MINISTERSTWO EDUKACJI
NARODOWEJ

Henryk Rospond

Wykonywanie pomiarów wgłębnych i pomiarów wydobycia kopalin 311[14].Z1.02

Poradnik dla ucznia

Wydawca
Instytut Technologii Eksploatacji – Państwowy Instytut Badawczy
Radom 2007

„Projekt współfinansowany ze środków Europejskiego Funduszu Społecznego”

Recenzenci:
dr hab. inż. Jan Lubaś
dr inż. Czesław Rybicki

Opracowanie redakcyjne:
mgr inż. Henryk Rospond

Konsultacja:
mgr inż. Teresa Sagan

Poradnik stanowi obudowę dydaktyczną programu jednostki modułowej 311[14].Z1.02 „Wykonywanie pomiarów wgłębnych i pomiarów wydobycia kopalin”, 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. Systemy energetyczne złóż ropy naftowej 7
4.1.1. Materiał nauczania 7
4.1.2. Pytania sprawdzające 12
4.1.3. Ćwiczenia 13
4.1.4. Sprawdzian postępów 14
4.2. Rodzaje pomiarów i przyrządów do pomiarów wgłębnych 15
4.2.1. Materiał nauczania 15
4.2.2. Pytania sprawdzające 24
4.2.3. Ćwiczenia 24
4.2.4. Sprawdzian postępów 26
4.3. Urządzenia i technika prowadzenia pomiarów wgłębnych 27
4.3.1. Materiał nauczania 27
4.3.2. Pytania sprawdzające 30
4.3.3. Ćwiczenia 31
4.3.4. Sprawdzian postępów 31
4.4. Wyniki pomiarów i obliczanie parametrów wydobycia 32
4.4.1. Materiał nauczania 32
4.4.2. Pytania sprawdzające 37
4.4.3. Ćwiczenia 38
4.4.4. Sprawdzian postępów 40
4.5. Testy hydrodynamiczne 41
4.5.1. Materiał nauczania 41
4.5.2. Pytania sprawdzające 45
4.5.3. Ćwiczenia 46
4.5.4. Sprawdzian postępów 47
5. Sprawdzian osiągnięć 48
6. Literatura 53

1. WPROWADZENIE

Poradnik ten pomoże Ci w przyswajaniu wiedzy i kształtowaniu umiejętności z zakresu rodzajów i sposobu wykonywania pomiarów wgłębnych w odwiertach eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego oraz charakterystyki wykonywania testów hydrodynamicznych, ujętych w modułowym programie nauczania dla zawodu technik górnictwa otworowego.

W poradniku zamieszczono:

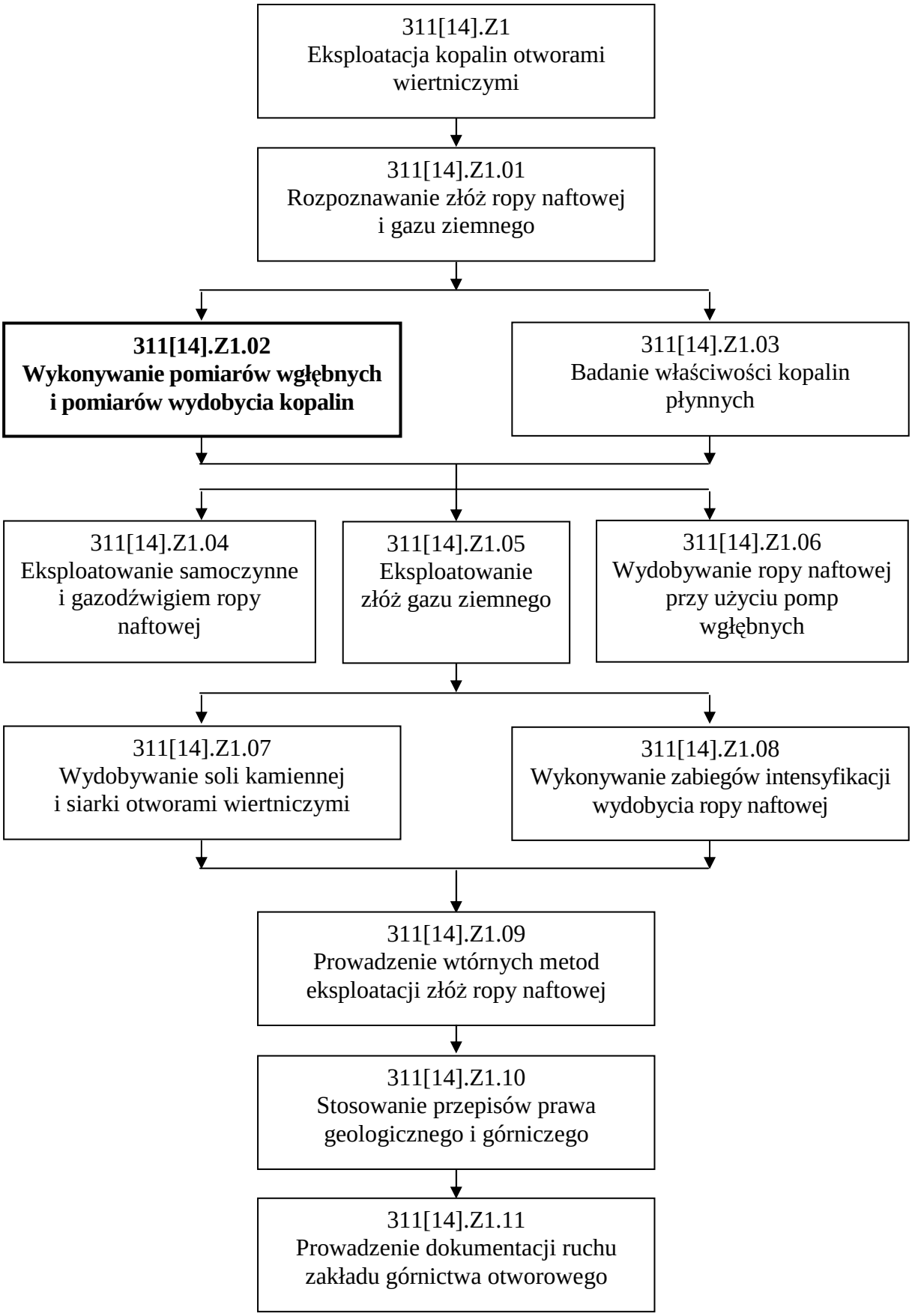
- wymagania wstępne – wykaz umiejętności, jakie powinieneś posiadać przed przystąpieniem do nauki w tej jednostce modułowej,
- cele kształcenia – wykaz umiejętności jakie ukształtujesz podczas pracy z tym poradnikiem,
- materiał nauczania – czyli zestaw wiadomości, które powinieneś posiadać, aby samodzielnie 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 dwa zestawy zadań testowych (testy wielokrotnego wyboru),
- literaturę – wykaz pozycji, z jakich możesz korzystać podczas nauki.

W materiale nauczania zostały przedstawione zagadnienia dotyczące:

- charakterystyki systemów energetycznych i parametrów złożowych dla złóż ropy naftowej,
- rodzaju i sposobów wykonywania pomiarów wgłębnych w odwiertach eksploatacyjnych,
- rodzaju przyrządów pomiarowych i urządzeń napowierzchniowych stosowanych przy wykonywaniu pomiarów,
- obliczania podstawowych wielkości charakteryzujących wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego otworami wiertniczymi,
- rodzaju i celu wykonywania testów hydrodynamicznych.

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 dwa testy pisemne, na podstawie których nauczyciel 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 naftowego,
- posłużyć się podstawowymi pojęciami z zakresu mineralogii i geologii złożowej,
- posłużyć się podstawowymi pojęciami z zakresu wiertnictwa,
- rozróżniać konstrukcje odwiertów eksploatacyjnych,
- zdefiniować podstawowe wielkości mechaniczne,
- zdefiniować pojęcie ciśnienia i określić jednostki ciśnienia w układzie SI,
- zdefiniować pojęcie gęstości i ciężaru właściwego substancji,
- przeliczać jednostki różnych wielkości fizycznych,
- skorzystać przy wykonywaniu obliczeń z praw gazowych,
- sporządzać zestawienia tabelaryczne,
- sporządzać wykresy liniowe, słupkowe, itp.,
- sporządzać schematy blokowe,
- korzystać z nomogramów z wykorzystaniem interpolacji,
- wykonywać podstawowe obliczenia z zakresu hydrostatyki,
- posługiwać się techniką komputerową,
- posługiwać się dokumentacją techniczną,
- przestrzegać zasad bezpieczeństwa i higieny pracy, ochrony przeciwpożarowej i ochrony środowiska,
- korzystać z różnych źródeł informacji,
- oceniać własne możliwości w działaniach indywidualnych i zespołowych,
- zastosować zasady współpracy w grupie,
- uczestniczyć w dyskusji i prezentacji.

3. CELE KSZTAŁCENIA

W wyniku realizacji programu jednostki modułowej powinieneś umieć:

- określić rodzaje systemów energetycznych złóż ropy naftowej,
- scharakteryzować systemy energetyczne złóż oraz określić odpowiadające im wartości współczynników sczerpania złóż,
- zdefiniować parametry złożowe oraz parametry płynów w odwiertach eksploatacyjnych,
- określić rodzaje pomiarów wykonywanych w odwiertach eksploatacyjnych,
- dobrać przyrządy i urządzenia do wykonywania pomiarów wgłębnych,
- scharakteryzować technologie wykonywania pomiarów w odwiertach eksploatacyjnych,
- zinterpretować wyniki pomiarów wgłębnych,
- sporządzić krzywe wskaźnikowe,
- sporządzić wykres rozkładu ciśnienia w odwiercie,
- scharakteryzować sposób wykonania testów hydrodynamicznych,
- obliczyć wydobycie potencjalne oraz ustalić wydobycie dozwolone gazu z odwiertu,
- określić wpływ ciśnienia i temperatury na właściwości fizyczne płynów złożowych,
- obliczyć wydajność odwiertu, wykładnik gazowy, wykładnik wodny, współczynnik objętościowy ropy,
- wyjaśnić mechanizm powstawania stożków i języków wodnych.

4. MATERIAŁ NAUCZANIA

4.1. Systemy energetyczne złóż ropy naftowej

4.1.1. Materiał nauczania

Energia złożowa złóż ropy naftowej

Złożem ropy naftowej nazywamy naturalne nagromadzenie ropy naftowej i gazu ziemnego w przepuszczalnych, porowatych lub szczelinowatych poziomach skał zbiornikowych. Złoża ropy naftowej odróżnia, od złóż surowców stałych, fakt posiadania przez te złoża już od początku rozpoczęcia eksploatacji określonego zasobu energii złożowej. Energia ta w czasie eksploatacji złoża zużywana jest na pokonanie oporów przepływu ropy w złożu – dopływ ropy ze złoża do odwiertu a także na wydźwignięcie ropy naftowej na powierzchnię (eksploatacja samoczynna).

Eksploatację złoża należy prowadzić w ten sposób, aby wydobyć jak największą ilość ropy naftowej, przy jak najmniejszym zużyciu energii złożowej. Taki sposób eksploatacji zapewnia osiągnięcie stosunkowo dużego współczynnika sczerpania zasobów ropy naftowej (współczynnika sczerpania złoża).

Współczynnik sczerpania złoża jest to stosunek ilości ropy wydobytej ze złoża ropy do całkowitych zasobów geologicznych złoża, który możemy określić wzorem:

$$\eta = \frac{Q_r}{Q_g}$$

gdzie:

η – współczynnik sczerpania złoża [bezwymiarowy],

Q_r – wielkość wydobycia ropy ze złoża w określonym czasie [t],

Q_g – zasoby geologiczne złoża [t].

Energia złożowa jest sumą działania sił występujących w złożu, które powodują dopływ ropy naftowej do odwiertu. Do tych sił możemy zaliczyć:

1) ciśnienie wody złożowej, okalającej i podścielającej,
2) ciśnienie gazu występującego w złożu w stanie wolnym (w tzw. czapie gazowej),
3) ciśnienie gazu rozpuszczonego w ropie, który wydziela się z ropy wskutek obniżania się ciśnienia złożowego,
4) sprężystość skał i płynów złożowych,
5) siłę ciężkości.

Ciśnienie wody złożowej ma duże znaczenie, gdy woda okalająca (podścielająca) posiada kontakt hydrauliczny z położonymi wyżej horyzontami wodonośnymi, lub z wodami powierzchniowymi.

Energia wolnego gazu ma znaczenie wówczas, gdy wolny gaz ziemny zgromadził się w górnej partii złoża, tworząc tzw. czapę gazową. Jest to możliwe wtedy, gdy ciśnienie złożowe $P_{zł}$ jest mniejsze od ciśnienia nasycenia P_n. Ciśnieniem nasycenia nazywamy ciśnienie, przy którym z danego płynu złożowego (ropy), dla określonej temperatury, rozpoczyna się wydzielanie gazu.

Jeżeli ciśnienie złożowe jest większe od ciśnienia nasycenia ($P_{zł} > P_n$), w danej temperaturze złożowej, to w złożu ropnym nie ma wolnego gazu. Gaz ziemny jest w tym przypadku całkowicie rozpuszczony w ropie naftowej. Gaz ten wydziela się z ropy w późniejszym okresie eksploatacji, gdy ciśnienie złożowe obniża się ($P_{zł} < P_n$) a powstające pęcherzyki gazu są jedną z form energii złożowej.

Sprężystość skał i płynów złożowych ma niewielki wpływ na wartość energii złożowej, ze względu na małe ich współczynniki ściśliwości. Jedynie w przypadku złóż o dużej objętości, udział tej formy energii w ogólnym bilansie energetycznym złoża może mieć większe znaczenie.

W czasie eksploatacji złoża ropy naftowej część energii złożowej wykorzystywane jest na pokonanie oporów przepływu ropy ze złoża do odwiertu eksploatacyjnego. Opory te są wynikiem występowania:

- siły tarcia,
- zjawisk kapilarnych i powierzchniowych.

Ponieważ pory i szczeliny w skałach roponośnych posiadają na ogół wymiary kapilarne, to właśnie zjawiska kapilarne i powierzchniowe odgrywają dużą rolę podczas przepływu ropy naftowej w złożu. W złożu ropno-gazowym na granicy faz: ropa – woda, ropa – gaz, występuje ciśnienie kapilarne P_k, którego wielkość można określić wzorem [5]:

$$P_k = \frac{2 \cdot \sigma_{RW} \cdot \cos\Theta}{r}$$

gdzie:

P_k – ciśnienie kapilarne [N/m^2],

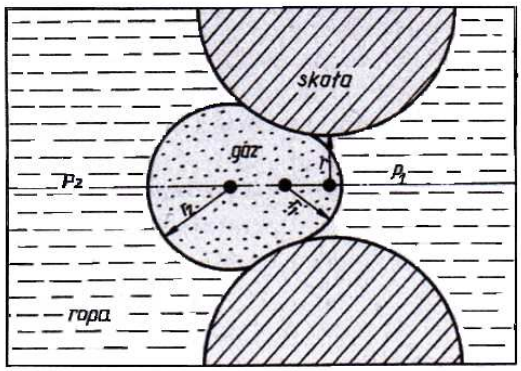
σ_{RW} – napięcie powierzchniowe na granicy ropa – woda [N/m],

Θ – kąt zwilżalności powierzchni skały wodą,

r – promień kapilary (pory skały) [m].

Ciśnienie kapilarne ułatwia wytłaczanie ropy wodą z por skały złożowej, jeżeli jej powierzchnia jest hydrofilowa (zwilżalna wodą), dla której kąt zwilżalności $\Theta < 90^o$. W sytuacji, gdy powierzchnia ziaren skały jest hydrofobowa (niezwilżalną wodą – $\Theta > 90^o$), to ciśnienie kapilarne przeciwdziała przepływowi ropy w złożu, powiększając opory przepływu.

Wzrost oporów przepływu ropy naftowej w złożu może być również wywołany tzw. efektem Jamina (rys. 1). Ma on miejsce wówczas, gdy w złożu z ropy wydzielają się pęcherzyki gazu, przy spadku ciśnienia złożowego w trakcie eksploatacji ($P_{zł} < P_n$). Przez pory skały roponośnej przepływa wówczas mieszanina ropa – gaz, która powoduje dodatkowe opory utrudniające dopływ ropy do odwiertu.



