkulacyjna 2 3/8” Baker CMD, 8 – Rura wydobywcza 2 3/8” x 4,83 (2 szt.), 9 – PAKER FH – 7” 2 3/8”, 10 – Rura wydobywcza 2 3/8” x 4,83, 11 – Łącznik posadowy X 2 3/8”, 12 – Rura wydobywcza 2 3/8” x 4,83 (manipulak), 13 – Sito 2 3/8” x 4,83, 14 – Łącznik posadowy XN 2 3/8”, 15 – Rura wydobywcza 2 3/8” x 4,83, 16 – But prowadnik 2 3/8”, I – Wieszak rur wydobywczych selektywny 2 $^{3}/_{8}$”, II – Rury wydobywcze 5/4” x 3,56, III-Sito 5/4”, IV – But prowadnik 5/4”; b) przy eksploatacji gazu z dwóch horyzontu jednocześnie: 1 – Wieszak rur wydobywczych 2 3/8”, 2 – Rury wydobywcze 2 3/8” x 4,83, 3 – Tuleja cyrkulacyjna 2 3/8” Baker CMD, 4 – Rura wydobywcza 2 3/8” x 4,83 (3 szt.), 5 – PAKER FH – 7” 2 3/8”, 6 – Rura wydobywcza 2 3/8” x 4,83, 7 – Tuleja cyrkulacyjna 2 3/8” Baker CMD, 8 – Rura wydobywcza 2 3/8” x 4,83 (2 szt.), 9 – PAKER FH – 7” 2 3/8”, 10 – Rura wydobywcza 2 3/8” x 4,83, 11 – Łącznik posadowy X 2 3/8”, 12 – Rura wydobywcza 2 3/8” x 4,83 J 5 (manipulak), 13 – Sito 2 3/8” TDS x 4,83, 14 – Łącznik posadowy 2 3/8”, 15-Rura wydobywcza 2 3/8” x 4,83, 16 – But prowadnik 2 3/8” [7, s. 8, 9]

4.5.2. Pytania sprawdzające

Odpowiadając na pytania, sprawdzisz, czy jesteś przygotowany do wykonania ćwiczeń.

1. W jaki sposób prowadzone było dotychczasowe uzbrajane wgłębne odwiertu przy eksploatacji wielohoryzontowej?
2. Jakie ujemne strony posiada taki sposób uzbrojenia odwiertu?
3. Co to jest zbrojenie selektywne?
4. Jaka jest wada stosowania rur $^5/_4$”?
5. Jak wygląda nowoczesny sposób zbrojenia wgłębnego przy eksploatacji wielohoryzontowej?
6. Jak wygląda zbrojenie odwiertu gazowego przy eksploatacji trzech horyzontów?

4.5.3. Ćwiczenia

Ćwiczenie 1

Przedstaw graficznie schemat uzbrojenia wgłębnego odwiertu gazowego przy eksploatacji złoża gazowego z trzech horyzontów produktywnych.

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:

1) sprzygotować przybory rysunkowe i arkusze papieru,
2) wykonać schemat uzbrojenia wgłębnego przy eksploatacji złoża gazowego z trzech horyzontów produktywnych,
3) dokonać prezentacji wyników pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:

- przybory rysunkowe, ołówek, gumka,
- kartki papieru kserograficznego,
- literatura z zakresu pomiarów wydobycia na odwiercie.

4.5.4. Sprawdzian postępów

Czy potrafisz:

	Tak	Nie
1) wyjaśnić co to jest eksploatacja wielohoryzontowa?	□	□
2) określić co wchodzi w skład wyposażenia wgłębnego odwiertu?	□	□
3) określić co to jest tuleja przepływowa?	□	□
4) określić jakie występują typowe średnice rur wydobywczych?	□	□
5) określić jakie rozwiązanie pozwoli na eksploatację dwóch horyzontów?	□	□
6) opisać na czym polega eksploatacja jednohoryzontowa?	□	□

4.6. Zagrożenia dla człowieka i środowiska związane z eksploatacją gazu ziemnego, rodzaje awarii oraz zasady postępowania w razie wybuchu lub pożaru

4.6.1. Materiał nauczania

Zagrożenia dla człowieka związane z eksploatacją gazu ziemnego

W zakładach górniczych eksploatujących ropę i gaz otworami wiertniczymi mogą występować zagrożenia pożarowe, wybuchowe, erupcyjne oraz zagrożenie siarkowodorowe. Zagrożenia te wynikają z charakterystyki pożarowej wydobywanych mediów, ich ilości oraz różnorodności i specyfiki stosowanych technologii.

Zagrożenia pożarowe i wybuchowe, powstające przy eksploatacji złóż gazowych, związane są z prowadzeniem następujących procesów technologicznych i robót:

1) wydobywaniem gazu odwiertami samoczynnymi,
2) prowadzeniem wstępnej przeróbki,
3) przygotowaniem gazu do transportu,
4) eksploatacją podziemnych magazynów gazu (PMG),
5) transportem gazu rurociągami dalekosiężnymi,
6) prowadzeniem prac intensyfikacyjnych i stosowaniem wtórnych metod eksploatacji, mających na celu poprawę warunków wydobycia kopaliny (syfonowanie, odbudowa ciśnienia złożowego),
7) prowadzeniem geofizycznych prac pomiarowych w odwiertach.

Zagrożenie pożarowe to zagrożenia pochodzące od nagromadzonych węglowodorów w czasie ich eksploatacji, magazynowania, przygotowania do transportu i przesyłu oraz od środków i substancji chemicznych używanych w procesie eksploatacji.

Profilaktyka pożarowa polega na:

- określeniu i oznakowaniu stref pożarowych,
- kontroli stanu bezpieczeństwa przeciwpożarowego,
- kontroli zagrożeń pożarowych,
- kontroli stanu technicznego urządzeń technologicznych,
- wyposażaniu w podręczny sprzęt gaśniczy oraz w sygnalizację ostrzegawczą.

Strefa pożarowa jest to przestrzeń wydzielona w taki sposób, aby w określonym czasie pożar nie przeniósł się na zewnątrz lub do wewnątrz wydzielonej przestrzeni.

Zagrożenie wybuchem jest to możliwość tworzenia przez palne gazy, pary palne ciecze, pyły lub włókna palnych ciał stałych, w różnych warunkach, mieszanin z powietrzem, które pod wpływem czynnika inicjującego zapłon (iskra, łuk elektryczny lub przekroczenie temperatury samozapalenia) wybuchają, czyli ulegają gwałtownemu spaleniu połączonemu ze wzrostem ciśnienia [20].

Dla określenia zagrożenia związanego z wybuchem określa się strefy zagrożenia wybuchem według częstotliwości jej występowania i czasu trwania mieszaniny wybuchowej.

Strefa zagrożenia wybuchem jest to przestrzeń, w której może występować mieszanina wybuchowa substancji palnych z powietrzem, lub innymi gazami utleniającymi, o stężeniu zawartym między górną a dolną granicą wybuchowości [20].

Wyróżniamy [11]:

- Strefę zagrożenia wybuchem 0. Strefa lub przestrzeń, w której mieszanina wybuchowa gazów, par lub mgieł występuje stale lub długotrwale w normalnych warunkach pracy.
- Strefę zagrożenia wybuchem l. Strefa, w której mieszanina wybuchowa gazów, par lub mgieł może występować w normalnych warunkach pracy.