Rys. 1. Schemat przepływu zgazowanej ropy przez pory skały roponośnej [5, s.94]

Parametry złożowe i ich wielkość

Do podstawowych parametrów charakteryzujących warunki występowania ropy naftowej w złożu możemy zaliczyć:

1) ciśnienie złożowe,
2) ciśnienie górotworu,
3) temperaturę złożową.

Ciśnienie złożowe $P_{zł}$ jest to ciśnienie, jakie panuje w porach skały zbiornikowej nasyconej ropą naftową, gazem ziemnym i wodą złożową – ciśnienie w płynie, który wypełnia pory skały zbiornikowej. Wartość ciśnienia złożowego zależy przede wszystkim od głębokości zalegania złoża oraz od wartości gradientu ciśnienia dla danego złoża lub rejonu geologicznego.

Gradient ciśnienia określa przyrost ciśnienia w odniesieniu do wzrostu głębokości o określoną wartość i wyrażony jest w MPa/m. Dla złóż ropy naftowej gradient pierwotnego ciśnienia złożowego w przybliżeniu może być równy gradientowi ciśnienia słupa wody i może wynosić około 0,1 MPa/10 m.

Ciśnienie górotworu oznacza wartość ciśnienia, jakie panuje w caliźnie skały zbiornikowej a gradient ciśnienia górotworu może przyjmować wartości od około 0,23 do 0,27 MPa/10 m głębokości zalegania złoża.

Dla niektórych złóż ropy naftowej gradient ciśnienia złożowego może przyjmować znacznie wyższe wartości, zbliżone nawet do wartości gradientu ciśnienia górotworu. Taka sytuacja może mieć miejsce w niektórych rejonach występowania złóż ropy znajdujących się na znacznych głębokościach. Mówimy wtedy o anomalnie wysokim ciśnieniu AWC.

Zarówno dla złóż ropy naftowej jak i gazu ziemnego określa się ciśnienie złożowe:

1) pierwotne – ciśnienie złożowe panujące w złożu przed rozpoczęciem eksploatacji,
2) statyczne – ciśnienie jakie panuje w złożu przy ustalonych warunkach równowagi ciśnień i ustaniu przepływu płynu w złożu,
3) dynamiczne – ciśnienie w czasie przepływu płynu złożowego,
4) odniesione – ciśnienie złożowe na dowolnej głębokości, przyjętej jako poziom odniesienia.

Temperatura złożowa

Temperatura złożowa $T_{zł}$, czyli taka, która panuje w złożu ropy naftowej, zależy przede wszystkim od:

- głębokości zalegania złoża,
- wartości stopnia geotermicznego.

Stopniem geotermicznym nazywamy liczbę metrów przyrostu głębokości w skorupie ziemskiej, która przypada na wzrost temperatury o 1°C. Średnio dla kuli ziemskiej stopień geotermiczny wynosi ok. 33 m/1°C. Wyznaczany jest dla określonego obszaru i określonego przedziału głębokości. W różnych rejonach Polski i świata wartość stopnia geotermicznego jest zróżnicowana, co przedstawia tabela 1. W Polsce, w przedziale głębokości od 200 m do 2500 m, stopień geotermiczny zmienia się od 20 do 110 m/1°C. Natomiast jego średnia wartość, do głębokości ok. 5000 m wynosi 47,2 m/1°C. Najwyższy stopień geotermiczny występuje na obszarze północno-wschodniej Polski.

Zmiany temperatury określa również wartość gradientu geotermicznego. Gradient geotermiczny jest to wielkość określająca przyrost temperatury na jednostkę przyrostu głębokości w skorupie ziemskiej, wyznaczona na określonym obszarze i dla określonego przedziału głębokości. Jednostką miary jest stopień Celsjusza na 1 m przyrostu głębokości (^{o}C/m), lub na wielokrotność metrów przyrostu głębokości. Średni gradient geotermiczny dla kuli ziemskiej wynosi ok. 3°C/100 m.

Tabela 1. Wartość stopnia geotermicznego [18]

Miejscowość	Stopień geotermiczny [m/°C]	Miejscowość	Stopień geotermiczny [m/°C]
Cieplice Śląskie-Zdrój	20,0	Santoryn (Grecja)	7,0
Parszowice (Górny Śląsk)	31,8	Budapeszt	15,0
Szubin (Kujawy)	33,0	Eczigo (Japonia)	22,9
Wszowa (woj. lubuskie)	32,8	Leith k. Hamburga	35,0
Krosno	41,7	Minas Gerais (Brazylia)	64,5
Zakopane	47,1	Krzywy Róg (Ukraina)	112,5
Olsztyn	57,9	Albany (USA)	137,8
Mielnik n. Bugiem	60,9	Dregfontein (RPA)	144,0
Bartoszyce (woj. olsztyńskie)	66,8	Półwysep Kolski	145,0 – 165,0
Pisz (Mazury)	96,0	Wyspy Bahama	180,2

Najniższy stopień geotermiczny na kuli ziemskiej zmierzono w miejscowości Larderello koło Florencji we Włoszech, który wynosi tylko 1,5 m/1°C. Oznacza to ogromnie szybki przyrost temperatury skał, wraz ze wzrostem ich głębokości zalegania.

Wzrost temperatury w skorupie ziemskiej rozpoczyna się od pewnej granicznej głębokości, dla której temperatura ma wartość stałą w skali roku a która jest równa średniorocznej temperaturze powietrza dla danego rejonu geograficznego.

Temperaturę złożową $T_{zł}$ [°C], dla danego obszaru można obliczyć ze wzoru:

$$T_{zł} = \frac{H - h_{śr}}{S_t} + t_{śr}$$

gdzie:

H – głębokość zalegania złoża [m],

$h_{śr}$ – głębokość, na której panuje stała, średnioroczna temperatura [m],

S_t – stopień geotermiczny [m/°C],

$t_{śr}$ – średnioroczna temperatura powietrza dla danego obszaru [°C].

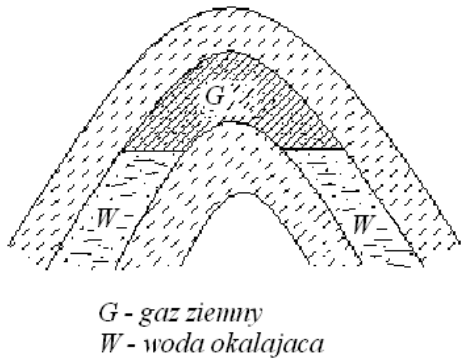
Dla większości obszaru Polski średnioroczna temperatura powietrza wynosi od 7 do 8°C. Taka temperatura występuje na głębokości około 20 m, gdyż do takiej głębokości sięgają zmiany temperatury w ciągu roku, spowodowane zmianą temperatury powietrza atmosferycznego.

Systemy energetyczne złóż ropy naftowej

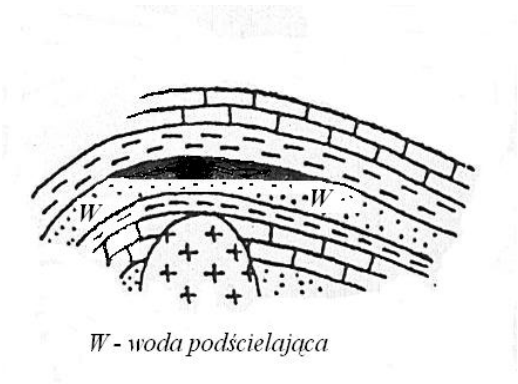
W bilansie energetycznym złoża ropy naftowej siły powodujące dopływ ropy do odwiertu działają jednocześnie, ale zwykle jedna z nich ma charakter dominujący. Pozwala to na wyróżnienie następujących systemów energetycznych, (warunków produkowania) złóż ropy naftowej:

1) wodno-ciśnieniowy,
2) gazowo-ciśnieniowy,
3) gazu rozpuszczonego w ropie,
4) grawitacyjny,
5) sprężysty.

Złoża zaliczamy do produkujących w warunkach wodno-ciśnieniowych, jeżeli główną formą energii złożowej jest ciśnienie wody okalającej lub podścielającej (rys. 2 i 3). Jeżeli objętość płynów złożowych (ropy, gazu i wody) wydobywanych z odwiertów nie jest większa od objętości wody złożowej wpływającej do strefy ropnej złoża, to stałą wartość przyjmować mogą: ciśnienie złożowe P_{zl}, wykładnik gazowy WG oraz sumaryczne wydobycie płynów złożowych Q (rys. 4). Po pewnym okresie eksploatacji złoża zmniejszeniu ulega wydobycie ropy, natomiast wzrasta ilość wody wydobywanej z danego odwiertu (złoża).



Rys. 2. Złoże gazu z wodą okalającą

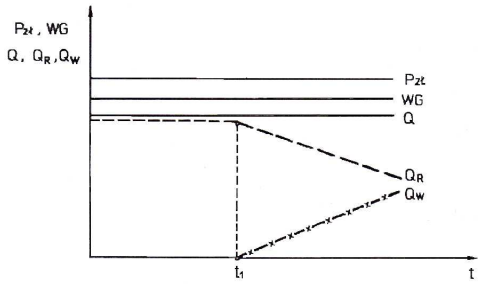


Rys. 3. Złoże ropy z wodą podścielającą

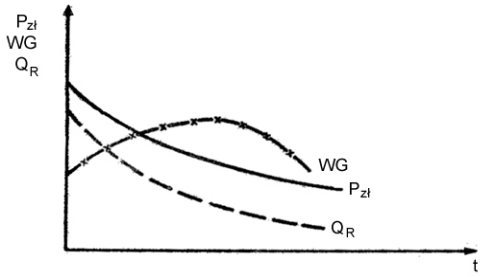
Wodę złożową nazywamy okalającą, jeżeli woda występuje w konturze złoża ropy naftowej lub gazu ziemnego, np. na skrzydłach antykliny (rys. 2).

Wodę złożową nazywamy podścielającą, jeżeli woda występuje w spągowej części złoża (rys. 3).

Złoże możemy zaliczyć do złóż produkujących w warunkach gazowo-ciśnieniowych, jeżeli dominującą formą energii jest ciśnienie wolnego gazu występującego w złożu, który zajmuje szczytową partię złoża, tworząc tzw. czapę gazową. W systemie tym następuje stały, w miarę równomierny spadek ciśnienia złożowego oraz spadek wydobycia ropy w czasie trwania okresu eksploatacji (rys. 5). Natomiast wykładnik gazowy początkowo wzrasta a w drugiej części eksploatacji spada, z powodu odgazowania ropy naftowej w złożu.

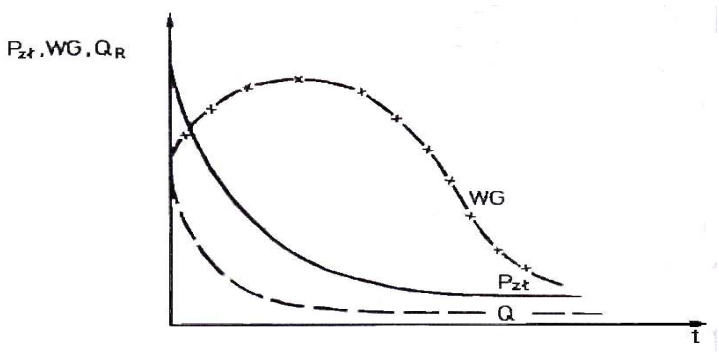


Rys. 4.Charakterystyka zmian parametrów złożowych dla systemu wodno-ciśnieniowego [5, s.99]



Rys. 5.Charakterystyka zmian parametrów złożowych dla systemu gazowo-ciśnieniowego [5, s.99]

Złoże produkuje w warunkach gazu rozpuszczonego w ropie, jeżeli dopływ ropy ze złoża do odwiertu odbywa się pod wpływem ciśnienia gazu wydzielającego się z ropy ($P_{zł} < P_n$). Powstające pęcherzyki gazu, w miarę przemieszczania się do obszaru o coraz mniejszym ciśnieniu, zwiększają swoją objętość a tym samym wytłaczają ropę z porów skały zbiornikowej. Cechą charakterystyczną tych złóż jest szybki spadek ciśnienia złożowego i wydobycia ropy. Natomiast wykładnik gazowy najpierw wzrasta a później stosunkowo szybko spada, wskutek szybkiego odgazowania ropy naftowej w złożu (rys. 6).



Rys. 6. Charakterystyka zmian parametrów złożowych
dla systemu gazu rozpuszczonego w ropie [5, s.100]

W warunkach grawitacyjnych produkują złoża, gdy główną formą energii jest siła ciężkości. Siła ta w bilansie energetycznym złoża zaczyna odgrywać znaczącą rolę po wyczerpaniu się innych form energii, np. po odgazowaniu złoża przy systemie gazowo-ciśnieniowym. Złoża takie cechuje bardzo małe, ale stałe wydobycie, utrzymujące się przez długi okres czasu. Sytuacja taka może mieć miejsce wtedy, gdy złoże ropy zalega pod znacznym kątem – duży kąt upadu warstwy roponośnej.

Sprężyste warunki energetyczne posiadają złoża, jeżeli dominującym czynnikiem zapewniającym przypływ płynu do odwiertu jest sprężystość skał i płynów złożowych.

Rodzaj systemu energetycznego złoża ma duży wpływ na ilość wydobytej ropy ze złoża, a więc na końcowy współczynnik sczerpania złoża, który dla poszczególnych systemów może wynosić [5]:

- wodno-ciśnieniowy 0,4–0,6,
- gazowo-ciśnieniowy 0,3–0,5,
- rozpuszczonego gazu 0,15–0,3.

Zastosowanie wtórnych metod eksploatacji pozwoli zwiększyć wartości współczynnika sczerpania złoża średnio o 0,1–0,2, czyli o 10–20 %.

4.1.2. Pytania sprawdzające

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

1. Co odróżnia złoża ropy naftowej od złóż surowców stałych?
2. Jaka jest ogólna zasada eksploatacji ropy naftowej w aspekcie wykorzystania energii złożowej?
3. Jak definiuje się pojęcie współczynnika sczerpania złoża?
4. Jakie siły tworzą energię złożową?
5. Co to jest i kiedy tworzy się w złożu czapa gazowa?
6. Jaki warunek musi być spełniony, aby gaz ziemny był całkowicie rozpuszczony w ropie w warunkach złożowych?
7. Jakie siły powodują opory przepływu ropy w złożu?
8. Kiedy ciśnienie kapilarne ułatwia przepływ ropy w złożu?
9. Na czym polega tzw. efekt Jamina?
10. Jak definiuje się pojęcie „ciśnienie złożowe” dla ropy naftowej?
11. Ile może wynosić gradient ciśnienia złożowego dla złóż ropy naftowej?
12. Na czym polega różnica między ciśnieniem złożowym dynamicznym, a ciśnieniem statycznym?
13. Od czego zależy wartość temperatury złożowej?
14. Ile może wynosić stopień geotermiczny dla wybranych złóż polskich?

15. Jakie wyróżnia się systemy energetyczne złóż ropy naftowej?
16. Kiedy złoże ropy produkuje w warunkach gazu rozpuszczonego w ropie?
17. Jakie wartości może osiągnąć współczynnik sczerpania złoża ropy naftowej?

4.1.3. Ćwiczenia

Ćwiczenie 1

Oblicz temperaturę, jaka panuje w złożu ropy naftowej na głębokości 1450 m. Złoże znajduje się w okolicach Krosna. Dla tych warunków wyznacz gradient temperatury. Przedstaw na wykresie rozkład temperatury w skorupie ziemskiej, w zależności od głębokości zalegania złoża.