- Strefę zagrożenia wybuchem 2. Strefa, w której istnieje niewielkie prawdopodobieństwo wystąpienia mieszaniny wybuchowej gazów, par lub mgieł, przy czym mieszanina wybuchowa może występować jedynie krótkotrwale.
- Strefę zagrożenia wybuchem 10. Strefa, w której mieszanina wybuchowa pyłów występuje często lub długotrwale w normalnych warunkach pracy.
- Strefę zagrożenia wybuchem 11. Strefa, w której zalegające pyły mogą krótkotrwale stworzyć mieszaninę wybuchową wskutek przypadkowego zawirowania powietrza.

Temat związany z zagrożeniem wybuchem obejmuje również zagadnienie dotyczące koncentracji substancji palnej w powietrzu, polegające na wyznaczeniu dla danej substancji dolnej i górnej granicy wybuchowości, tj:

- Dolna granica wybuchowości (DGW) – koncentracja substancji palnej w powietrzu, poniżej której nie tworzy się mieszanina wybuchowa [11].
- Górna granica wybuchowości (GGW) – koncentracja substancji palnej w powietrzu, powyżej której nie tworzy się mieszanina wybuchowa [11].

Dla przykładu, granica wybuchowości w mieszaninie z powietrzem wynosi odpowiednio:

- Metan (CH_4)
  - DGW – 5% obj.
  - GGW – 15% obj.
- Etan (C_2H_4)
  - DGW – 3% obj.
  - GGW – 12,5% obj.
- Siarkowodór (H_2S)
  - DGW – 4,3% obj.
  - GGW – 45% obj.
- Metanol (CH_3OH)
  - DGW – 5,5% obj.
  - GGW – 44% obj.

Profilaktyka związana z zagrożeniem wybuchem polega na:

- określeniu i oznakowaniu stref zagrożenia wybuchem,
- pomiarach kontrolnych na zawartość węglowodorów w powietrzu,
- pomiarach kontrolnych dolnej granicy wybuchowości (DGW),
- kontroli stanu technicznego urządzeń technologicznych,
- stosowaniu sprawnej wentylacji (dotyczy pomieszczeń, np.: tłoczni gazu, budynków sprężarek).

Oprócz zagrożenia pożarowego i wybuchowego tworzącego się przy eksploatacji gaz ziemnego, istnieje możliwość powstania zagrożeń erupcyjnych w trakcie robót górniczych na odwiertach.

Zagrożenie erupcyjne oznacza możliwość wystąpienia zagrożenia wywołanego erupcją, spowodowana naruszeniem równowagi pomiędzy ciśnieniem złożowym, a ciśnieniem dennym.

Anomalnie duże zagrożenie erupcyjne występuje w przypadku, gdy w nieorurowanej części otworu wiertniczego zalegają poziomy o ciśnieniu złożowym bliskim wartości ciśnienia szczelinowania innych odkrytych skał lub gdy gradient ciśnienia złożowego jest większy od 0.13 MPa/10 m.

Rodzaje erupcji [11]:

- erupcja otwarta to erupcja w wyniku której następuje niekontrolowany wypływ płynu złożowego z otworu na powierzchnię, w wyniku uszkodzenia urządzeń zabezpieczających wylot otworu,
- erupcja wgłębna to erupcja w wyniku której następuje niekontrolowany przepływ płynu złożowego między poziomami skał zbiornikowych o różnym ciśnieniu złożowym,

Wyróżnia się dwie klasy zagrożenia erupcyjnego [11]:

1. klasa A zagrożenia erupcyjnego obejmuje otwory wiertnicze o anomalnie dużym zagrożeniu erupcyjnym oraz otwory wiercone w rejonach nierozpoznanych geologicznie i nieznanej charakterystyce złożowej,
2. klasa B zagrożenia erupcyjnego obejmuje otwory wiertnicze wiercone w rejonach o znanej budowie geologicznej i znanej charakterystyce złożowej oraz gdy gradient

ciśnienia złożowego nie przekracza 0,13 MPa/10 m.

Zagrożenie erupcyjne, w tym zagrożenie związane z uwolnieniem siarkowodoru, w czasie eksploatacji odwiertów gazowych, dotyczy:

- wykonywania testów produkcyjnych
- rekonstrukcji i pogłębiania odwiertów,
- prowadzenia prac geofizycznych w odwiertach metodą perforacji,
- zabiegów intensyfikacyjnych,
- prac związanych z opróbowaniem skał zbiornikowych po zakończeniu wiercenia lub rekonstrukcji odwiertów, celem ustalenia parametrów złożowych i wykonania analiz oraz próbną eksploatacją złoża.

Zagrożenie siarkowodorowe oznacza możliwość powstania zagrożenia w wyniku wypływu płynu złożowego, zawierającego siarkowodór, podczas erupcji otwartej z otworów w czasie wiercenia lub wydobywania kopalin płynnych, stwarzającego niebezpieczeństwo dla ruchu zakładu górniczego, jego pracowników i okolicznej ludności.

Kategorię zagrożenia siarkowodorowego określa natężenie wypływu siarkowodoru przez ostatnią, niedławioną kolumnę rur [11].

- I kategoria zagrożenia siarkowodorowego – wypływ siarkowodoru z otworu jest większy niż 120 nm^3/min.,
- II kategoria zagrożenia siarkowodorowego – wypływ siarkowodoru z otworu mieści się w granicach 18–120 nm^3/min.,
- III kategoria zagrożenia siarkowodorowego – wypływ siarkowodoru z otworu mieści się w granicach 6–18 nm^3/min.,
- IV kategoria zagrożenia siarkowodorowego – wypływ siarkowodoru z otworu mieści się w granicach 0,6–6 nm^3/min.,

Zagrożenia erupcyjne i siarkowodorowe określa i kwalifikuje „Zarządzenie Prezesa Wyższego Urzędu Górniczego z dnia 3.08.1994 w sprawie określenia kryteriów oceny zagrożeń naturalnych oraz trybu zaliczania złóż kopalin, ich części lub wyrobisk górniczych do poszczególnych stopni zagrożeń” – Monitor Polski Nr 45, poz. 368.

Zagrożenia dla środowiska związane z eksploatacją gazu ziemnego

Eksploatacja złoża węglowodorów odbywa się w oparciu o wydaną koncesję na ściśle określonym obszarze górniczym, którego granice pokrywają się z reguły z konturem złoża. Teren górniczy, czyli obszar możliwych wpływów działalności związanej z wydobywaniem gazu i/lub ropy naftowej nie zawsze pokrywa się z obszarem górniczym, ponieważ jest to teren objęty wpływem działalności kopalni od momentu jej budowy do likwidacji. W czasie funkcjonowania kopalni, przez długi czas, zagrożenia środowiska naturalnego związane z działalnością kopalni należy rozpatrywać bardzo szczegółowo. Trwające przez wiele lat ujemne oddziaływanie na poszczególne elementy środowiska może doprowadzić do powstania niełatwy do usunięcia szkód ekologicznych.

Zagrożenia środowiska naturalnego występujące w trakcie eksploatacji gazu ziemnego związane są z:

- zrzutami gazu podczas testowania bądź syfonowania odwiertów,
- działaniem urządzeń instalowanych w celu zapewnienia bezpieczeństwa odbioru gazu poprzez niedopuszczenie do nadmiernego wzrostu ciśnienia,
- ucieczkami gazu przez nieszczelności gazociągów i armatury, zwłaszcza przez zawory, złącza i uszczelki,
- przedostawaniem się do atmosfery par z regeneratorów glikolu etylenowego, zawierających niekiedy węglowodory aromatyczne i siarkowodór,
- nieszczelnościami w instalacjach odsiarczania gazu oraz odprowadzaniem do atmosfery

kwaśnych gazów resztkowych z tych instalacji.

Szczególne zagrożenia powietrza atmosferycznego występują w przypadku awarii i są związane z gwałtownym wypływem siarkowodoru oraz węglowodorów z otworów.

Towarzyszące wydobyciu gazu ziemnego zagrożenia gleby, wód powierzchniowych i podziemnych są spowodowane odprowadzaniem do środowiska zanieczyszczonych ścieków i odpadów wytwarzanych podczas funkcjonowania kopalni. Ścieki i odpady, oprócz substancji zawartych w płynach złożowych, zawierają również wiele składników wprowadzanych w wyniku operacji technologicznych mających na celu intensyfikację wydobycia, ułatwieniu rozdziału płynów złożowych, przygotowywaniu gazu do transportu przez odsiarczanie, odrtęcianie i osuszanie.

Głównym czynnikiem, kierowanym w okresie funkcjonowania kopalni do środowiska są wody złożowe. Ilość ich może znacznie przekraczać ilość wydobywanego gazu i zwiększa się często w miarę postępu wydobycia. Podczas eksploatacji złóż najczęstszym sposobem likwidacji tego odpadowego strumienia jest zatłoczenie wód złożowych w nieproduktywne horyzonty chłonne, gdyż uzdatnienie wód złożowych do wykorzystania w procesach technologicznych lub na potrzeby ludzi jest z reguły albo niemożliwe, albo zbyt kosztowne. Bardzo rzadko, z braku innych możliwości zagospodarowania, odprowadza się wody złożowe bezpośrednio do wód powierzchniowych lub gleby, gdyż ten sposób ich likwidacji stwarza największe niebezpieczeństwo dla środowiska lądowego i wodnego.

Tylko w wyniku awarii przedostać się mogą do środowiska stosowane w zabiegach technologicznych chemikalia – mogą to być agresywnie działające substancje, jak np.: kwasy (solny, octowy lub fluorowodorowy) używane do sporządzania płynów do kwasowania.

Odpady technologiczne wytwarzane w kopalniach gazu powodujące skażenie gleby i wód, to:

- odpady po zabiegach kwasowania i szczelinowania,
- odpady z procesów odsiarczania gazu (np.: siarka elementarna lub zużyte rudy darniowe),
- odpady z procesów usuwania rtęci z gazu.

Kopalnie gazu powodują również zmiany w klimacie akustycznym środowiska w związku z pracą tłoczni gazu i kotłowni, procesami dekompresji, zabiegami syfonowania odwiertów, funkcjonowaniem zaworów bezpieczeństwa. Spośród stacjonarnych źródeł hałasu, jakimi są tłocznie, kotłownie i inne stale działające urządzenia mechaniczne, główne problemy stwarzają tłocznie, gdyż hałas emitowany z kotłowni jest niewielki. Pozostałe źródła emisji hałasu (np. syfonowanie odwiertów) powodują podwyższenie jego poziomu tylko okresowo i zwykle tylko przez krótki czas.

Czynności zmierzające do jak najmniejszego oddziaływania na środowisko czynników powstających przy wydobyciu gazu polegają na ograniczeniu ilości zanieczyszczeń wprowadzanych do atmosfery, wód powierzchniowych i podziemnych oraz do gleby w okresie eksploatacji złoża.

Działania te można podzielić na kilka grup:

- rozwój technologii mający na celu zmniejszenie szkodliwego wpływu na środowisko poszczególnych operacji w procesach eksploatacji złóż,
- doskonalenie środków technicznych, aby zwiększyć efektywność operacji istotnych z punktu widzenia ochrony środowiska,
- wprowadzanie nowoczesnych, czułych i niezawodnych metod monitoringu zawartości szkodliwych dla środowiska substancji w strumieniach odprowadzających zanieczyszczenia,
- prowadzenie monitoringu stanu środowiska na terenach górniczych, aby nie dopuścić do powstania szkód ekologicznych,
- stosowanie rozwiązań organizacyjnych gwarantujących staranną realizację zadań z zakresu ochrony środowiska.

Emisji metanu i lotnych niemetanowych związków organicznych można przeciwdziałać przez:

- niedopuszczanie do zrzutu gazu do atmosfery,
- dobieranie takich konstrukcji pochodni i palników oraz takich warunków spalania, by uzyskać wysoki stopień przereagowania paliwa,
- stosowanie do przedmuchiwania pochodni azotu w miejsce gazu ziemnego,
- kolektorowanie, sprężanie i ponowne wykorzystywanie gazu z urządzeń wentylacyjnych,
- stosowanie zamkniętych obiegów w instalacjach regeneracji glikolu (zawracanie gazów odlotowych do palnika podgrzewającego regenerator) lub usuwanie ze strumienia gazów odlotowych zawartych w nich węglowodorów aromatycznych,
- stałe przeglądy, konserwację, naprawę bądź wymianę urządzeń, które są źródłami emisji gazu z powodu korozji, utraty szczelności lub uszkodzeń mechanicznych.

Rodzaje awarii oraz zasady postępowania w razie wybuchu lub pożaru

Przepisy górnicze stanowią, iż w razie powstania zagrożenia życia i zdrowia pracowników zakładu górniczego, zagrożenia bezpieczeństwa powszechnego w związku z ruchem zakładu górniczego, należy podjąć i prowadzić akcję ratowniczą.

Akcje winny być prowadzone w oparciu o opracowany plan ratownictwa przez kierownika ruchu zakładu górniczego, a do czasu jego przybycia – przez najwyższą funkcyjnie osobę kierownictwa lub dozoru ruchu obecną w zakładzie górniczym.

Osoba dozoru, która zauważyła pożar lub uzyskała informację o pożarze, obowiązana jest osobiście lub za pośrednictwem gońca natychmiast zaalarmować ludzi przebywających w obiekcie lub w miejscu zagrożenia a następnie powiadomić:

1. Państwową Straż Pożarną,
2. osoby znajdujące się w sąsiedztwie pożaru narażone na jego skutki,
3. kierownictwo oraz w razie potrzeby służby techniczne według wykazu telefonów alarmowych.

Przy zgłaszaniu pożaru Państwowej Straży Pożarnej należy wyraźnie podać:

1. gdzie się pali – dokładny adres obiektu,
2. co się pali – np.: ropa, gazolina, gaz, obiekty zaplecza,
3. czy istnieje zagrożenie życia ludzi, czy w rejonie pożaru lub bezpośrednim sąsiedztwie znajdują się materiały łatwo zapalne lub wybuchowe, itp.,
4. numer telefonu, z którego się dzwoni oraz swoje imię i nazwisko.

Po potwierdzeniu przyjęcia meldunku przez dyżurnego telefonistę odłożyć słuchawkę i odczekać przy telefonie na ewentualne sprawdzenie.