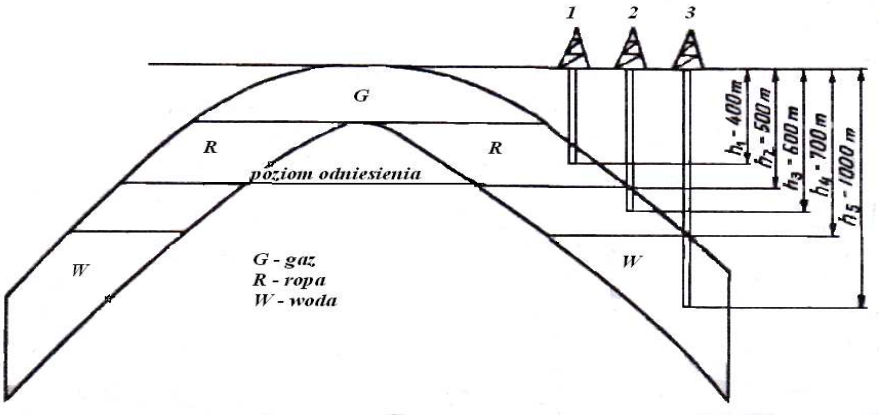
Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:
1) wypisać w zeszycie wzór na obliczenie temperatury złożowej,
2) określić wartość współczynnika stopnia geotermicznego,
3) przyjąć wartość średniorocznej temperatury dla złóż z okolicy Krosna,
4) przyjąć wartość głębokości na jakiej panuje stała, średnioroczna temperatura,
5) obliczyć wartość temperatury złożowej,
6) obliczyć wartość gradientu temperatury,
7) wykonać wykres – rozkład temperatury w odwiercie,
8) zaprezentować wyniki swojej pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:
– przybory do rysowania i pisania,
– tabele wartości stopnia geotermicznego,
– kalkulator,
– zeszyt.

Ćwiczenie 2

Oblicz ciśnienie denne odniesienia P_{od} złoża ropy naftowej w kształcie antykliny, które przedstawione jest na poniższym rysunku. Do obliczeń przyjmij następujące wartości ciśnień: P_{ds1} = 2,5 MPa, P_{ds2} = 3,7 MPa, P_{ds3} = 7,0 MPa. Gęstość ropy naftowej w warunkach złożowych wynosi 850 kg/m^3, a gęstość wody złożowej wynosi 1020 kg/m^3. Poziom odniesienia przyjęto na głębokości h_2 = 400 m.



Rysunek do ćwiczenia 2. Schemat rozkładu płynów i ciśnień w złożu ropnym

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:
1) przypomnieć sobie definicję ciśnienia odniesienia,
2) określić wzór na ciśnienie hydrostatyczne słupa cieczy,
3) obliczyć ciężar właściwy ropy i wody złożowej,
4) obliczyć kolejno dla każdego otworu ciśnienie odniesienia,
5) zaprezentować wyniki swojej pracy.

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

4.1.4. Sprawdzian postępów

Czy potrafisz:

		Tak	Nie
1)	wykazać różnicę między ciśnieniem złożowym a ciśnieniem górotworu?	☐	☐
2)	określić rodzaje sił powodujących przepływ ropy naftowej w złożu?	☐	☐
3)	zdefiniować pojęcie współczynnika sczerpania złoża?	☐	☐
4)	wyjaśnić wpływ wartości ciśnienia złożowego i ciśnienia nasycenia na warunki panujące w złożu ropno-gazowym?	☐	☐
5)	obliczyć ciśnienie złożowe i ciśnienie górotworu?	☐	☐
6)	wykazać różnicę między ciśnieniem złożowym statycznym i dynamicznym?	☐	☐
7)	zdefiniować pojęcie stopnia geotermicznego i gradientu geotermicznego?	☐	☐
8)	obliczyć gradient geotermiczny znając wartość stopnia geotermicznego?	☐	☐
9)	obliczyć temperaturę w skałach skorupy ziemskiej zalegających na określonej głębokości?	☐	☐
10)	scharakteryzować systemy energetyczne złóż ropy naftowej?	☐	☐
11)	rozpoznać, na podstawie charakterystyki zmian parametrów złożowych, system energetyczny złoża ropy naftowej?	☐	☐
12)	podać orientacyjne wartości współczynnika sczerpania złoża w zależności od istniejącego systemu energetycznego?	☐	☐

4.2. Rodzaje pomiarów i przyrządów do pomiarów wgłębnych

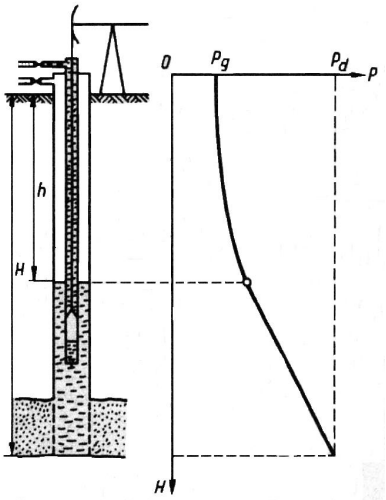
4.2.1. Materiał nauczania

Pod pojęciem pomiary wgłębne w odwiertach eksploatacyjnych możemy rozumieć pomiary tych wielkości fizycznych, które mają na celu określenie warunków przepływu płynów złożowych (ropy, gazu i wody) ze złoża do odwiertu a także określenie warunków wydobycia tych płynów na powierzchnię.

Pomiary wgłębne w odwiertach eksploatacyjnych mogą mieć na celu określenie:

1) głębokości odwiertu,
2) ciśnienia na dnie odwiertu w warunkach statycznych,
3) ciśnienia na dnie odwiertu w warunkach dynamicznych,
4) ciśnienia w odwiercie na określonej głębokości,
5) temperatury na dnie odwiertu,
6) temperatury na określonej głębokości,
7) głębokości zwierciadła płynu (ropy) w odwiercie,
8) głębokości rozdziału ropa – woda w odwiercie,
9) miejsc nieszczelności połączeń rur wydobywczych w odwiertach gazowych.

Na podstawie pomiarów wartości ciśnienia można określić rozkład (zmiany) ciśnienia w odwiercie eksploatacyjnym w zależności od głębokości a także granicę rozdziału fazy ciekłej i gazowej (rys. 7). Na odcinku odwiertu wypełnionego gazem ziemnym wykres ciśnienia jest funkcją wykładniczą, natomiast na odcinku odwiertu, w którym znajduje się ropa wykres jest funkcją liniową. Podobnie pomiar temperatury umożliwia sporządzenie rozkładu temperatury w odwiercie w zależności od głębokości.



Rys. 7. Rozkład ciśnienia w odwiercie ropno-gazowym [5, s. 97]

Pomiary wgłębne w odwiertach można wykonywać zarówno w warunkach statycznych, jak i dynamicznych (ruchowych).

Ciśnienie denne statyczne P_{ds} jest to ciśnienie, jakie panuje na dnie odwiertu po ustaniu przepływu płynu w strefie zasięgu odwiertu i ustaleniu się równowagi ciśnień między odwiertem a złożem. Pomiar wykonuje się przy braku wypływu płynów złożowych na powierzchnię, tj. przy zamkniętej głowicy odwiertu gazowego lub odwiertu samoczynnego ropy naftowej.

Ciśnienie denne dynamiczne P_{dd} jest to ciśnienie panujące na dnie odwiertu eksploatacyjnego w czasie odbioru płynu ze złoża lub jego zatłaczania do złoża (zawadnianie lub nagazowanie złóż). Ciśnienie to może być nazywane również ciśnieniem dennym ruchowym P_{dr}.

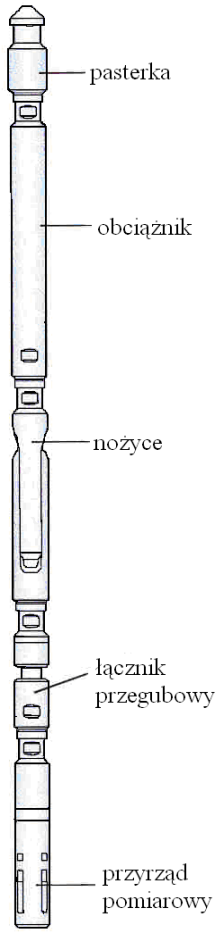
Przyrządy pomiarowe

Do pomiarów wgłębnych wykorzystuje się szereg różnego rodzaju przyrządów, zapuszczanych do odwiertów eksploatacyjnych, zarówno ropy naftowej, jak i gazu ziemnego, a także urządzenia napowierzchniowe, np.: winda pomiarowa, śluza pomiarowa.

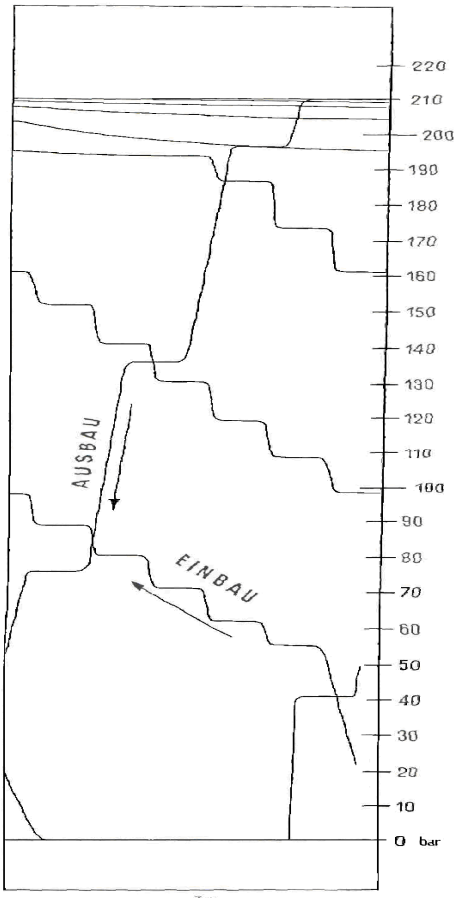
Do typowych przyrządów pomiarowych stosowanych do pomiarów wgłębnych zaliczamy:

- ciśnieniomierze wgłębne,
- termometry wgłębne,
- echometry.

Konstrukcja ciśnieniomierzy i termometrów wgłębnych musi umożliwiać zapuszczanie ich do odwiertu eksploatacyjnego, m.in. poprzez głowicę eksploatacyjną a następnie przez kolumnę rur wydobywczych o określonej średnicy wewnętrznej. Przyrządy pomiarowe zapuszczane mogą być w postaci zestawu obejmującego: pasterkę, obciążnik, nożyce, łącznik przegubowy oraz właściwy przyrząd pomiarowy (rys. 8).



Rys. 8. Schemat zestawu do zapuszczania przyrządów pomiarowych [7]



Rys. 9. Przykładowy wykres ciśnieniomierza mechanicznego DMH 66 [6]

Oznaczenie:
EINBAU – wzrost ciśnienia przy zapuszczaniu
AUSBAU – spadek ciśnienia przy wyciąganiu przyrządu

Ciśnieniomierze wgłębne

Pomiary ciśnienia w odwiertach eksploatacyjnych mogą być wykonywane za pomocą ciśnieniomierzy, które w sposób ciągły dokonują zapisów zmian ciśnienia w odwiercie, poprzez mechaniczny zapis ciśnienia na elemencie umieszczonym w ciśnieniomierzu lub przy użyciu ciśnieniomierzy przekazujących wynik na powierzchnię do urządzenia rejestrującego.

Ciśnieniomierze do pomiarów wgłębnych w odwiertach eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego możemy podzielić na dwa rodzaje:

a) mechaniczne,
b) elektroniczne pamięciowe.

Ciśnieniomierze mechaniczne wykonywane są w postaci zamkniętej rury o średnicy od 32 do 36 mm, która stanowi obudowę ciśnieniową (rys. 10). Wewnątrz obudowy znajdują się m.in.:

- zegarowy mechanizm napędowy,
- układ pomiaru ciśnienia,
- element rejestrujący,
- termometr maksymalny.

Elementem przejmującym ciśnienie jest czujnik, którym może być rurka Bourdona, urządzenie tłokowe lub stalowa rurka kwadratowa wypełniona rtęcią. Zmiany ciśnienia wprowadzają w ruch piórko (rysik) urządzenia samopiszącego. Piórko rejestruje zmianę ciśnienia na metalowej folii umieszczonej wewnątrz cylindra. Stosowane mogą być folie miedziane, aluminiowe lub mosiężne, które nie ulegają działaniu wilgoci. Mechanizm zegarowy powoduje obracanie cylindrem z metalową folią lub piórkiem urządzenia samopiszącego, w wyniku czego na foli powstaje rysa, jako zapis zmian ciśnienia.

Do odczytu wykresów z ciśnieniomierzy wgłębnych (rys. 9) używa się szkła powiększającego i podziałkę stalową kalibrowaną z liniami 0,25 mm lub mikroskopu, który może być podłączony do komputera. Umożliwia to odczyt z większą dokładnością, a także skraca czas dokonania odczytu i interpretacji wyników. Po odczycie wartości z wykresu, przy ustaleniu ostatecznej wartości ciśnienia należy uwzględnić wpływ temperatury pomiaru oraz dane z kalibracji przyrządu.

Ciśnieniomierze mechaniczne stosuje się przede wszystkim do pomiaru ciśnień w odwiertach w warunkach statycznych. Powszechnie stosowane są ciśnieniomierze wgłębne firmy Leutert (rys. 10). Ciśnieniomierze mechaniczne produkują również firmy Amerada, Standard czy Mc Donald Keutner.

Rys. 10. Ciśnieniomierz firmy Leutert – Niemcy [6]

Charakterystyka ciśnieniomierzy firmy Leutert:
- zakres pomiarowy – 6, 11, 16, 25, 32, 45, 70 MPa,
- wykorzystana zasada działania manometru tłokowego,
- mechanizm zegarowy obraca tłok pomiarowy z rysikiem,
- szerokość foli metalowej 72 mm,
- wałek napędowy zegara wykonuje 30 obrotów,
- maksymalne wysunięcie tłoka (przy max. wartości ciśnienia) 200 mm,
- dokładność pomiaru poniżej 0,02% zakresu pomiarowego,
- stała podstawa (linia zerowa),
- maksymalny czas pracy mechanizmu zegarowego 15 dni,
- brak wrażliwości na przeciążenia,
- odporny na uderzenia i wstrząsy,
- odporny na korozję.

W ciśnieniomierzu firmy Leutert cylinder z folią metalową jest nieruchomy, natomiast mechanizm zegarowy obraca tłokiem pomiarowym i połączonym z nim rysikiem. Czas pracy zegara umożliwia wykonanie 30 pełnych obrotów rysika. W zależności od typu zegara czas pełnego obrotu może wynosić od 10 min. do 12 godz. (tabela 2). Pozwala to na całkowity czas pracy ciśnieniomierza, obejmujący operacje zapuszczania, pomiar ciśnień i wyciągania przyrządu, od 5 do 360 godzin.

Tabela 2. Czasy pracy ciśnieniomierza Leutert [6]

typ	całkowity czas pracy	czas pełnego obrotu
Q	5 godz.	10 min.
D	15 godz.	30 min.
E	30 godz.	60 min.
F	90 godz.	180 min.
W	180 godz.	3 godz.
G	360 godz.	12 godz.

Elektroniczne ciśnieniomierze wgłębne (rys. 11 i 12) w obudowie metalowej zawierają podzespoły elektroniczne, które mogą pracować w temperaturze do 175 – 180°C, oraz przy ciśnieniu rzędu 100 MPa. Zasilane są baterią o pojemności umożliwiającej pracę ciśnieniomierza w odwiercie nawet kilkadziesiąt dni. Czas pracy ciśnieniomierza zależy przede wszystkim od:
- pojemności baterii zasilającej,
- ilości punktów pomiarowych,
- częstotliwości odczytu wartości mierzonych.

W pamięci ciśnieniomierza możliwe jest zapisanie od kilkudziesięciu do kilkuset punktów pomiarowych (rejestrów). Przez punkt pomiarowy rozumie się zapisanie informacji zawierających:
- czas pomiaru,
- wartość ciśnienia,
- wartość temperatury.

Ciśnieniomierze elektroniczne mogą być stosowane w dwóch wersjach:
- odczyt następuje po wyciągnięciu ciśnieniomierza na powierzchnię,
- odczyt następuje na powierzchni w dowolnym momencie, w sytuacji, gdy ciśnieniomierz znajduje się w odwiercie.

W drugim przypadku przyrząd znajdujący się w odwiercie połączony jest z aparaturą napowierzchniową kablem elektrycznym, zamocowanym do rur wydobywczych. Aparatura ta

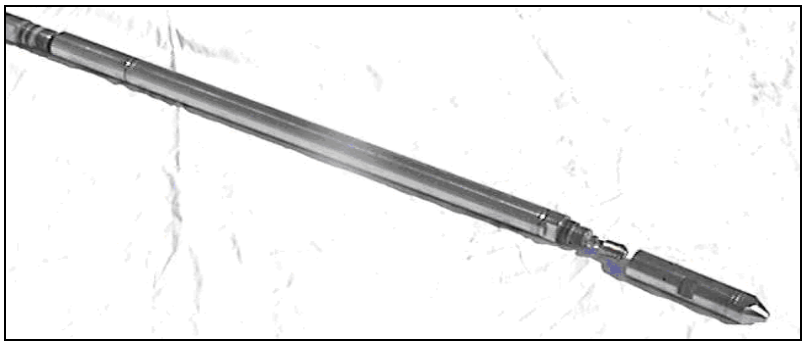
(rejestrator, komputer) rejestruje wyniki pomiarów. W tym przypadku możliwe jest sterowanie z powierzchni, np. zmiana częstotliwości pomiaru.

Elektroniczne ciśnieniomierze wgłębne produkowane są przez firmy: Panex, Leutert, Metrolog, Geoservices, Kuster, Amerada. Ciśnieniomierz firmy „Mihak" przeznaczony jest do stałego zamocowania w bucie kolumny rur wydobywczych a impuls pomierzonego ciśnienia przekazywany jest do przyrządów na powierzchni przez kabel jednożyłowy przymocowany do rur wydobywczych.

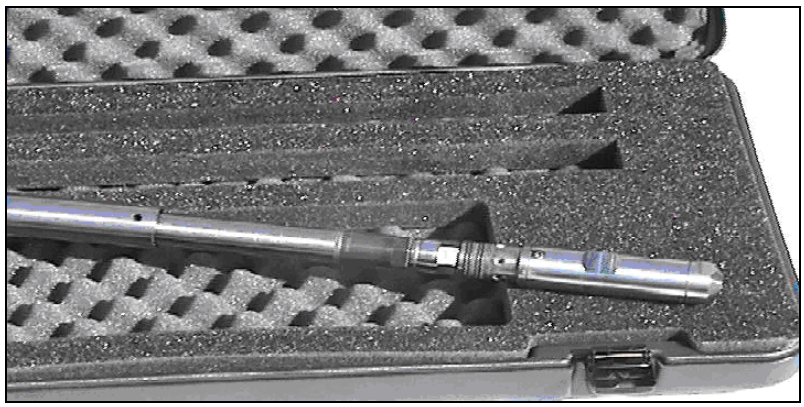
Charakterystykę typowych ciśnieniomierzy elektronicznych przedstawia tabela 3.

Tabela 3. Charakterystyka elektronicznych ciśnieniomierzy wgłębnych [8]

Parametr	**Panex**	**Metrolog**	**Leutert**
Maksymalny zakres mierzonego ciśnienia	do 35, 70 MPa	70 MPa	65 MPa
Zakres mierzonej temperatury	do 125°C	do 150°C	0 do 150°C
Średnica zewnętrzna	32 mm	25.4 mm	32 mm
Długość	1230 mm	813 mm	1196 mm
Dokładność pomiaru ciśnienia	± 0,025% pełnego zakresu	± 0,025 % pełnego zakresu	± 0,025% pełnego zakresu
Dokładność pomiaru temperatury	± 1°C	± 0,3°C	± 0,3% pełnego zakresu
Rozdzielczość mierzonego ciśnienia	0,0002 % pełnego zakresu	0,0014 bar	0,0017% pełnego zakresu
Rozdzielczość mierzonej temperatury	0,01°C	0,01°C	0,007% pełnego zakresu
Pojemność pamięci	100 000 rejestrów	350 000 rejestrów	35 000 rejestrów



Rys. 11. Ciśnieniomierz elektroniczny firmy Panex [6]



Rys. 12. Ciśnieniomierz elektroniczny firmy Metrolog [6]

Termometry wgłębne

W odwiertach eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego do pomiarów temperatury mogą być używane termometry:

- samopiszące (rejestrujące),
- elektryczne z rejestracją temperatury na powierzchni,
- elektroniczne.

Termometry samopiszące zapuszczane są do odwiertu w hermetycznej obudowie stalowej. Posiadają ten sam lub podobny mechanizm rejestrujący co manometry wgłębne, przy czym czujniki ciśnieniowe zamienione są na czujniki termometryczne. Termometryczny element posiada naczynie wypełnione rtęcią, która przy wzroście temperatury rozszerza się i przepływa do małego cylinderka. Do końca tłoka przytwierdzone jest pióro pisaka, które pod wpływem zmian temperatury (a więc i ciśnienia rtęci) przesuwa się po metalowej folii umieszczonej w cylindrze mechanizmu rejestrującego. Pióro pisaka (rysika) wykonuje rysę na metalowej folii, jako obraz zmiany temperatury podczas zapuszczania (wyciągania) przyrządu do odwiertu. Zakres pomiaru temperatury można regulować przez zmianę średnicy cylinderka tłoka. Naczynie z rtęcią umieszczone jest w rurze w ten sposób, aby element termometryczny chroniony był od działania ciśnienia w odwiercie.

Przykładem termometru samopiszącego może być termometr firmy Amerada, który posiada czujnik ciśnieniowy i pojemnik połączony z helikoidalną rurką Bourdona.

Do pomiaru temperatury w odwiertach eksploatacyjnych stosuje się również termometry elektryczne, zapuszczane na kablu wielożyłowym, które przekazują dane z pomiaru na powierzchnię do rejestratora. Przyrządy te w charakterze elementu temperaturowego mogą mieć termoparę, opornik druciany lub termistor (opornik cieplny). Powszechnie stosowane termistory mają większy zakres temperaturowy niż termopary. Posiadają czułość rzędu 0,5^{o}C i małe opóźnienie cieplne, wynoszące kilka sekund. Termometry elektryczne umożliwiają szybkie sporządzenie wykresu zależności temperatury od głębokości oraz pomiar temperatury w dowolnym interwale głębokości, bez konieczności wyciągania przyrządu na powierzchnię.

Do pomiarów temperatury w odwiertach eksploatacyjnych wykorzystuje się coraz powszechniej elektroniczne termometry wgłębne, np. termometry produkowane przez firmę Panex (tabela 4). Umożliwiają one zapis temperatury przez napowierzchniowe elektroniczne urządzenie rejestrujące, które następnie wykonuje komputerową obróbkę i interpretację danych, w tym wykresy rozkładu temperatury w odwiercie.

Tabela 4. Charakterystyka termometru firmy Panex [8]

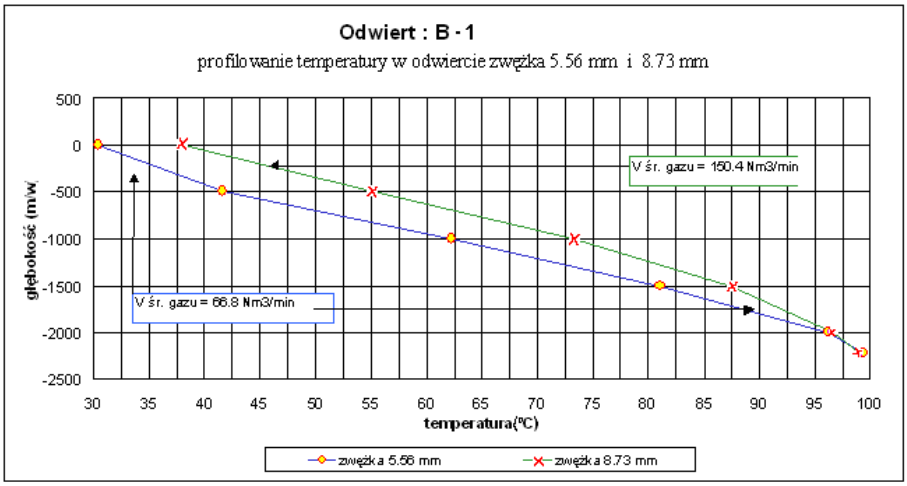
Zakres mierzonej temperatury	0–175°C
Średnica zewnętrzna	32 mm
Długość	1709 mm
Dokładność pomiaru temperatury	± 0,5^{o}C
Rozdzielczość mierzonej temperatury	0,01^{o}C
Pojemność pamięci	29 409 rejestrów
Stała czasowa	0,8 sekundy

Profilowanie temperatury w odwiertach gazowym może być wykonywane w celu określenia parametrów złożowych, stwierdzenia miejsca przypływu gazu do odwiertu, ale również w celu doboru i zaprojektowania przyodwiertowej instalacji wydobywczej.

Profilowanie temperatury może być wykonywane podczas eksploatacji odwiertu przy zastosowaniu kilku zwężek dławiących z równoczesnym pomiarem wydajności gazu. Dane uzyskane z przebiegi profilowania temperatury, z przykładowego odwiertu gazowego, przedstawia tabela 5. Natomiast rysunek 13 obrazuje rozkład temperatury w tym odwiercie.

Tabela 5. Dane profilowania temperatury w odwiercie gazowym [2]

Pomiar	**Zwężka 5,56 mm**		**Zwężka 8,73 mm**		**Zwężka wgłębna 9 mm**	
Głębokość [m/w]	Ciśnienie [MPa]	Temperatura [°C]	Ciśnienie [MPa]	Temperatura [°C]	Ciśnienie [MPa]	Temperatura [°C]
śluza	21,65	30,34	20,36	39,66	6,51	41,30
500	22,68	41,62	21,45	55,62	7,86	56,15
1000	23,60	62,20	22,47	73,32	8,99	69,21
1500	24,47	81,13	23,53	87,55	10,20	78,93
2000	25,28	96,20	24,50	96,71	11,23	82,73
2215	25,77	99,35	25,07	99,01	11,6	82,19



Rys. 13. Wykresy profilowania temperatury w odwiercie gazowym [2]

Echometr

Echometr jest przyrządem pomiarowym, który służy do określenia głębokości zwierciadła (poziomu) płynu w odwiercie eksploatacyjnym bez konieczności zapuszczania wgłębnych przyrządów pomiarowych. Za pomocą echometru można określić granicę rozdziału ropa – gaz w odwiertach ropno-gazowych. Stosowany jest również w zawodnionych odwiertach gazowych do określenia poziomu wody złożowej. Znajomość głębokości poziomu ropy naftowej w odwiertach eksploatacyjnych umożliwia m.in. określenie głębokości zapuszczenia pompy wgłębnej. Echometr pozwala na pomiar poziomu cieczy w odwiercie, zarówno w przestrzeni pierścieniowej, jak i w rurach wydobywczych.

Zasada pomiaru echometrem polega na wytworzeniu przez przyrząd fali akustycznej na głowicy odwiertu a następnie na rejestracji czasu powrotu fali do źródła (rejestratora), po odbiciu jej od zwierciadła płynu (ropy) w odwiercie. Czas od momentu wytworzenia fali dźwiękowej do jej powrotu do rejestratora (mikrofonu) zależy od głębokości poziomu płynu w odwiercie oraz prędkości fali w ośrodku gazowym, który wypełnia dany odwiert. Prędkość fali dźwiękowej zależna jest od gęstości gazu (składu gazu ziemnego) i powinna być w tym przypadku określona indywidualnie dla każdego odwiertu.

Głowicę echometru instaluje się na głowicy odwiert eksploatacyjnego i łączy z rejestratorem mechanicznym (rys. 14) lub komputerowym (rys. 15). W głowicy echometru znajduje się komora ciśnieniowa ze sprężonym azotem N_2 lub dwutlenkiem węgla CO_2. Po otwarciu zasuw na głowicy i uruchomieniu rejestratora za pomocą zaworu szybkiego działania następuje gwałtowne rozprężenie gazu w komorze ciśnieniowej, co daje efekt strzału inicjującego powstanie fali dźwiękowej. Zwykle pomiar powtarza się dla sprawdzenia i porównania wyników. Echometry produkowane są z głowicami na różne ciśnienia.

Echometry używane w Polsce mają głowice na ciśnienie 10 MPa (1500 psi), 21 MPa (3000 psi) oraz 35 MPa (5000 psi). Najbardziej znanym producentem echometrów jest amerykańska firma Echometer Co.

Rys. 14. Echometr z rejestracją mechaniczną [4]

W echometrze mikrofon urządzenia rejestrującego rejestruje:

- moment powstania fali dźwiękowej na głowicy odwiertu,
- odbicia fali akustycznej od poszczególnych złączek kolumny rur wydobywczych,
- odbicie fali akustycznej od lustra cieczy w odwiercie (rys. 16).

W pierwszym przypadku określenie głębokości zwierciadła ropy w odwiercie polega na pomnożeniu ilości odbić fali od złączek przez średnią długość rur wydobywczych. W drugim przypadku wykorzystuje się znajomość czasu, jakiego potrzebowała fala akustyczna na dotarcie do zwierciadła ropy w odwiercie, odbicie i powrót na powierzchnię. W tym przypadku konieczne jest wykonanie analizy gazu w celu określenia jego gęstości a następnie określenie średniej prędkości fali w odwiercie.

Rys. 15. Echometr z rejestracją komputerową [4]

Przykładowy zapis echometru z rejestracją mechaniczną przedstawia wykres na rysunku 16. Znając prędkość rozchodzenia się fali dźwiękowej ośrodku gazowym oraz prędkość przesuwu taśmy rejestratora, głębokość lustra cieczy w odwiercie możemy obliczyć ze wzoru:

$$H = \frac{L}{2} \cdot \frac{v_o}{v_r}$$

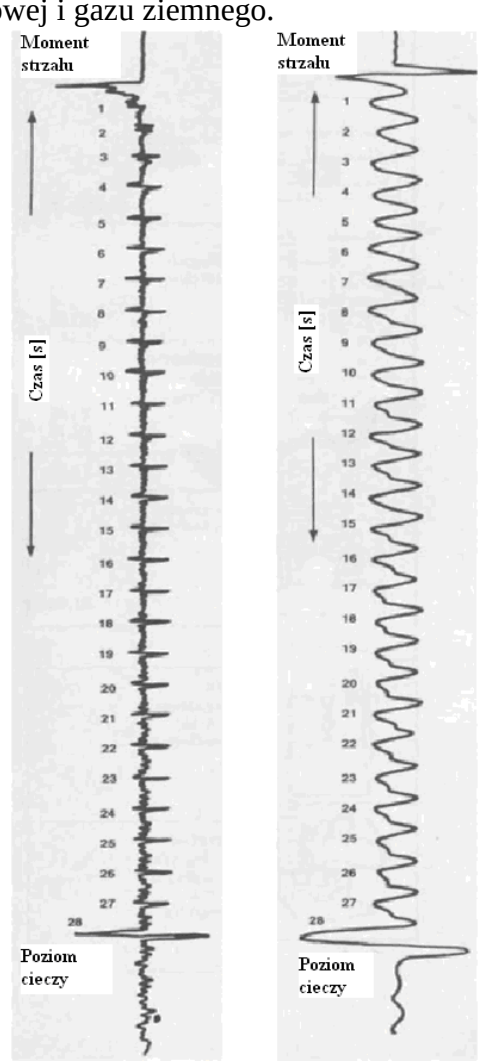
gdzie:

H – głębokość lustra cieczy w odwiercie [m],
L – zmierzona na wykresie odległość między punktami startu i odbicia fali [cm],
v_o – prędkość rozchodzenia się fali w ośrodku gazowym [m/s],
v_r – prędkość przesuwu taśmy rejestratora [cm/s].

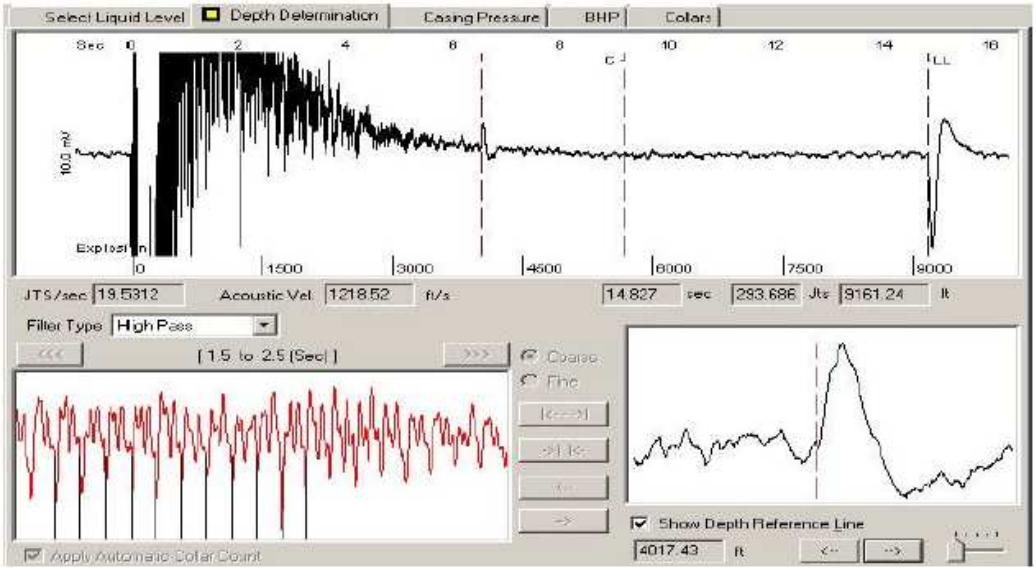
Do pomiarów głębokości poziomu cieczy w odwiertach mogą być stosowane urządzenia:

- Solong D-602 – stosowany do pomiarów przy ciśnieniu głowicowym do 21 MPa,
- Well Analyzer – o ciśnieniu roboczym do 35 MPa.