W razie potrzeby (wypadek lub awaria) zaalarmować: Pogotowie Ratunkowe, Policję, Pogotowie Gazowe, Pogotowie Energetyczne.

Akcja Ratowniczo-Gaśnicza

- Po zaalarmowaniu straży pożarnej należy przystąpić do akcji ratowniczo-gaśniczej przy pomocy podręcznego sprzętu gaśniczego.
- Do czasu przybycia straży pożarnej kierownictwo akcją sprawuje osoba dozoru lub osoba go zastępująca jest odpowiedzialna za bezpieczeństwo osób i imienia w obiekcie.
- Każda osoba przystępująca do akcji ratowniczo-gaśniczej powinna:
  a) w pierwszej kolejności przystąpić do ratowania ludzi, przeprowadzając ewakuację z zagrożonego rejonu,
  b) wyłączyć dopływ prądu elektrycznego (nie wolno gasić wodą instalacji i urządzeń elektrycznych będących pod napięciem),

c) usunąć z miejsca pożaru i bezpośredniego sąsiedztwa wszelkie znajdujące się tam materiały palne, wybuchowe, toksyczne a także cenny sprzęt i urządzenia oraz ważne dokumenty, nośniki informacji, itp.

Gaszenie pożarów
Siarkowodór

Środki gaśnicze: proszki gaśnicze, dwutlenek węgla, woda – prądy rozproszone.

- Mały pożar: na terenie otwartym pozwolić, aby gaz się wypalił kontrolując z bezpiecznej odległości i chłodząc zbiorniki wodą: w pomieszczeniu zamkniętym gasić gaśnicą proszkową lub śniegową lub wprowadzić gazowy dwutlenek węgla.
- Duży pożar: gasić po odcięciu dopływu gazu proszkami gaśniczymi lub prądami wodnymi rozproszonymi. Zbiorniki narażone na działanie ognia lub wysokiej temperatury chłodzić wodą z bezpiecznej odległości (groźba wybuchu) do czasu ugaszenia pożaru; jeśli to możliwe, usunąć z obszaru zagrożenia.

Metan (gaz ziemny)

- Mały pożar gasić podręcznym sprzętem gaśniczym: gaśnice proszkowe, śniegowe.
- Duży pożar gasić wodą (stosując prąd zwarty do zbijania płomieni), proszkami gaśniczymi, dwutlenkiem węgla, przy użyciu typowego sprzętu pożarniczego, zbiorniki narażone na działanie wysokiej temperatury intensywnie chłodzić wodą, o ile to możliwe usunąć z obszaru zagrożonego, w razie zapalenia się wyciekającego metanu, nie gasić do momentu odcięcia wycieku (niebezpieczeństwo wybuchu przestrzennego).

4.6.2. Pytania sprawdzające

Odpowiadając na pytania, sprawdzisz, czy jesteś przygotowany do wykonania ćwiczeń.

1. Jakie zagrożenia mogą występować w zakładach górniczych eksploatujących ropę i gaz otworami wiertniczymi?
2. Na czym polega profilaktyka przy zagrożeniach pożarowych?
3. Wyjaśnij pojęcie strefy zagrożenia wybuchem 0, 1, 2?
4. Co oznacza skrót DGW i GGW, wyjaśnij pojęcia?
5. Na czym polega profilaktyka związana z zagrożeniem wybuchem?
6. Jakie wyróżniamy kategorie zagrożenia siarkowodorowego i jakie mają one przedziały?
7. Jak można przeciwdziałać emisji metanu i lotnych niemetanowych związków organicznych?
8. Do czego zobowiązana jest osoba dozoru, która zauważyła pożar lub uzyskała informację o pożarze?
9. Jakie informacje należy podać przy zgłaszaniu pożaru Straży Pożarnej?

4.6.3. Ćwiczenia

Ćwiczenie 1

W pomieszczeniu technicznym o wymiarach 7 x 10 x 3,5 m, wystąpiła nieszczelność rurociągu gazowego. W wyniku awarii stwierdzono ubytek metanu w ilości 1100 dm^3. Oblicz znając granice wybuchowości metanu, czy w danym pomieszczeniu istniej zagrożenie wybuchowe.

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:

1) ujednolicić jednostki,
2) obliczyć procentową zawartość metanu w pomieszczeniu,
3) porównać otrzymany wynik z przedziałem wybuchowości metanu,
4) zaprezentować wyniki swojej pracy,
5) uzasadnić przyjęte rozwiązanie.

Wyposażenie stanowiska pracy:

- przybory do pisania,
- kalkulator,
- zeszyt.

4.6.4. Sprawdzian postępów

Czy potrafisz:

		Tak	Nie
1)	podać jakie procesy technologiczne w eksploatacji gazu ziemnego mogą powodować zagrożenia pożarowe i wybuchowe?	□	□
2)	podać w wyniku jakich procesach może wystąpić zagrożenie pożarowe?	□	□
3)	wyjaśnić pojęcie „zagrożenie wybuchem”?	□	□
4)	określić ile wynosi DGW i GGW dla metanu?	□	□
5)	wyjaśnić pojęcie „zagrożenie erupcyjne”?	□	□
6)	wyjaśnić jakiego rodzaje erupcje wyróżniamy?	□	□
7)	określić co jest głównym odpadem kopalni?	□	□
8)	wymienić co najmniej cztery czynniki powodujące ograniczenie emisji metanu i lotnych niemetanowych związków organicznych?	□	□

4.7. Przepisy z zakresu bezpieczeństwa, higieny pracy, ochrony przeciwpożarowej i ochrony środowiska w eksploatacji gazu ziemnego

4.7.1. Materiał nauczania

Tematyka bezpieczeństwa, higieny pracy, ochrony przeciwpożarowej i ochrony środowiska dla górnictwa otworowego, zawarta została w następujących przepisach:

- Prawo Geologiczne i Górnicze – Dz. U. Nr 228 poz. 1947 z 2005 r. z późniejszymi zmianami,
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy, prowadzenia ruchu oraz specjalistycznego zabezpieczenia przeciwpożarowego w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi – Dz. U. Nr 109 poz. 961 z 2002 r. z późniejszymi zmianami,
- Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji w sprawie planów ruchu zakładów górniczych – Dz. U. Nr 94 poz. 840 z 2002 r.
- Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji w sprawie zagrożeń naturalnych w zakładach górniczych – Dz. U. Nr 94 poz. 841 z 2002 r.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i polityki Społecznej w sprawie minimalnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy pracowników zatrudnionych na stanowiskach pracy, na których może wystąpić atmosfera wybuchowa – Dz. U. Nr 107 poz. 1004 z 2003 r.
- Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów – Dz. U. Nr 121 poz. 1138 z 2003 r.
- Prawo Ochrony Środowiska – Dz. U. Nr 62 poz. 627 z 2001 r. z późniejszymi zmianami.

Ponadto zagadnienia dotyczące bezpieczeństwa, higieny pracy, ochrony przeciwpożarowej i ochrony środowiska, ujęte są oddzielnie, na podstawie w/w regulacji prawnych, w instrukcjach i zarządzeniach wydawanych przez Kierownika Ruchu Zakładu Górniczego.

Eksploatację otworów zarówno gazowych jak i ropnych, określamy mianem ruchu zakładu górniczego, który może się odbywać tylko pod kierownictwem i dozorem osób posiadających odpowiednie kwalifikacje.

Ruch zakładu górniczego, odbywający się na terenie obszaru górniczego, realizowany jest na podstawie Planu Ruchu, sporządzonego dla każdego zakładu górniczego na podstawie warunków określonych w koncesji oraz projektu zagospodarowania złoża przedsiębiorca, zgodnie z zasadami techniki górniczej.

Plan ruchu zakładu górniczego określa szczegółowe przedsięwzięcia niezbędne w celu zapewnienia [14]:

1) bezpieczeństwa powszechnego,
2) bezpieczeństwa pożarowego,
3) bezpieczeństwa i higieny pracy pracowników zakładu górniczego,
4) prawidłowej i racjonalnej gospodarki złożem,
5) ochrony środowiska wraz z obiektami budowlanymi,
6) zapobiegania szkodom i ich naprawiania.

Podlega on zatwierdzeniu, w drodze decyzji, przez właściwy organ nadzoru górniczego, a w momencie zmiany naturalnych, technicznych lub organizacyjnych warunków wydobywania kopaliny, plan ruchu zakładu górniczego może ulec zmianie, przy pomocy dodatku.

W razie powstania zagrożenia życia, zdrowia ludzkiego, nadzwyczajnego zagrożenia środowiska lub bezpieczeństwa zakładu górniczego, ruch zakładu górniczego powinien zostać niezwłocznie wstrzymany w całości lub w części do czasu usunięcia zagrożenia [14].

Ze względu na zagrożenie bezpieczeństwa zakładu górniczego lub bezpieczeństwa powszechnego, jeżeli wyniknie potrzeba natychmiastowego odstąpienia od zatwierdzonego planu ruchu, przedsiębiorca może odstąpić od tego planu. W tym celu Kierownik ruchu zakładu górniczego jest zobowiązany niezwłocznie zawiadomić właściwy organ nadzoru górniczego celem uzyskania zgody na odstąpienie od planu ruchu. W razie odmowy udzielenia zgody, dalszy ruch zakładu górniczego może być prowadzony tylko zgodnie z zatwierdzonym planem.

Natomiast, gdy organ górniczy udzieli zgodę na odstąpienie od planu i czasowego zaniechania działalności wydobywczej wskutek okoliczności, przedsiębiorca jest zobowiązany zabezpieczyć wyrobiska górnicze oraz obiekty i urządzenia zakładu górniczego.

Dla zapewnienia bezpieczeństwa, higieny pracy i ochrony przeciwpożarowej przedsiębiorca, czyli podmiot posiadający koncesję na prowadzenie działalności regulowanej ustawą, powinien w szczególności [14]:

1) rozpoznawać zagrożenia związane z ruchem zakładu górniczego i podejmować środki zmierzające do zapobiegania i usuwania tych zagrożeń, w tym oceniać i dokumentować ryzyko zawodowe występujące w ruchu zakładu górniczego oraz stosować niezbędne środki profilaktyczne zmniejszające to ryzyko,
2) posiadać odpowiednie środki materialne i techniczne oraz właściwie zorganizowane służby ruchu do zapewnienia bezpieczeństwa pracowników i bezpieczeństwa ruchu zakładu górniczego,
3) prowadzić ewidencję osób przebywających w zakładzie górniczym.

Przedsiębiorca zobowiązany jest również do [14]:

- przeszkolenia pracowników zakładu górniczego w zakresie znajomości przepisów regulujących bezpieczne wykonywanie pracy w zakładzie górniczym,
- posiadania zorganizowanego ratownictwa górniczego,
- zapewnienia stałej możliwości udziału w akcji ratowniczej zawodowych specjalistycznych służb Centralnej Stacji Ratownictwa Górniczego lub innego podmiotu, zawodowo trudniącego się wykonywaniem czynności w zakresie ratownictwa górniczego,
- udzielenia pomocy innemu zakładowi górniczemu w razie wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa pracowników lub ruchu tego zakładu,
- sporządzenia, uzupełniania i aktualizowania niezbędnej dokumentacji dla prowadzenia ruchu zakładu górniczego oraz zapewnia bieżące przeprowadzanie analiz i badań niezbędnych dla bezpiecznego prowadzenia ruchu zakładu górniczego, w tym dla oceny i dokumentowania ryzyka zawodowego,
- opracowuje, przed rozpoczęciem prac, dla każdego zakładu górniczego dokument bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników.

Przedsiębiorca oraz podmiot, który przystępuje do wykonywania prac w ruchu zakładu górniczego, szczegółowo określają na piśmie podział obowiązków, w celu zapewnienia bezpiecznych warunków pracy i koordynacji prac.

Również Kierownik Ruchu Zakładu Górniczego, jako osoba bezpośrednio odpowiedzialna za ruch zakładu górniczego została obarczona za strony ustawodawcy pewnymi obowiązkami dla zapewnienia bezpieczeństwa, tj. KRZG [16]:

- zapoznaje pracowników zakładu górniczego z obowiązującym dokumentem bezpieczeństwa lub odpowiednią jego częścią,
- jest odpowiedzialny za prawidłową organizację i prowadzenie ruchu zakładu górniczego,

– jest odpowiedzialny za opracowanie pisemnych instrukcji bezpiecznego wykonywania pracy dla stanowisk lub miejsc pracy w ruchu zakładu górniczego oraz, po konsultacji z pracownikami lub ich reprezentantami, zatwierdza te instrukcje.
  Instrukcje, o których jest mowa, zawierają informacje na temat:
  - sposobu bezpiecznego wykonywania pracy,
  - zasad postępowania w sytuacjach awaryjnych, z uwzględnieniem zagrożeń występujących przy wykonywaniu poszczególnych prac,
  - zasad ochrony przed zagrożeniami,
  - informacji o stosowaniu sprzętu ratunkowego,
  - informacji o działaniach, które powinny być podjęte w przypadku zagrożenia.
– określa tereny, na które, ze względu na zagrożenie związane z ruchem zakładu górniczego, wstęp osób nieupoważnionych jest niedozwolony,
– określa tereny, na które, ze względu na zagrożenie związane z ruchem zakładu górniczego, wstęp osób nieupoważnionych jest niedozwolony,
– określa miejsca i stanowiska pracy:
  - na których pracownicy powinni stosować wymagane środki ochrony indywidualnej,
  - które powinny być wyposażone w odpowiedni system akustyczny i optyczny do przekazywania sygnału alarmowego,
– określa rodzaj prac, które są wykonywane w warunkach szczególnego zagrożenia,
– zatwierdza instrukcje postępowania na wypadek zagrożenia toksycznego, oraz ustala (lub wyznaczona przez niego osoba dozoru ruchu) strefy zagrożenia toksycznego,
– określa pomieszczenia i miejsca występowania zagrożenia wybuchem i zagrożenia pożarowego oraz przestrzenie i strefy zagrożenia wybuchem, a także strefy pożarowe, które odpowiednio się oznakowuje,
– w przypadku powstania, wskutek robót górniczych, zagrożenia dla ludzi lub środowiska poza terenem zakładu górniczego, kierownik ruchu zakładu górniczego niezwłocznie podejmuje działania zabezpieczające i likwidujące powstałe zagrożenia,
– w przypadku nieopanowanego wypływu płynu złożowego z otworu wiertniczego lub odwiertu, podejmuje działania mające na celu likwidację zagrożenia, zgodnie z planem ratownictwa,
– podejmuje działania mające na celu zmniejszenie negatywnego wpływu działalności zakładu górniczego.