Stosowane są również echometry, które zamiast komory ciśnieniowej w głowicy posiadają komorę nabojową, do której ładuje się naboje hukowe. Ze względu na względy bezpieczeństwa echometry te są rzadziej stosowane do wykonywania pomiarów w odwiertach eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego.



Rys. 16. Wykresy z echometru z zapisem mechanicznym [4]



Rys. 17. Widok z rejestratora echometru Well Analyzer [4]

4.2.2. Pytania sprawdzające

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

1. Jakie wielkości mierzy się w czasie wykonywania pomiarów wgłębnych?
2. Na czym polega różnica między ciśnieniem statycznym a dynamicznym?
3. Co zaliczamy do przyrządów pomiarowych przy pomiarach wgłębnych?
4. Jak dzieli się ciśnieniomierze wgłębne?
5. Z jakich elementów składa się ciśnieniomierz mechaniczny?
6. Jaka rolę spełnia folia metalowa w ciśnieniomierzu mechanicznym?
7. Jaką funkcję w ciśnieniomierzu wgłębnym spełnia mechanizm zegarowy?
8. W jaki sposób następuje rejestracja ciśnienia w ciśnieniomierzu mechanicznym?
9. Co rozumiemy pod pojęciem punkt pomiarowy, dla ciśnieniomierza elektronicznego?
10. Do jakich wartości ciśnienia można stosować poszczególne typy ciśnieniomierzy?
11. Jakie rodzaje termometrów stosuje się do pomiarów wgłębnych?
12. Na czym polega zasada działania termometru samopiszącego?
13. Jakie zalety mają ciśnieniomierze i termometry elektroniczne?
14. Do czego służy echometr, stosowany przy pomiarach wgłębnych?
15. Od czego zależy prędkość fali akustycznej w odwiercie ropno-gazowym?
16. W jaki sposób można określić głębokość zwierciadła ropy w odwiercie, korzystając z zapisu echometru?

4.2.3. Ćwiczenia

Ćwiczenie 1

Dokonaj wyboru odpowiedniego typu ciśnieniomierza firmy Leutert (uwzględniając jego zakres pomiarowy) do pomiaru ciśnienia dennego w odwiercie eksploatacyjnym ropy naftowej, którego głębokość wynosi 2560 m. Przewidywany gradient ciśnienia złożowego wynosi 120 kPa/10 m. Dokonując wyboru typu ciśnieniomierza przyjmij jego zakres pomiarowy większy o 50% od przewidywanego ciśnienia złożowego. Dla wybranego typu ciśnieniomierza oblicz wielkość błędu pomiaru, przyjmując, że dokładność pomiaru wynosi ± 0,02% jego zakresu pomiarowego.

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:
1) obliczyć przewidywane ciśnienie denne na podstawie gradientu ciśnienia,
2) wyrazić obliczone ciśnienie w MPa,
3) określić wymagany maksymalny zakres ciśnienia dla ciśnieniomierza,
4) dobrać, korzystając z danych w Poradniku, odpowiedni typ ciśnieniomierza,
5) obliczyć minimalny i maksymalny błąd pomiaru dla danego zakresu ciśnienia,
6) dokonać prezentacji wyników pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:
- Poradnik dla ucznia,
- zestawienie danych poszczególnych typów ciśnieniomierzy,
- kalkulator,
- zeszyt.

Ćwiczenie 2

Na podstawie wiedzy uzyskanej w trakcie realizacji programu jednostki modułowej oraz dostępnej literatury sporządź zestawienie parametrów (wielkości), których wartości określa się na podstawie pomiarów wgłębnych wykonywanych w odwiertach eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego.

Poszczególnym parametrom przyporządkuj odpowiednie przyrządy, które służą do ich pomiaru. Przy rodzajach przyrządów określ rodzaj firmy, która je produkuje. Zestawienie wykonaj w postaci schematu blokowego, w tym z wykorzystaniem techniki komputerowej.

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:
1) sporządzić listę parametrów mierzonych (określanych) na podstawie pomiarów wgłębnych,
2) sporządzić zestawienie znanych rodzajów i typów przyrządów pomiarowych,
3) przyporządkować przyrządom nazwy firm,
4) przyporządkować rodzajom parametrów odpowiadające im rodzaje przyrządów,
5) wykonać zadanie w formie schematu blokowego,
6) zaprezentować wyniki swojej pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:
- Poradnik dla ucznia,
- literatura z zakresu pomiarów wgłębnych,
- przybory do rysowania,
- papier ksero,
- zeszyt.

4.2.4. Sprawdzian postępów

Czy potrafisz:

		Tak	Nie
1)	wymienić rodzaje wielkości fizycznych, które określa się na podstawie pomiarów wgłębnych, wykonywanych w odwiertach eksploatacyjnych?	☐	☐
2)	wymienić rodzaje i przeznaczenie poszczególnych przyrządów pomiarowych?	☐	☐
3)	dobrać rodzaj przyrządu pomiarowego do wykonania pomiaru określonych parametrów?	☐	☐
4)	scharakteryzować działanie ciśnieniomierzy wgłębnych mechanicznych?	☐	☐
5)	dokonać odczytu ciśnienia z foli metalowej ciśnieniomierza wgłębnego?	☐	☐
6)	zdefiniować pojęcia: ciśnienie denne statyczne i dynamiczne?	☐	☐
7)	określić, za pomocą jakich ciśnieniomierzy można wykonywać pomiary z rejestracją ciśnienia na powierzchni?	☐	☐
8)	wymienić nazwy firm produkujących ciśnieniomierze i termometry wgłębne?	☐	☐
9)	scharakteryzować działanie termometru wgłębnego samopiszącego i elektrycznego?	☐	☐
10)	objaśnić działanie echometru?	☐	☐
11)	podać podstawowe parametry elektronicznych ciśnieniomierzy wgłębnych?	☐	☐
12)	wyjaśnić, od czego zależy czas powrotu fali akustycznej do rejestratora echometru?	☐	☐

4.3. Urządzenia i technika prowadzenia pomiarów wgłębnych

4.3.1. Materiał nauczania

Do wykonywania pomiarów wgłębnych, oprócz przyrządów pomiarowych, muszą być stosowane określone urządzenia napowierzchniowe, które umożliwiają zapuszczanie i wyciąganie przyrządów pomiarowych do odwiertów eksploatacyjnych. Zapuszczanie i wyciąganie przyrządów odbywa się zarówno przy braku samoczynnego wypływu płynów złożowych na powierzchnię (ciśnienie głowicowe równe ciśnieniu atmosferycznemu), jak również przy samoczynnym wypływie płynów złożowych, co charakteryzuje się występowaniem znacznego ciśnienia na głowicy odwiertu eksploatacyjnego. Drugi przypadek występuje przy eksploatacji odwiertów gazowych i gazowo – kondensatowych a także przy eksploatacji samoczynnej ropy naftowej.

Do urządzeń napowierzchniowych umożliwiających wykonywanie pomiarów wgłębnych zaliczamy:

1) windy pomiarowe,
2) śluzy pomiarowe,
3) urządzenia rejestrujące przyrządów pomiarowych,
4) urządzenie komputerowe.

Windy pomiarowe

Windy pomiarowe służą do przeprowadzania różnych operacji w odwiertach eksploatacyjnych przy zastosowaniu techniki linowej. W Polsce windy pomiarowe znane są również pod nazwą wyciągi pomiarowe.

Do typowych prac wykonywanych przy użyciu wind pomiarowych należą:

- zapuszczanie do odwiertów przyrządów pomiarowych, takich jak: ciśnieniomierze wgłębne, termometry wgłębne, przyrządy badające stan powierzchni rur wydobywczych,
- szablonowanie rur wydobywczych w celu potwierdzenia drożności rur do późniejszego zapuszczania narzędzi o określonej średnicy,
- zapuszczanie do odwiertów przyrządów do pobierania próbek płynów złożowych do badań PVT i innych badań laboratoryjnych,
- zapuszczanie i posadowienie przyrządów pomiarowych w łącznikach posadowych na czas wykonywania testów hydrodynamicznych,
- zapinanie wgłębnych zwężek dławiących w gazowych odwiertach eksploatacyjnych,
- prace instrumentacyjne za narzędziami, które pozostawiono w odwiercie w wyniku awarii.

Windy pomiarowe wykonywane są na ogół jako urządzenia samojezdne, montowane na podwoziach samochodów ciężarowych (rys. 18). Mogą być również budowane w wersji wymagającej przetransportowania na odwiert i tam ustawiania ich przed wykonaniem pomiarów.

W Polsce stosowane są m.in. windy pomiarowe firmy OTIS, które posiadają następujące parametry:

- są to windy jedno i dwubębnowe,
- wyciąg napędzany jest silnikiem hydraulicznym,
- drut pomiarowy ma średnicę: 0,092”, 0,108”, 0,125”,
- drut pomiarowy wykonany w wersji odpornej na działanie H_2S,
- prewenter mechaniczny standardowy na ciśnienie 35 MPa,
- prewenter hydrauliczny odporny na H_2S o ciśnieniu do 35 MPa,

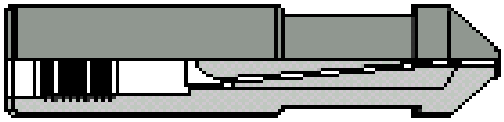
– śluzy pomiarowe: 3” o ciśnieniu do 350 bar (35 MPa) odporne na H_2S,
– śluzy pomiarowe na ciśnienie 70 MPa w wersji standardowej.

Rys. 18. Winda pomiarowa na podwoziu MAN [10]

Rys. 19. Kabina operatora windy pomiarowej [10]

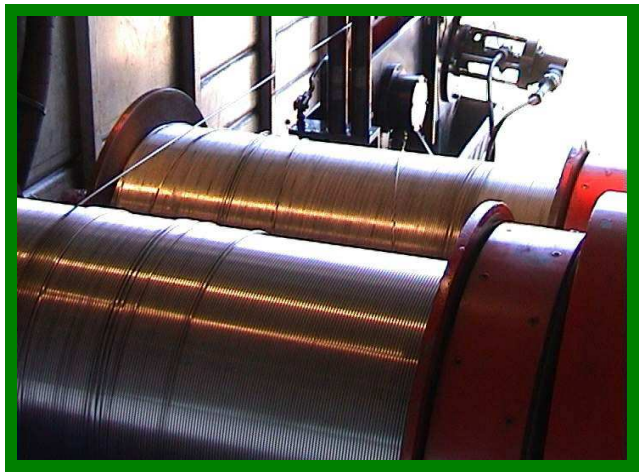
Hydrauliczny napęd windy umożliwia bezstopniową regulacje prędkości zapuszczania i wyciągania przyrządów. Natomiast układ pomiarowy daje możliwość bieżącej kontroli obciążenia drutu, prędkości liniowej drutu oraz pomiar głębokości zapuszczania przyrządów.

Przyrządy pomiarowe zapuszczane są na drucie (rzadziej na lince), który wykonany może być w wersji standardowej (dla warunków „słodkich”) lub może być wykonany z materiału odpornego na działanie środowiska kwaśnego – H_2S, CO_2 czy gorących chlorków. Przyrządy pomiarowe łączone są z drutem za pomocą pasterki (rys.20).



Rys. 20. Pasterka [7]

Drut używany do pomiarów wgłębnych nawinięty jest na bęben wyciągowy windy pomiarowej. Windy mogą być w wersji jedno lub dwubębnowej (rys. 21). Wyciąg linowy windy pomiarowej został wyposażony w elektroniczno - mechaniczny pulpit sterowniczy, w skład którego wchodzi między innymi elektroniczny przyrząd do kontroli głębokości, prędkości zapuszczania drutu oraz mechanizm uniemożliwiający jego zerwanie.



Rys. 21. Winda pomiarowa dwubębnowa z nawiniętym drutem [7]

Na pulpicie sterowniczym (rys. 22) operator windy dokonuje odczytu głębokości zapuszczania przyrządu pomiarowego, pomiaru szybkości z jaką przyrząd jest zapuszczany do odwiertu oraz wartości obciążenia drutu.

Rys. 22. Widok pulpitu sterowniczego windy [7]
Oznaczenia na pulpicie : Depth – głębokość, Line tension – obciążenie drutu,
Line Speed – prędkość zapuszczania

Określenie głębokości zapuszczenia przyrządu odbywa się poprzez automatyczny pomiar liczby obrotów krążka, po którym przemieszcza się drut odwijany z bębna. Krążek posiada taką średnicę, że jego obwód wynosi 1 m, w związku z tym liczba obrotów krążka oznacza liczbę metrów odwiniętego drutu a więc również głębokość zapuszczenia przyrządu pomiarowego do odwiertu. System uwzględnia wydłużanie się drutu, zmieniające się z jego długością (głębokością zapuszczania przyrządu).

Obserwacja miernika obciążenia drutu pozwala określić moment, w którym przyrząd pomiarowy zanurzy się w płynie w odwiercie (np. w ropie naftowej). Na przyrząd pomiarowy, który zanurzył się w cieczy działa siła wyporu, stąd jego ciężar będzie wyraźnie mniejszy. Obserwacja wskaźnika obciążenia drutu i pomiar liczby metrów odwiniętego drutu pozwalają w ten sposób określić głębokość poziomu cieczy w odwiercie.

Windy pomiarowe pozwalają na wykorzystanie techniki linowej do prowadzenia także innych prac, jak:

- sprawdzanie drożności i szablonowanie rurek wydobywczych 2 ⅜” i 2 ⅞”,
- wykonywania instrumentacji w rurkach wydobywczych 2 ⅜” i 2 ⅞”.

Śluza pomiarowa

Jest to urządzenie umożliwiające zapuszczanie przyrządów pomiarowych do odwiertów, które na głowicy posiadają ciśnienie wyższe od atmosferycznego. Ciśnienia te mogą wykazywać niejednokrotnie duże wartości, zwłaszcza dla odwiertów gazowych. Śluzę pomiarową, na czas wykonywania pomiarów, montuje się na głowicy odwiertu eksploatacyjnego.

Śluza jest to stalowa, grubościenna rura, jedno lub wielosekcyjna (rys. 23), o długości umożliwiającej swobodne zapuszczanie do odwiertu przyrządów pomiarowych lub innych narzędzi. W skład wyposażenia śluzy wchodzą: prewenter, głowiczka z doszczelniaczem hydraulicznym oraz krążek, który służy do naprowadzenia drutu do głowiczki. Śluzy pomiarowe wykonuje się w kilku odmianach, biorąc pod uwagę wartość ciśnienia głowicowego, przy którym mogą stosowane. Zakres ciśnień obejmuje: I – 14 MPa (2000 psi), II – 35 MPa (5000 psi), 70 MPa (10000 psi).

Rys. 23. Widok wielosekcyjnej śluzy pomiarowej [7]

Zadaniem prewentera śluzy pomiarowej (rys. 24) jest awaryjne zamknięcie wylotu odwiertu nawet wtedy, gdy w odwiercie znajduje się przyrząd pomiarowy z drutem. Głowiczka śluzy (rys. 25) posiada układ dławików, które umożliwiają swobodne przemieszczanie się drutu z przyrządem pod ciśnieniem głowicowym, zachowując jednocześnie szczelność układu.