W miejscach, w których powstało zagrożenie bezpieczeństwa ruchu zakładu górniczego lub pracowników, należy wykonywać tylko prace związane z usuwaniem zagrożenia; prace takie mogą wykonywać tylko wyspecjalizowani w tym zakresie pracownicy.

Przepisy górnicze stanowią, że: kto spostrzeże zagrożenie dla ludzi lub ruchu zakładu górniczego albo uszkodzenie lub nieprawidłowe działanie urządzeń tego zakładu, jest zobowiązany niezwłocznie ostrzec osoby zagrożone, podjąć dostępne mu środki w celu usunięcia niebezpieczeństwa oraz zawiadomić o niebezpieczeństwie najbliższą osobę kierownictwa lub dozoru ruchu, a w razie powstania stanu zagrożenia życia lub zdrowia pracowników zakładu górniczego, należy niezwłocznie wstrzymać prowadzenie robót w strefie zagrożenia i wycofać pracowników w bezpieczne miejsce.

Przy pracach wykonywanych w miejscach, w których występuje mieszanina wybuchowa, niedopuszczalne jest używanie narzędzi, sprzętu i innych przedmiotów oraz obuwia i odzieży, mogących powodować iskrzenie i wybuch, dlatego należy stosować wyroby spełniające wymagania dotyczące oceny zgodności, dopuszczone do stosowania w zakładach górniczych, w drodze decyzji, przez Prezesa Wyższego Urzędu Górniczego.

Problematyka dotycząca ochrony środowiska w eksploatacji złóż gazu ziemnego rozpoczyna się już na etapie ubiegania o koncesję na wydobywanie kopaliny.

Prawo Ochrony Środowiska – Dz.U. Nr 62 poz. 627 z 2001 z późniejszymi zmianami art. 46 p.4 stanowi, że wniosek o udzielanie koncesji na poszukiwania i rozpoznawanie złóż kopalin, na wydobycie kopalin oraz na bezzbiornikowe magazynowanie substancji w górotworze musi, zawierać oceny wpływu tych działań na środowisko przyrodnicze [15].

W Ocenie Oddziaływania, stanowiącej załącznik do wniosku o koncesję na wydobycie kopaliny węglowodorowej, powinno zostać uwzględnione:

- zagrożenia związane z wydobywaniem kopaliny,
- celowość eksploatacji złoża z uwzględnieniem ochrony środowiska,
- prawidłowość wyznaczenia terenu górniczego, czyli przestrzeni objętej przewidywanymi wpływami robót górniczych zakładu górniczego,
- zasadnicze aspekty przewidywanych technologii z punktu widzenia zagrożeń, jakie wynikają z nich dla środowiska lub z punktu widzenia zapewnienia przy ich zastosowaniu skutecznej ochrony środowiska,
- warunki, jakie powinny być spełnione w trakcie eksploatacji kopaliny, by zapewnić bezpieczeństwo środowiska,
- zasadność udzielenia koncesji występującemu o nią podmiotowi.

W projekcie zagospodarowania złoża dla obszaru określonego w koncesji, powinny zostać przedstawione zamierzenia mające na celu ograniczenie ujemnego wpływu na środowisko, tj. „przedstawienie stanu środowiska i sposobu jego ochrony przed ujemnymi, bezpośrednimi i pośrednimi skutkami eksploatacji i przeróbki kopaliny, sposobu postępowania z odpadami powstałymi w związku z wydobywaniem kopaliny, przedstawienie sposobu ochrony wód podziemnych i powierzchniowych, sposobu korzystania z wód kopalnianych, a w szczególności postępowania z wodami nie nadającymi się do wykorzystania i wodami skażonymi”.

Plan ruchu zakładu górniczego to kolejny dokument, który musi określać szczegółowe przedsięwzięcia, niezbędne w celu zapewnienia ochrony środowiska. W części szczegółowej planu ruchu musi się znaleźć omówienie sposobu postępowania z wodami złożowymi, oraz przedsięwzięcia dla zapewnienia ochrony środowiska, ze szczególnym uwzględnieniem zadań w zakresie:

1) ochrony powierzchni,
2) ochrony wód powierzchniowych,
3) ochrony wód podziemnych,
4) ochrony powietrza,
5) ochrony przed hałasem i wibracjami,
6) ochrony przed odpadami [18].

Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy, prowadzenia ruchu oraz specjalistycznego zabezpieczenia przeciwpożarowego w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi – Dz. U. Nr 109 poz. 961 z 2002 r., nakłada obowiązki na Kierownika Ruchu Zakładu Górniczego w zakresie ochrony środowiska polegające na:

- podejmowaniu działań mających na celu zmniejszenie negatywnego wpływu działalności zakładu górniczego – art.171 [16],
- podjęciu działań zabezpieczających i likwidujących powstałe zagrożenia w przypadku powstania, wskutek robót górniczych, zagrożenia dla ludzi lub środowiska poza terenem zakładu górniczego – art. 182 [16],

KRZG zarządza wykonanie i zatwierdza dokumentację mającą na celu podjęcie działań ochrony środowiska tj. [16]:

- art. 178 – Eksploatacją urządzeń odpylających i neutralizujących oraz zabezpieczeń mających na celu ochronę powietrza atmosferycznego prowadzi się zgodnie z instrukcją zatwierdzoną przez kierownika ruchu zakładu górniczego [16],

– art. 179 – Woda złożowa wydobyta z gazem lub ropą, po usunięciu zanieczyszczeń wprowadzonych do niej w procesie technologicznym, może być zatłaczana do złoża tylko w sposób określony w projekcie zatwierdzonym przez kierownika ruchu zakładu górniczego dla każdego otworu zrzutowego oddzielnie [16].

W/w ustawa określa również działania, jakie należy podjąć tj.:

– art. 173 – Instalacje, urządzenia lub obiekty, które w przypadku uszkodzenia albo awarii mogłyby stać się źródłem zagrożenia dla otoczenia, lokalizuje się w taki sposób, aby były zapewnione warunki do likwidacji tego zagrożenia,
– art. 175 – Doły urobkowe i doły na ciecze złożowe z opróbowań odwiertów oraz składowiska materiałów szkodliwych izoluje się w sposób zapobiegający niekorzystnemu oddziaływaniu na środowisko,
– art. 176 – Zbiorniki wodne oraz osadniki przemysłowe zabezpiecza się przed przedostawaniem się na zewnątrz zmagazynowanych w nich substancji oraz odpowiednio oznakowuje,
– art. 180 – Awaryjne wycieki bituminów lub innych substancji, stanowiące zagrożenie dla środowiska, niezwłocznie likwiduje się, a skażony teren doprowadza do stanu użyteczności,
– art. 182 – W przypadku powstania, wskutek robót górniczych, zagrożenia dla ludzi lub środowiska poza terenem zakładu górniczego, kierownik ruchu zakładu górniczego niezwłocznie podejmuje działania zabezpieczające i likwidujące powstałe zagrożenia.

4.7.2. Pytania sprawdzające

Odpowiadając na pytania, sprawdzisz, czy jesteś przygotowany do wykonania ćwiczeń.

1. Jakie dzienniki ustaw oraz rozporządzenia regulują tematykę bezpieczeństwa, higieny pracy, ochrony przeciwpożarowej i ochrony środowiska dla górnictwa otworowego?
2. Co powinien zawierać plan ruchu?
3. Do czego jest zobowiązany przedsiębiorca?
4. Jakimi obowiązkami został obarczony KRZG?
5. Jakie zagadnienia powinny zostać uwzględnione w ocenie oddziaływania na środowisko?
6. Co zawiera plan ruchu w zakresie ochrony środowiska?

4.7.3. Ćwiczenia

Ćwiczenie 1

Przygotuj prezentację multimedialną przedstawiającą obowiązki Kierownika Ruchu Zakładu Górniczego związane z zapewnieniem bezpieczeństwa w zakładzie górniczym.

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:

1) zapoznać się z podana w treści zadania literaturą,
2) przygotować prezentacje multimedialną określającą obowiązki KRZG,
3) zaprezentować wyniki swojej pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:

– rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2002 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy, prowadzenia ruchu oraz specjalistycznego zabezpieczenia przeciwpożarowego w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi (Dz. U. Nr 109 poz. 961 z póz. zm.),

– komputer z dostępem do Internetu, wyposażony w program do przygotowywania prezentacji multimedialnych.

Ćwiczenie 2

Przygotuj prezentację multimedialną przedstawiającą obowiązki i powinności przedsiębiorcy posiadającego koncesję na prowadzenie działalności regulowanej ustawą.

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:

1) zapoznać się z podana w treści zadania literaturą,
2) przygotować prezentacje multimedialną przedstawiającą obowiązki i powinności przedsiębiorcy podiadającego koncesję,
3) zaprezentować wyniki swojej pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:

– rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2002 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy, prowadzenia ruchu oraz specjalistycznego zabezpieczenia przeciwpożarowego w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi (Dz. U. Nr 109 poz. 961 z póz. zm.),
– komputer z dostępem do Internetu, wyposażony w program do przygotowywania prezentacji multimedialnych.

4.7.4. Sprawdzian postępów

Czy potrafisz:

		Tak	Nie
1)	określić co to jest „ruch zakładu górniczego”?	□	□
2)	określić w jakich granicach odbywa się ruch zakładu górniczego?	□	□
3)	wyjaśnić kto zatwierdza plan ruchu dla zakładu górniczego?	□	□
4)	wyjaśnić kto to jest kierownik ruchu zakładu górniczego?	□	□
5)	wymienić jak dzielimy plany ruchu?	□	□
6)	podać w jaki sposób zmieniamy plan ruchu?	□	□

5. SPRAWDZIAN OSIĄGNIĘĆ

INSTRUKCJA DLA UCZNIA

1. Przeczytaj uważnie instrukcję zanim rozpoczniesz rozwiązywanie zadania.
2. Podpisz imieniem i nazwiskiem kartę odpowiedzi.
3. Zapoznaj się z zestawem zadań testowych.
4. Odpowiedzi udzielaj tylko na załączonej karcie odpowiedzi.
5. Test składa się z 22 zadań wielokrotnego wyboru, z których tylko jedna odpowiedź jest poprawna.
6. Wybraną odpowiedź zaznacz na karcie odpowiedzi znakiem X.
7. Jeśli uznasz, że pomyliłeś się i wybrałeś nieprawidłową odpowiedź, to otocz wybór kółkiem, a następnie prawidłową odpowiedź zaznacz znakiem X.
8. Pracuj samodzielnie, bo tylko wtedy będziesz mógł sprawdzić poziom swojej wiedzy i umiejętności.
9. Jeśli jakieś zadanie sprawi Ci trudność, rozwiąż inne i ponownie spróbuj rozwiązać poprzednie.
10. Odpowiedzi udzielaj tylko na załączonej karcie odpowiedzi.
11. Na rozwiązanie wszystkich zadań masz 45 minut.

Powodzenia!

ZESTAW ZADAŃ TESTOWYCH

1. Woda złożowa okalająca to
   a) woda związana w hydratach.
   b) woda leżąca pod ropą.
   c) woda otaczająca złoże.
   d) woda z otoczką ropy.

2. Ciśnienie gazu w złożu wraz z głębokością
   a) maleje.
   b) rośnie a następnie maleje.
   c) rośnie.
   d) nie zmienia się.

3. Głównym składnikiem gazu ziemnego jest
   a) C_2H_6.
   b) C_2H_4.
   c) CH_4.
   d) CH_3.

4. Złoże o ciśnieniu złożowym 7 MPa to złoże
   a) o niskim ciśnieniu.
   b) o średnim ciśnieniu.
   c) o wysokim ciśnieniu.
   d) o bardzo wysokim ciśnieniu.

5. Kolejność uwarstwiania się mediów złożowych od spągu do stropu jest następująca
   a) gaz, woda, ropa.
   b) ropa, woda, gaz.
   c) woda, ropa, gaz.
   d) woda+ropa, gaz.

6. Do elementów wyposażenia wgłębnego odwiertu gazowego **nie należy**
   a) kolumna eksploatacyjna rur okładzinowych.
   b) paker.
   c) zawór bezpieczeństwa.
   d) rury wydobywcze.

7. Dla oddzielenia rur okładzinowych od ciśnienia stosuje się
   a) łącznik posadowy.
   b) zwężkę wgłębną.
   c) więźbę rurową.
   d) paker eksploatacyjny.

8. Rysunek przedstawia
   a) zawór bezpieczeństwa.
   b) zwężkę regulacyjną.
   c) kryzę pomiarową.
   d) zawór zwrotny.

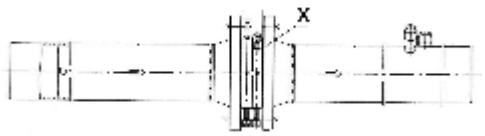
9. Separator ma za zadanie
   a) osuszyć gaz.
   b) rozdzielić media złożowe.
   c) podgrzać gaz.
   d) usunąć hydraty.

10. Typowa średnica rur wydobywczych wg. API wynoszą
    a) 2”, 2⅜”.
    b) 2⅜”, 2⅞”.
    c) 2 ½”, 2¾”.
    d) 2⅜”, 3 ½”.

11. Standardowe ciśnienia głowic eksploatacyjnych mogą wynosić
    a) 21 MPa, 35 MPa.
    b) 21 MPa, 25 MPa.
    c) 25 MPa, 35 MPa.
    d) 20 MPa, 25 MPa.

12. Warunkiem powstania hydratu jest
    a) wysoka temperatura i wysokie ciśnienie.
    b) niska temperatura i wysokie ciśnienie.
    c) niska temperatura i niskie ciśnienie.
    d) wysoka temperatura i obecność H_2S.

13. Na rysunku obok znakiem X oznaczono
    a) blokadę rurociągu.
    b) zawór zwrotny.
    c) zawór bezpieczeństwa.
    d) kryzę.



14. Syfonowanie odwiertu ma na celu
    a) usunięcie wody złożowej.
    b) usunięcie siarkowodoru.
    c) usunięcie parafiny.
    d) zmniejszenie ciśnienia.