Rys. 24. Prewenter śluzy pomiarowej [7]

Rys. 25. Głowiczka śluzy pomiarowej z krążkiem [7]

4.3.2. Pytania sprawdzające

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

1. Jakie urządzenia napowierzchniowe stosuje się do wykonywania pomiarów wgłębnych?
2. W jakim celu stosuje się windy pomiarowe?
3. Jakie średnice posiada drut pomiarowy?
4. W jaki sposób łączy się drut pomiarowy z przyrządem pomiarowym?
5. Jakie parametry pracy windy pomiarowej są mierzone w trakcie zapuszczania przyrządu?
6. Na czym polega pomiar głębokości zapuszczania przyrządu do odwiertu?
7. W jaki sposób można określić głębokość poziomu rozdziału fazy gazowej od ropnej?
8. Jaką funkcję spełnia śluza pomiarowa?
9. Od czego zależy i ile wynosi zakres ciśnień stosowanych śluz pomiarowych?
10. Co wchodzi w skład wyposażenia śluzy pomiarowej?
11. Kiedy stosuje się śluzy pomiarowe wielosekcyjne?
12. Jaką rolę pełni prewenter śluzy pomiarowej?

4.3.3. Ćwiczenia

Ćwiczenie 1

W odwiercie gazowym, o ciśnieniu głowicowym P_{gs} = 230 at należy wykonać profilowanie temperatury. Eksploatowany gaz zawiera niewielką ilość siarkowodoru. Dokonaj wyboru rodzaju śluzy pomiarowej, wiedząc, że maksymalne robocze ciśnienia śluz, będących na wyposażeniu zestawu do pomiarów wgłębnych, wynoszą: 2000 psi, 5000 psi, 10000 psi.

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:

1) przeliczyć podane w zadaniu wartości ciśnień na układ SI,
2) dobrać typ śluzy ze względu na wartość ciśnienia,
3) dobrać typ śluzy z uwzględnieniem zawartości w gazie H_2S,
4) zaprezentować wynik pracy,
5) uzasadnić przyjęte rozwiązanie.

Wyposażenie stanowiska pracy:

- tabela do przeliczania jednostek ciśnienia,
- zestawienie typów śluz pomiarowych,
- kalkulator,
- zeszyt.

4.3.4. Sprawdzian postępów

Czy potrafisz:

		Tak	Nie
1)	określić rodzaje urządzeń stosowanych do zapuszczania przyrządów pomiarowych?	☐	☐
2)	scharakteryzować podstawowe parametry pracy windy pomiarowej?	☐	☐
3)	określić przeznaczenie śluzy pomiarowej?	☐	☐
4)	wyjaśnić sposób pomiaru głębokości zapuszczenia przyrządu pomiarowego do odwiertu?	☐	☐
5)	określić cel pomiaru obciążenia drutu pomiarowego?	☐	☐
6)	dobrać typ śluzy pomiarowej do wykonania pomiarów wgłębnych?	☐	☐
7)	uzasadnić cel stosowania prewentera śluzy pomiarowej?	☐	☐
8)	wyjaśnić sposób łączenia przyrządów pomiarowych z drutem windy pomiarowej?	☐	☐

4.4. Wyniki pomiarów i obliczanie parametrów wydobycia

4.4.1. Materiał nauczania

Wyniki pomiarów wgłębnych wykonywanych w odwiertach eksploatacyjnych, a także wyniki pomiarów właściwości ropy naftowej i gazu ziemnego (gęstość, gęstość względna, współczynnik ściśliwości gazu, itp.) pozwalają m.in. na:

1) obliczenie ciśnienia dennego statycznego w odwiercie,
2) sporządzenie rozkładu ciśnienia w odwiercie eksploatacyjnym,
3) określenie granicy rozdziału ropa – gaz w odwiercie,
4) obliczenie wydajności odwiertu,
5) wyznaczenie wskaźnika produktywności odwiertu, itp.

Ciśnienia w odwiercie eksploatacyjnym

W praktyce przemysłowej (kopalnianej) do pomiaru ciśnień, zarówno podczas eksploatacji złóż ropy i gazu za pomocą odwiertów a także przy wykonywaniu pomiarów wgłębnych stosuje się przyrządy pomiarowe (manometry) produkowane przez różne firmy. Stąd wyniki pomiarów mogą być podawane w różnych jednostkach, jak: MPa, bar, psi, czy dla starszych urządzeń kG/cm^2 – at (atmosfera techniczna).

Oznaczenia jednostek ciśnienia:

1 MPa = 10^6 Pa = 1000000 N/m^2
1 bar = 10^5 Pa = 100000 N/m^2
1 psi = funt-siła/cal^2 (jednostka anglosaska)
1 at = 1kG/cm^2 (jednostka w układzie CGS)
1 mm Hg = 133,322 Pa

Krotności jednostek ciśnienia:

1 hPa = 100 Pa
1 kPa = 1000 Pa
1 MPa = 1000000 Pa
1 mbar = 100 Pa

Przeliczanie jednostek ciśnienia umożliwia tabela 6.

Tabela.6. Jednostki ciśnienia według różnych układów jednostek

	MPa	**bar**	**psi**	**at**
MPa	1,0	10,0	144,93	10,19
bar	0,1	1,0	14,493	1,019
psi	$6{,}9 \cdot 10^{-3}$	$6{,}9 \cdot 10^{-4}$	1,0	0,0703
at	0,0981	0,981	14,223	1,0

Obliczanie ciśnienia dennego

Dla odwiertów gazowych ciśnienie denne statyczne można obliczyć ze wzoru [13]:

$$P_{ds} = P_{gs} \cdot e^{\frac{0{,}0334 \cdot s \cdot H}{T}}$$

gdzie:

P_{ds} – ciśnienie denne statyczne [Pa],
P_{gs} – ciśnienie głowicowe statyczne [Pa],
H – głębokość odwiertu [m],

T – średnia temperatura w odwiercie [K],
s – gęstość względna gazu,
e – podstawa logarytmu naturalnego ($e \approx 2{,}72$).

Gęstość względna (jednostkowa) gazu s jest wielkością bezwymiarową, wyrażaną w postaci liczby dziesiętnej. Jest to stosunek gęstości gazu do gęstości powietrza w tych samych warunkach (temperatury i ciśnienia):

$$s = \frac{\rho_g}{\rho_p}$$

gdzie:
ρ_g – gęstość gazu [kg/m^3],
ρ_p – gęstość powietrza; dla warunków normalnych wynosi 1,293 kg/m^3.

Dl odwiertów gazowych ciśnienie denne statyczne można również obliczyć ze wzoru:

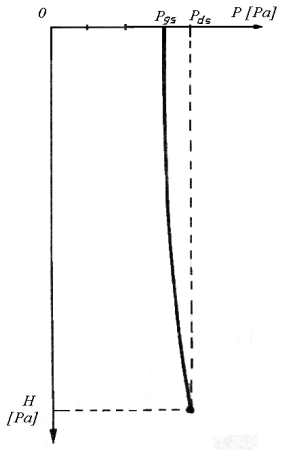
$$P_{ds} = P_{gs} \cdot e^{\frac{g \cdot H}{z \cdot R \cdot T}}$$

gdzie:
z – współczynnik pseudościśliwości gazu,
R – indywidualna stała gazowa,
g – przyspieszenie ziemskie.

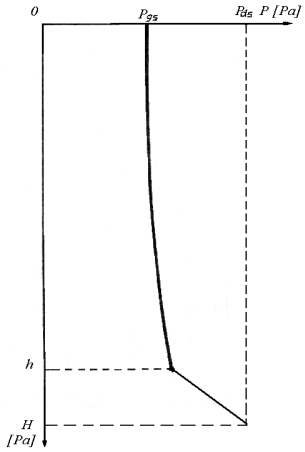
Dla odwiertów ropno-gazowych ciśnienie denne statyczne jest sumą: ciśnienia głowicowego, ciśnienia słupa gazu, ciśnienia słupa ropy w odwiercie. Ciśnienie denne statyczne w tym przypadku można obliczyć ze wzoru:

$$P_{ds} = P_{gs} \cdot e^{\frac{0{,}0334 \cdot s \cdot H}{T}} + (H - h) \cdot \gamma_r$$

gdzie:
H – głębokość odwiertu [m],
h – głębokość, na której znajduje się poziom ropy w odwiercie (rys.7) [m],
γ_r – ciężar właściwy ropy naftowej [N/m^3].
Przy czym ciężar właściwy ropy określa się, jako $\gamma_r = \rho_r \cdot g$



Rys. 26. Rozkład ciśnienia w odwiercie gazowym



Rys. 27. Rozkład ciśnienia w odwiercie ropno-gazowym

Rozkład ciśnienia w odwiercie gazowym jest funkcją wykładniczą a wykresem jest krzywa, jak na rys. 26, natomiast dla odwiertu ropno-gazowego rozkład ciśnienia przedstawia wykres, jak na rys. 27. Przy założeniu, że odwiert na całej głębokości byłby wypełniony wyłącznie cieczą (ropą lub wodą), rozkład ciśnienia w tym przypadku będzie funkcją liniową a wykresem jest linia prosta; zgodnie ze wzorem:

$$P_{ds} = P_{gs} + H \cdot \gamma_r$$

Obliczanie wydajności odwiertu ropy naftowej

Zakładając, że dopływ ropy naftowej do odwiertu ma charakter przepływu płaskoradialnego cieczy nieściśliwej (uwzględniając prawo Darcy'ego) wydajność odwiertu, czyli wielkość dopływu ropy ze złoża do odwiertu, można określić ze wzoru:

$$Q = \frac{236 \cdot 10^9 \cdot k \cdot h \cdot (P_{zł} - P_{dd})}{\mu \cdot \log \frac{R}{r_o}}$$

gdzie:

Q – wydajność odwiertu w warunkach złożowych [m^3/d],
k – współczynnik przepuszczalności skały zbiornikowej [m^2],
h – miąższość poziomu roponośnego [m],
$P_{zł}$ – ciśnienie złożowe [Pa],
P_{dd} – ciśnienie denne dynamiczne [Pa],
μ – współczynnik lepkości dynamicznej ropy naftowej [Pa·s],
R – promień strefy zasięgu odwiertu [m],
r_o – promień odwiertu [m].

Z powyższego wzoru można obliczyć również współczynnik przepuszczalności skał w strefie przyodwiertowej k, mierząc wydajność odwiertu w warunkach ustalonego wypływu ropy, tzn. przy stałej różnicy ciśnień $\Delta P = P_{zł} - P_{dd}$.

W warunkach rzeczywistych posługujemy się wartością ciśnienia dennego statycznego, które jest w przybliżeniu równe ciśnieniu złożowemu ($P_{zl} = P_{ds}$). Ponadto odwiert w części produktywnej jest zarurowany i udostępniony poprzez perforację, co ogranicza swobodny dopływ ropy do odwiertu. Jeżeli przy obliczeniach uwzględnimy również gęstość ropy naftowej oraz zmianę gęstości ropy przy przejściu z warunków złożowych na powierzchniowe, charakteryzowaną współczynnikiem objętościowym ropy, to wzór na wydajność odwiertu przyjmie postać:

$$Q = \frac{236 \cdot 10^9 \cdot k \cdot h \cdot \rho \cdot \varphi \cdot (P_{ds} - P_{dd})}{\mu \cdot B \cdot \log \frac{R}{r_o}}$$

gdzie:

Q – wydajność odwiertu, odniesiona do warunków powierzchniowych [t/d],
ρ – gęstość ropy naftowej [t/m^3],
φ – współczynnik doskonałości hydrodynamicznej odwiertu,
B – współczynnik objętościowy ropy naftowej.

Współczynnik doskonałości hydrodynamicznej odwiertu jest wielkością bezwymiarową, a jego wartość $\varphi < 1{,}0$.

Współczynnik objętościowy ropy naftowej jest również wielkością bezwymiarową. Określa on zmiany gęstości ropy naftowej przy przejściu z warunków złożowych na warunki powierzchniowe. Uwzględniając ciśnienie i temperaturę złożową, a także ilość rozpuszczonego gazu w ropie, gęstość ropy w warunkach złożowych jest zwykle mniejsza od gęstości odgazowanej ropy na powierzchni.

Wielkość zmiany gęstości ropy naftowej przy przejściu z warunków złożowych na powierzchniowe charakteryzuje współczynnik objętościowy *B*, określony wzorem:

$$B = \frac{\rho_p}{\rho_{zł}}$$

gdzie:

ρ_p – gęstość ropy naftowej w warunkach powierzchniowych [kg/m^3],
$\rho_{zł}$ – gęstość ropy naftowej w złożu [kg/m^3].

Na ogół współczynnik objętościowy ropy naftowej przyjmuje wartości $B > 1{,}0$.

Wskaźnik produktywności odwiertu

Dla odwiertów eksploatujących ropę naftową określa się wartość wskaźnika (współczynnika) produktywności odwiertu. W literaturze przyjmowane są różne oznaczenia wskaźnika, np. *K, PI, I*. Wskaźnik produktywności odwiertu ropnego jest stosunkiem ilości ropy naftowej wydobytej w jednostce czasu, przypadającej na jednostkę ciśnienia różnicowego, tj. różnicy ciśnień między ciśnieniem złożowym $P_{zł}$, a ciśnieniem dennym dynamicznym P_{dd} ($\Delta P = P_{zł} - P_{dd}$) lub ($\Delta P = P_{ds} - P_{dd}$). Wskaźnik ten może być określony wzorem:

$$K = \frac{Q}{P_{ds} - P_{dd}}$$

gdzie:

K – wskaźnik produktywności odwiertu [m^3/(MPa · d)],
Q – dobowa wydajność ropy naftowej z odwiertu [m^3],
P_{ds} – ciśnienie denne statyczne [MPa],
P_{dd} – ciśnienie denne dynamiczne [MPa].

Wskaźnik produktywności zależy także od przepuszczalności skał zbiornikowych, lepkości ropy czy promienia odwiertu i promienia strefy zasięgu odwiertu. Wzrost wskaźnika produktywności świadczy o bardziej racjonalnym wykorzystaniu energii złożowej. Z tego punktu widzenia wskaźnik ten powinien być jak największy.

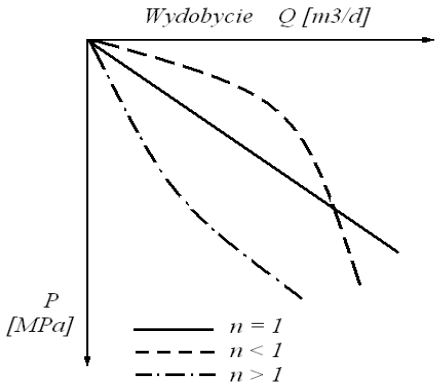
Jeżeli założymy stałość takich parametrów jak: przepuszczalność i miąższość skał zbiornikowych, lepkość i gęstość ropy, promień strefy zasięgu odwiertu oraz promień odwiertu, to otrzymamy ogólną postać równania wydajności odwiertu w postaci:

$$Q = K(P_{ds} - P_{gs})^n$$

gdzie:

Q – wydajność odwiertu [t/d] lub [m^3/d],
K – wskaźnik produktywności odwiertu [t/MPa] lub [m^3/MPa],
P_{ds} – ciśnienie denne statyczne [MPa],
P_{dd} – ciśnienie denne dynamiczne [MPa].
n – wykładnik potęgowy – jest to miara odchyłki od przepływu laminarnego ropy.

Wykres funkcji $Q = f(\Delta P)$, gdzie $\Delta P = P_{ds} - P_{dd}$, nazywamy krzywą wskaźnikową, którą możemy sporządzać w czwartej ćwiartce układu współrzędnych. Kształt krzywej zależny jest od wartości wykładnika potęgowego n (rys. 28).



Rys. 28. Przykładowe krzywe wskaźnikowe

Prostą linię wskaźnikową (n = 1) otrzymamy jedynie wtedy, gdy:

- złoże posiada wodnociśnieniowy lub gazociśnieniowy system energetyczny,
- ciecz złożowa w strefie zasięgu odwiertu jest jednorodna – brak w ropie naftowej wolnego gazu ($P_{zł} > P_n$),
- przepływ ropy odbywa się w granicach stosowalności prawa Darcy'ego.

W warunkach rzeczywistych równoczesne spełnienie wymienionych trzech warunków praktycznie jest niemożliwe. Dlatego też wykładnik potęgowy równania wydajności odwiertu przyjmuje zwykle wartości n < 1,0, a krzywa wskaźnikowa zwrócona jest wypukłością do osi poziomej układu współrzędnych. Krzywa wskaźnikowa dla $n > 1$ jest raczej rzadko spotykana; możliwe jest uzyskanie takiej krzywej w pewnych warunkach dla grawitacyjnych warunków produkowania.

Wydajnością potencjalną (absolutną) Q_{pot} odwiertu ropnego nazywamy teoretyczną ilość płynu złożowego dopływającą do odwiertu w jednostce czasu przy przeciwciśnieniu na złoże równym ciśnieniu atmosferycznemu (P_{dd} = 0,1 MPa). W praktyce jest to niemożliwe do osiągnięcia, dlatego też wielkość wydobycia potencjalnego można jedynie określić za pomocą wzoru (równanie ogólne wydajności odwiertu):

$$Q_{pot} = K(P_{ds} - P_{at})^n$$

gdzie:

P_{at} – ciśnienie atmosferyczne.

Równanie wydajności można określić na podstawie kilkakrotnego pomiaru ciśnienia dennego dynamicznego i odpowiadającego mu wydobycia ropy oraz pomiaru ciśnienia dennego statycznego. Uwzględniając, co najmniej dwa wyniki pomiarów, przy założeniu $P_{ds} = P_{zł}$, wykładnik potęgowy n można obliczyć ze wzoru:

$$n = \frac{\log \frac{Q_2}{Q_1}}{\log \frac{P_{zł} - P_{dd2}}{P_{zł} - P_{dd1}}}$$

gdzie:

Q_2 – wydobycie ropy przy ciśnieniu P_{dd2},

Q_1 – wydobycie ropy przy ciśnieniu P_{dd1}.

Z analizy krzywych wskaźnikowych wynika (dla $n < 1{,}0$), że wskaźnik produktywności odwiertu K maleje przy wzroście wydobycia ropy. W tym przypadku oznacza to większe i szybsze zużywanie się energii złożowej. W związku z tym tak należy ustalać ciśnienie różnicowe ΔP, aby uzyskać nie tylko duże wydobycie ropy, ale również możliwie duży wskaźnik produktywności odwiertu. Ten sposób eksploatacji nazywamy wydobyciem optymalnym.

Wydobycie optymalne oznacza zatem, wydobycie ropy naftowej zapewniające maksymalne zczerpanie zasobów złoża, przy maksymalnym wykorzystaniu energii złożowej a także przy minimalnych kosztach wydobycia.

Wykładnik gazowy i wodny

Dla złóż ropy naftowej produkujących w warunkach gazowo-ciśnieniowych lub gazu rozpuszczonego w ropie, miernikiem optymalnego zużycia energii złożowej jest wartość wykładnika gazowego *WG*.

Wykładnik gazowy jest to stosunek liczby metrów sześciennych wydobytego gazu ziemnego (wyrażonej w warunkach normalnych), która przypada na jednostkę ilości ropy naftowej wydobytej w tym samym czasie. Wykładnik gazowy określamy wzorem:

$$WG = \frac{G}{Q}$$

gdzie:

WG – wykładnik gazowy [Nm^3/m^3] lub [Nm^3/t],
G – ilość wydobytego gazu przeliczona na warunki normalne [Nm^3],
Q – ilość wydobytej ropy [m^3] lub [t].

Z punktu widzenia optymalnego wykorzystania energii złożowej eksploatacja ropy z odwiertu powinna być prowadzona w warunkach możliwie najmniejszego wykładnika gazowego.

W procesie eksploatacji ropy naftowej określa się również wartość wykładnika wodnego *WW*. Wykładnik wodny jest to stosunek ilości wody (solanki) wydobytej z ropą naftową lub gazem ziemnym (dla odwiertów gazowych) do ilości wydobytej ropy lub gazu.

$$WW = \frac{W}{Q}$$

lub

$$WW = \frac{W}{G}$$

gdzie:

WW – wykładnik wodny; dla ropy [m^3/m^3]; dla gazu [m^3/Nm^3],
W – ilość wydobytej wody [m^3],
Q – ilość wydobytej ropy [m^3],
G – ilość wydobytego gazu [Nm^3].

4.4.2. Pytania sprawdzające

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

1. W jakich jednostkach można wyrażać wartość ciśnienia?
2. Od czego zależy wartość ciśnienia dennego statycznego w odwiercie gazowym?
3. Od czego zależy wartość ciśnienia dennego statycznego w odwiercie ropno-gazowym?
4. Jaki kształt ma wykres ciśnienia w odwiercie gazowym?
5. Jaki kształt ma wykres ciśnienia w odwiercie ropno-gazowym?

6. Od czego zależy wielkość wydajności odwiertu ropno-gazowego?
7. Jak zmieni się wydajność w odwiercie ropno-gazowym przy zmianie ciśnienia dennego dynamicznego?
8. Co nazywamy ciśnieniem różnicowym?
9. Dlaczego gęstość ropy naftowej jest mniejsza w złożu niż na powierzchni?
10. Jakie wartości przyjmuje współczynnik objętościowy ropy naftowej?
11. Jak definiuje się pojęcie wskaźnika produktywności odwiertu *K*?
12. Od czego zależy wartość wskaźnika produktywności odwiertu?
13. Jaką postać ma ogólne równanie wydajności odwiertu ropno-gazowego?
14. Kiedy krzywa wskaźnikowa może być linią prostą?
15. Co nazywamy wydajnością potencjalną odwiertu?
16. W jaki sposób wyznaczamy wartość wykładnika potęgowego, w celu sporządzenia krzywej wskaźnikowej odwiertu?
17. Jaką wartość powinien posiadać wskaźnik produktywności odwiertu?
18. Jaka powinna być wartość *WG* przy eksploatacji odwiertu ropno-gazowego?

4.4.3. Ćwiczenia

Ćwiczenie 1

Oblicz wartość ciśnienia dennego statycznego dla odwiertu gazowego oraz wykonaj wykres rozkładu ciśnienia w odwiercie, jeżeli:

- wartość ciśnienia głowicowego statycznego wynosi 36 at,
- odwiert ma głębokość równą 2656 m,
- temperatura gazu na głowicy wynosi $8^{o}C$,
- temperatura złożowa jest równa $76^{o}C$,
- średnia gęstość gazu ziemnego w odwiercie wynosi 0,85 $kg/m^{3.}$

Wartość ciśnienia dennego statycznego podaj w MPa, barach oraz w jednostkach anglosaskich (psi).

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:

1) zaplanować kolejność obliczeń,
2) przeliczyć wartość ciśnienia P_{gs} na układ SI,
3) wyznaczyć temperaturą średnią gazu,
4) obliczyć wartość ciśnienia dennego statycznego,
5) przygotować układ współrzędnych,
6) wykonać wykres rozkładu ciśnienia,
7) zaprezentować wyniki swojej pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:

- tablice do przeliczania jednostek ciśnienia,
- przybory do rysowania,
- kalkulator,
- papier milimetrowy lub papier ksero,
- zeszyt.

Ćwiczenie 2

Oblicz wydajność odwiertu eksploatującego ropę naftową ze złoża zalegającego na głębokości 1250 m, którego miąższość wynosi 24 m. Gradient ciśnienia złożowego wynosi 1,15 MPa/100m. Eksploatacja odbywa się przy ciśnieniu dennym ruchowym równym 84 bar. Przepuszczalność skały zbiornikowej wynosi 40 mD, a lepkość dynamiczna ropy naftowej jest równa 8 mPa·s. Średnica odwiertu w strefie złożowej wynosi 216 mm, a promień zasięgu odwiertu wynosi 108 m.

Wydajność odwiertu podaj w m^3/d oraz w m^3/h.

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:

1) zaplanować kolejność obliczeń,
2) przeliczyć wartości poszczególnych wielkości,
3) obliczyć wartość ciśnienia dennego statycznego,
4) obliczyć wartość wydajności odwiertu,
5) przeliczyć wydajność odwiertu na m^3/h,
6) zaprezentować wyniki obliczeń.

Wyposażenie stanowiska pracy:

- tablice do przeliczania jednostek,
- tablice logarytmiczne,
- kalkulator,
- zeszyt.

Ćwiczenie 3

W odwiercie ropno-gazowym przeprowadzono pomiar parametrów hydrodynamicznych metodą próbnego odbioru płynu. Wyniki pomiarów przedstawia poniższa tabela.

Lp.	**Q [m^3/s]**	**G [Nm^3/s]**	**P_{dd} [Pa]**	**ΔP [Pa]**
	$6 \cdot 10^{-4}$	0,1	$5{,}4 \cdot 10^6$	$0{,}6 \cdot 10^6$
	$9{,}4 \cdot 10^{-4}$	0,15	$5{,}0 \cdot 10^6$	$1{,}0 \cdot 10^6$
	$12 \cdot 10^{-4}$	0,18	$4{,}6 \cdot 10^6$	$1{,}4 \cdot 10^6$
	$14{,}8 \cdot 10^{-4}$	0,2	$4{,}0 \cdot 10^6$	$2{,}0 \cdot 10^6$

Ciśnienie złożowe wynosi $6{,}0 \cdot 10^6$ Pa, a gęstość ropy naftowej jest równa 850 kg/m^3.

Na podstawie wyników pomiarów sporządź dla odwiertu krzywą wskaźnikową a następnie określ równanie ogólne wydajności odwiertu.

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:

1) zaplanować kolejność wykonywania działań,
2) wykonać wykres (krzywą wskaźnikową), jako funkcję $Q = f(\Delta P)$, korzystając z danych w tabeli,
3) określić z krzywej przybliżoną wartość wykładnika potęgowego n,
4) obliczyć wartość wykładnika n (do obliczeń możesz przyjąć dwa skrajne punkty pomiarowe – 1 i 4),
5) wyznaczyć wartość wskaźnika produktywności odwiertu K,
6) zapisać ogólną postać równania wydajności odwiertu,

7) korzystać, w razie trudności z pomocy nauczyciela,
8) zaprezentować wyniki obliczeń.

Wyposażenie stanowiska pracy:
- tablice do przeliczania jednostek,
- tablice logarytmiczne,
- przybory do rysowania,
- kalkulator,
- zeszyt.

4.4.4. Sprawdzian postępów

Czy potrafisz:

		Tak	Nie
1)	określić i przeliczyć jednostki, w jakich wyrażane jest ciśnienie?	☐	☐
2)	wymienić parametry, które mają wpływ na wartość ciśnienia w odwiertach?	☐	☐
3)	obliczyć ciśnienie denne statyczne w odwiercie gazowym?	☐	☐
4)	obliczyć ciśnienie denne statyczne w odwiercie ropno-gazowym?	☐	☐
5)	sporządzić wykres rozkładu ciśnienia w odwiercie gazowym?	☐	☐
6)	sporządzić wykres rozkładu ciśnienia w odwiercie ropno-gazowym?	☐	☐
7)	określić parametry, od których zależy wielkość wydajności odwiertu?	☐	☐
8)	zdefiniować pojęcia; wydobycie potencjalne i optymalne odwiertu?	☐	☐
9)	zdefiniować pojęcie wskaźnika produktywności odwiertu?	☐	☐
10)	sporządzić krzywą wskaźnikową dla odwiertu eksploatacyjnego ropy naftowej?	☐	☐
11)	obliczyć wydajność odwiertu ropno-gazowego?	☐	☐
12)	zdefiniować i obliczyć wartość wykładnika gazowego i wykładnika wodnego?	☐	☐
13)	napisać ogólną postać równania wydajności odwiertu?	☐	☐

4.5. Testy hydrodynamiczne

4.5.1. Materiał nauczania

Pod pojęciem testowanie odwiertu rozumie się prowadzenie pomiaru wydatku i ciśnienia w czasie, w celu określenia parametrów petrofizycznych złoża, zdolności wydobywczej odwiertu i stanu strefy przyodwiertowej [9].

Testy hydrodynamiczne wykonywane w odwiertach są źródłem cennych informacji o warunkach pracy udostępnionego do eksploatacji złoża. Informacje, jakie można uzyskać na podstawie wykonanego testu hydrodynamicznego pozwalają na określenie podstawowych parametrów złożowych, do których możemy zaliczyć:

- określenie charakterystyki wydobywczej odwiertów, zarówno ropnych, jak i gazowych, tj. wydobycia potencjalnego, wskaźnika produktywności, wielkości wydobycia optymalnego,
- wyznaczenie średniego ciśnienia złożowego,
- określenie stałej magazynowania odwiertu,
- wyznaczenie współczynnika przepuszczalności skały zbiornikowej,
- określenie stopnia uszkodzenia strefy przyodwiertowej,
- określenie stopnia udostępnienia badanego poziomu produktywnego,
- oszacowanie zasobów metodą objętościowa w strefie zasięgu odwiertu.

W czasie wykonywania testów hydrodynamicznych można również:

- dokonać poboru próbek płynów złożowych w celu określenia rodzaju i składu chemicznego płynu oraz określenia podstawowych parametrów PVT,
- określić różne zjawiska, które towarzyszą eksploatacji ropy czy gazu, jak: zaparafinowanie odwiertu, powstawanie hydratów czy zjawisko piaszczenia.

Ogólna zasada wykonywania testów hydrodynamicznych w odwiertach polega na wywołaniu zaburzenia ciśnienia w złożu poprzez wykonanie odpowiedniej ilości przepływów płynu złożowego oraz odbudów ciśnienia oraz rejestracji sposobu reakcji złoża na te zmiany. Rejestracja zmian odbywa się przede wszystkim poprzez pomiary ciśnienia a także pomiary temperatury.

Przeprowadzenie każdego testu, w zależności od celów testowania, może trwać średnio od kilku do kilkudziesięciu dni.

Rodzaje testów hydrodynamicznych

Testy hydrodynamiczne wykonywane w odwiertach eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego można podzielić na testy:

1) odwiertowe (pomiarów zdolności wydobywczej):
   - test klasyczny wielocyklowy,
   - klasyczny test izochroniczny,
   - zmodyfikowany test izochroniczny,
2) złożowe:
   - test spadku ciśnienia,
   - test odbudowy ciśnienia,
3) specjalne:
   - test pulsacyjny,
   - test interferencji,
   - test chłonności.

Testy odwiertowe (pomiarów zdolności wydobywczej) wykonuje się w celu:

– określenia wydobycia potencjalnego V_{abs} odwiertu gazowego,
– wyznaczenia wskaźnika produktywności odwiertu ropnego,
– wyznaczenia wskaźnika wydajności *K* oraz wykładnika *n*.

Testy spadku/odbudowy ciśnienia polegają na pomiarze ciśnienia w otworze podczas eksploatacji ze stałym i znanym wydatkiem a następnie na pomiarze (rejestracji) odbudowy ciśnienia po zamknięciu odwiertu.

Testy interferencji wykonuje się w celu stwierdzenia ewentualnego połączenia hydrodynamicznego pomiędzy odwiertami eksploatacyjnymi na danym złożu a także pozwalają one określić średnią wielkość parametrów złożowych między nimi. Polegają one na wywołaniu zaburzenia ciśnienia poprzez eksploatację w wybranym odwiercie, a następnie rejestracji zmian ciśnienia w drugim odwiercie (obserwacyjnym).

W testach chłonności mierzy się ciśnienie w odwiercie podczas tłoczenia do niego płynu złożowego, np. wody, przy stałym i ściśle określonym wydatku a następnie przerwaniu tłoczenia i zamknięciu odwiertu.