15. Wydatek potencjalny obliczamy korzystając z
    a) równania Clapeyrona.
    b) warunków normalnych.
    c) ciśnień statycznych.
    d) formuły dwuczłonowej.

16. Eksploatacja wielo horyzontowa jest możliwa przy zastosowaniu
    a) kotwicy rur wydobywczych.
    b) pompy wgłębnej.
    c) centralizatorów.
    d) pakerów.

17. Metan to gaz o granicy wybuchowości pomiędzy
    a) 4,5–30% obj.
    b) 5–15% obj.
    c) 10–45% obj.
    d) 15–35% obj.

18. Strefa wybuchowa, w której mieszanina wybuchowa gazów, par lub mgieł może występować w normalnych warunkach pracy to strefa
    a) 0.
    b) 1.
    c) 2.
    d) 10.

19. Wypływ siarkowodoru z otworu wynosi 2,2 nm^3/s, oznacza to kategorię zagrożenia siarkowodorowego
    a) I.
    b) II.
    c) III.
    d) IV.

20. Woda złożowa wydobyta z gazem lub ropą może być zatłaczana do złoża na podstawie
    a) planu ruchu.
    b) programu stałej eksploatacji.
    c) projektu technicznego.
    d) programu syfonowania.

21. Plan ruchu podlega zmianie poprzez
    a) dodatek.
    b) projekt.
    c) załącznik.
    d) wymianę dokumentu.

22. Zagrożenie erupcyjne oznacza możliwość wystąpienia zagrożenia wywołanego erupcją, spowodowana naruszeniem równowagi pomiędzy
    a) ciśnieniem złożowym a ciśnieniem atmosferycznym.
    b) ciśnieniem dennym a ciśnieniem atmosferycznym.
    c) ciśnieniem dennym a ciśnieniem głowicowym.
    d) ciśnieniem złożowym a ciśnieniem dennym.

KARTA ODPOWIEDZI

Imię i nazwisko.....

Eksploatowanie złóż gazu ziemnego

Zakreśl poprawną odpowiedź.

Nr zadania	Odpowiedź				Punkty
1	a	b	c	d	
2	a	b	c	d	
3	a	b	c	d	
4	a	b	c	d	
5	a	b	c	d	
6	a	b	c	d	
7	a	b	c	d	
8	a	b	c	d	
9	a	b	c	d	
10	a	b	c	d	
11	a	b	c	d	
12	a	b	c	d	
13	a	b	c	d	
14	a	b	c	d	
15	a	b	c	d	
16	a	b	c	d	
17	a	b	c	d	
18	a	b	c	d	
19	a	b	c	d	
20	a	b	c	d	
21	a	b	c	d	
22	a	b	c	d	
				Razem:	

6. LITERATURA

1. Bielawski R., Owsik W.: Zagospodarowanie złóż ropy i gazu. Wydawnictwo Śląsk, Katowice 1965
2. Chrząszcz W., Szostak L., Wiśniowski R.: Metody wydobywania ropy naftowej z odwiertów. Wydawnictwo AGH, Kraków 2000
3. Chrząszcz W., Szostak L., Wiśniowski R.: Wyposażenie odwiertów wydobywczych ropy naftowej i gazu ziemnego. Wydawnictwo AGH, Kraków 2000
4. Dokumentacja Techniczno-Ruchowa głowic eksploatacyjnych. ZUN „Naftomet" Krosno,
5. Instrukcja obsługi przed wzrostem ciśnienia na głowicach eksploatacyjnych typ. RATINGAN i ZUZAK, ZRG
6. Katalog wyrobów Zakładu Urządzeń Naftowych „Naftomet" w Krośnie
7. Leosz A.: Aktualne możliwość udostępniania i wgłębnego zbrojenia odwiertów dla wielohoryzontowego złóż gazu ziemnego. Konferencja naukowo-techniczna, Bóbrka 2002
8. Levorsen A.I.: Geologia ropy naftowej i gazu ziemnego. Wydawnictwo geologiczne, 1972
9. Molenda J., Steczko K.: Ochrona środowiska w gazownictwie i wykorzystaniu gazu. WNT, Warszawa 2000
10. Molenda J.: Gaz ziemny – paliwo i surowiec. WNT, Warszawa 1996
11. Nowakowski M. (red.): Poradnik stosowania przepisów i zasad bezpieczeństwa pracy w górnictwie naftowym, Warszawa 2000
12. Owsik W.: Fizyczne podstawy technologii wydobywania ropy i gazu. Wydawnictwo Śląsk, Katowice 1971
13. Poradnik Techniczny. Zakład Robót Górniczych w Krośnie 2003
14. Prawo Geologiczne i Górnicze – Dz. U. Nr 228 poz. 1947 z 2005 r. z późn. zm.
15. Prawo Ochrony Środowiska – Dz. U. Nr 62 poz. 627 z 2001 z późn. zm.
16. Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy, prowadzenia ruchu oraz specjalistycznego zabezpieczenia przeciwpożarowego w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi – Dz. U. Nr 109 poz. 961 z 2002 r. z późn. zm.
17. Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej w sprawie minimalnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy pracowników zatrudnionych na stanowiskach pracy, na których może wystąpić atmosfera wybuchowa – Dz. U. Nr 107 poz. 1004 z 2003 r.
18. Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji w sprawie planów ruchu zakładów górniczych – Dz. U. Nr 94 poz. 840 z 2002 r.
19. Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji w sprawie zagrożeń naturalnych w zakładach górniczych – Dz.U. Nr 94 poz. 841 z 2002 r.
20. Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów – Dz. U. Nr 121 poz. 1138 z 2003 r.
21. Rozporządzenie Ministra Środowiska w sprawie wprowadzania do powietrza substancji zanieczyszczających z procesów technologicznych i operacji technicznych - Dz. U. Nr 87 poz. 957 z 2001 r.
22. Sapierski B.: Gazownictwo Część I, Skrypty uczelniane. Wydanie czwarte, Wydawnictwo AGH, Kraków 1986
23. Sapierski B.: Gazownictwo Część II, Skrypty uczelniane. Wydanie drugie uzupełnione i poprawione. Wydawnictwo AGH, Kraków 1978
24. Szostak L., Chrząszcz W.: Naftowa inżynieria złożowa. Kraków 2000

25. Wojnar K.: Wiertnictwo – technika i technologia. Wydawnictwo AGH, Kraków 1997

Polskie Normy

26. Norma zakładowa ZN-G-4006. Zwężkowe gazomierze kryzowe: Wymagania, badania i instalowanie
27. Norma zakładowa ZN-G-4009. Zwężkowe gazomierze kryzowe: Budowa zestawów montażowych
28. Polska Norma. PN-EN ISO 5167-2. Pomiary strumienia płynu za pomocą zwężek pomiarowych wbudowanych w całkowicie wypełnione rurociągi o przekroju kołowym. Część 3: Dysze i dysze Venturiego
29. Polska Norma. PN-EN ISO 5167-3. Pomiary strumienia płynu za pomocą zwężek pomiarowych wbudowanych w całkowicie wypełnione rurociągi o przekroju kołowym. Część 2: Kryzy
30. Polska Norma. PN-G/01350:1990. Eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Terminologia

Strony internetowe

31. www.pl.wikipedia.org
32. www.pgnig.pl
33. www.encyklopedia.servis.pl
34. www.agh.edu.pl