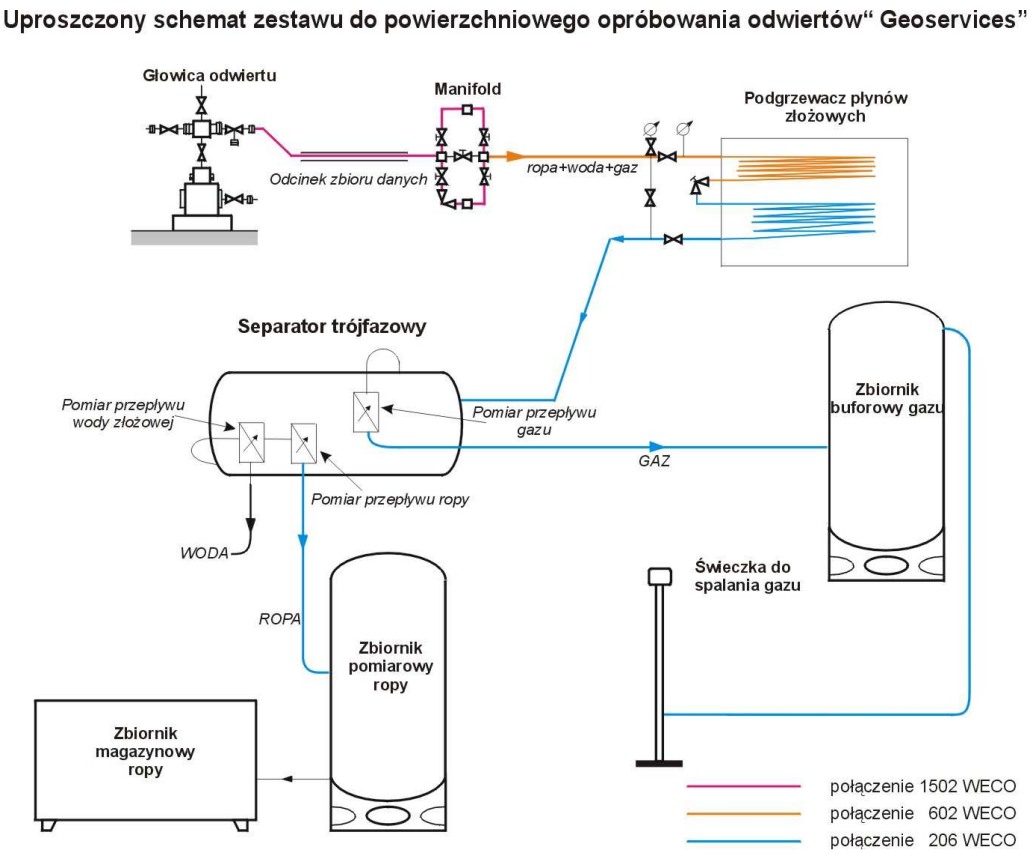
Podczas wykonywania testów przeprowadza się również profilowanie temperaturowe, które umożliwia m.in. określenie lokalizacji miejsca dopływu płynów złożowych do odwiertu a także miejsca uszkodzenia rur okładzinowych i wydobywczych (syfonowych).

Testy hydrodynamiczne wykonywane są m.in. przez Zakład Robót Górniczych Krosno, który dysponuje urządzeniami do bezpiecznego wykonania wszelkiego rodzaju testów a także pomiarów wgłębnych w odwiertach eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego.

Urządzenia do testowania odwiertów można podzielić na:
– zestaw napowierzchniowy, którego zadaniem jest ujęcie, separacja i opomiarowanie wydobywanych płynów,
– windy pomiarowe wraz z zestawem narzędzi niezbędnych do przeprowadzenia prac w odwiertach,
– przyrządy pomiarowe, przede wszystkim wgłębne ciśnieniomierze elektroniczne.

Do prowadzenia testów hydrodynamicznych w odwiertach ZRG Krosno posiada zestaw urządzeń napowierzchniowych firmy „Geoservices”, w skład którego wchodzą następujące elementy (rys. 29):
– manifold wyposażony w stałą i nastawialną zwężkę,
– podgrzewacz,
– separator trójfazowy,
– zbiornik pomiarowy,
– pochodnia do spalania gazu,
– komputerowy system zbioru danych.

Główne parametry pracy urządzenia są rejestrowane przez komputerowy system zbioru danych, co pozwala na pełne monitorowanie i dokumentowanie prowadzonych prac.



Rys. 29. Schemat zestawu napowierzchniowego do wykonywania testów hydrodynamicznych [8]

Łączniki posadowe

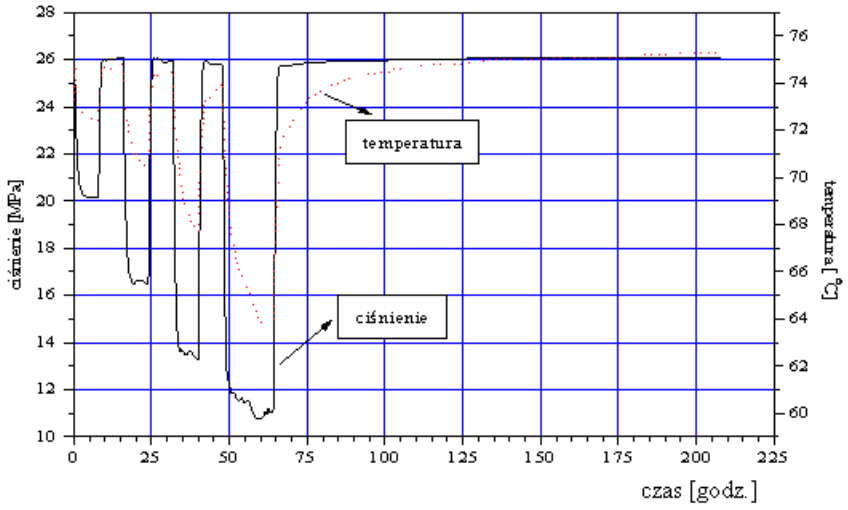
Łączniki posadowe są to elementy konstrukcyjne kolumny rur wydobywczych o średnicy zewnętrznej równej średnicy rur wydobywczych, które montowane są w dolnej części kolumny rur wydobywczych. Umożliwiają one zapinanie specjalnych narzędzi a także przyrządów pomiarowych, np. ciśnieniomierzy. Typowy typoszereg łączników przystosowany jest do rur wydobywczych o średnicach 2⅜”, 2⅞”, 3½”, natomiast średnica wewnętrzna łączników zależy od danego typu. Stosowane powszechnie łączniki firmy Halliburton posiadają średnicę wewnętrzną: typ X – 47,6 mm, typ XN – 45,5 mm.

Podstawowym narzędziem zapinanym w łącznikach jest tzw. zamek (lock mandrel), który może spełniać rolę korka odcinającego, zwężki wgłębnej czy wieszaka ciśnieniomierzy. Wieszak bezpośrednio umożliwia zapinanie przyrządów pomiarowych, przede wszystkim elektronicznych ciśnieniomierzy wgłębnych, które instalowane są w odwiercie na czas wykonywania testów hydrodynamicznych, w szczególności testów interferencji dla dowolnej liczby odwiertów. Zastosowanie łączników i narzędzi do nich eliminuje niebezpieczeństwo utraty bardzo drogich przyrządów pomiarowych.

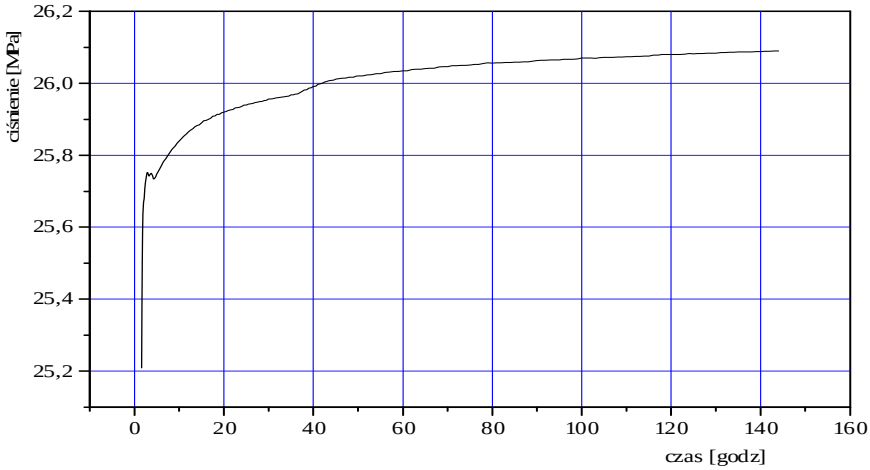
Wyniki testowania odwiertów.

Podstawowym materiałem z przebiegu testowania odwiertów, służącym do określenia charakterystyki odwiertu (strefy przyodwiertowej) są wykresy otrzymywane z zapisów ciśnieniomierzy wgłębnych. Przykładem są wykresy z przebiegu testu spadku/odbudowy ciśnienia wykonanego na odwiercie gazowym (rys. 30), które przedstawiają zmiany ciśnienia w zależności od czasu. Po wstępnym oczyszczeniu i odbudowie ciśnienia test był wykonany jako seria 4 kolejnych spadków i odbudów ciśnienia w odstępach czasu, co 8 godzin. Ostatni czwarty spadek był wydłużony do 16 godzin, po czym następowała odbudowa ciśnienia przez 144 godziny. Przed rozpoczęciem testu ciśnienie zmierzone przez ciśnieniomierz

umieszczony nad stropem perforacji (2740 m) wynosiło 26,23 MPa. Końcową odbudowę ciśnienia w tym odwiercie przedstawia wykres na rysunku 31.



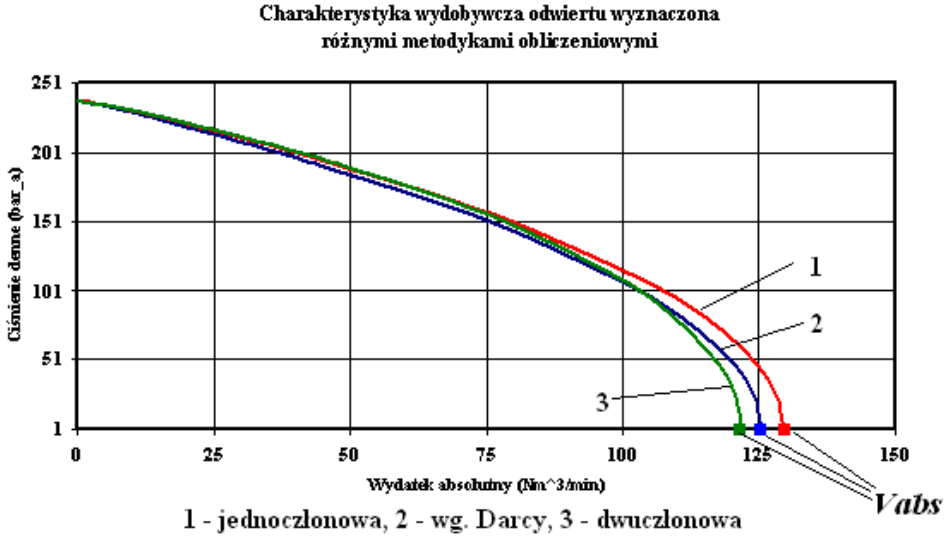
Rys. 30. Przebieg testu spadku/odbudowy ciśnienia [12]



Rys. 31. Końcowa krzywa odbudowy ciśnienia [12]

Wydobycie potencjalne i optymalne

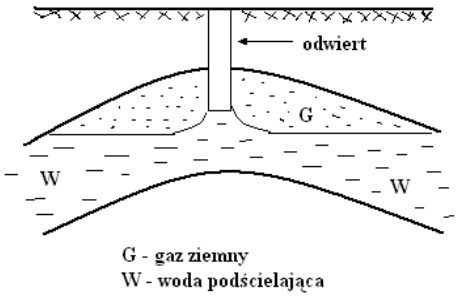
Wydobyciem potencjalnym (absolutnym) V_{abs} odwiertu nazywamy maksymalne wydobycie płynów przy założeniu, że przeciwciśnienie na złoże jest równe ciśnieniu atmosferycznemu [9]. Określenie wydobycia potencjalnego odwiertu możliwe jest na podstawie wyników wykonania testu pomiarów zdolności wydobywczej odwiertu. Polega to na przeprowadzeniu eksploatacji odwiertu z różnymi wartościami wydajności, które uzyskuje się przez kilkakrotną zmianę średnicy zwężki dławiącej z równoczesnym pomiarem ciśnienia dennego. Do obliczeń stosuje się, znane z literatury dwie metodyki: formuła jedno i dwuczłonowa. Dla przykładowego odwiertu wykonano obliczenia wydobycia potencjalnego metodą jedno i dwuczłonową oraz z prawa Darcy'ego. Otrzymane wykresy (rys. 32) przedstawiają zmianę ciśnienia dennego w funkcji wydatku – są to tzw. krzywe wydajności złoża. Niezależnie od wybranej metodyki występują nieznaczne różnice wydobycia potencjalnego (absolutnego) V_{abs}.



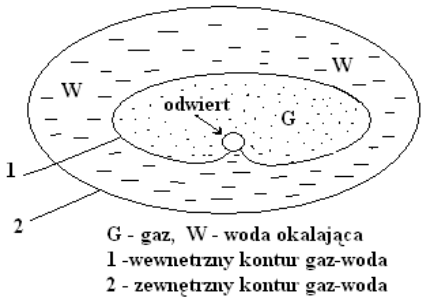
Rys. 32. Wykresy wydobycia potencjalnego odwiertu [8]

Eksploatacja płynów złożowych z odwiertów powinna odbywać się z uwzględnieniem wielkości wydobycia optymalnego. Dla odwiertów gazowych kierownik ruchu zakładu górniczego tak ustala wartość dozwolonego poboru gazu z danego horyzontu gazowego, aby podczas eksploatacji gazu:

– nie następowało zjawisko piaszczenia z odwiertu,
– nie tworzyły się w złożu stożki (rys. 33) i języki wodne (rys. 34),
– nie następowało przedwczesne zużywanie się elementów uzbrojenia odwiertu [11].



Rys. 33. Schemat powstawania stożka wodnego



Rys. 34. Schemat powstawania języka wodnego

4.5.2. Pytania sprawdzające

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

1. W jakim celu wykonuje się testowanie odwiertów eksploatacyjnych?
2. Jakie parametry złożowe można określić na podstawie testów hydrodynamicznych?
3. Na czym polega zasada wykonywania testów hydrodynamicznych?
4. Jakie są rodzaje testów hydrodynamicznych?
5. Na czym polega wykonanie testu spadku/odbudowy ciśnienia?
6. Jakie parametry są mierzone w trakcie wykonywania testu?
7. Jakie elementy wchodzą w skład urządzenia do wykonywania testów hydrodynamicznych?
8. Co wchodzi w skład zestawu urządzeń napowierzchniowych firmy „Geoservices”?

9. Jaką funkcje pełnią w odwiercie łączniki posadowe?
10. Co przedstawia wykres testu hydrodynamicznego spadku/odbudowy ciśnienia?
11. Jak definiuje się wydobycie potencjalne odwiertu gazowego?
12. Dlaczego pobór gazu z odwiertu nie odbywa się z wydobyciem potencjalnym?
13. Na czym polega zjawisko powstawania stożków i języków wodnych przy eksploatacji gazu?

4.5.3. Ćwiczenia

Ćwiczenie 1

Wykonaj schemat blokowy przedstawiający podział testów hydrodynamicznych, które wykonywane są na odwiertach eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego. Poszczególnym typom testów przyporządkuj cele ich stosowania. Schemat możesz wykonać odręcznie lub z wykorzystaniem komputera.

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:
1) wypisać poszczególne rodzaje i typy testów hydrodynamicznych,
2) dla poszczególnych testów wypisać cele testowania,
3) sporządzić, na karcie papieru, odręczny schemat blokowy,
4) sporządzić przygotowany schemat z wykorzystaniem techniki komputerowej,
5) zaprezentować wynik swojej pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:
- Poradnik dla ucznia (dla niniejszej jednostki),
- przybory do rysowania,
- kartki papieru A4, ksero lub kratkowane,
- zeszyt.

Ćwiczenie 2

Na podstawie przekrojów geologicznych, przedstawiających rozkład płynów złożowych (gazu i wody złożowej) w złożu gazu ziemnego, wykonaj schematy powstawania stożków wodnych i języków wodnych. Określ warunki, które prowadzą do powstawania tych zjawisk w procesie eksploatacji odwiertów gazowych.

Sposób wykonania ćwiczenia

Aby wykonać ćwiczenie, powinieneś:
1) zapoznać się z przedstawionymi przez nauczyciela rodzajami przekrojów,
2) określić jaki rodzaj wody złożowej przedstawiają poszczególne przekroje,
3) wykonać, dla złóż z wodą okalającą, rysunki przedstawiające zarys konturów gaz –woda,
4) wykonać schematy przedstawiające powstawanie stożków i języków wodnych,
5) zaprezentować wyniki pracy,
6) dokonać samooceny pracy.

Wyposażenie stanowiska pracy:
- przekroje geologiczne z rozkładem płynów złożowych,
- przybory rysunkowe, w tym ołówek i gumka,
- papier kserograficzny lub papier milimetrowy,
- zeszyt.

4.5.4. Sprawdzian postępów

Czy potrafisz:

		Tak	Nie
1)	wymienić rodzaje parametrów złożowych, które mogą być określone poprzez wykonanie testu hydrodynamicznego?	☐	☐
2)	przedstawić klasyfikację testów hydrodynamicznych?	☐	☐
3)	określić cele wykonywania poszczególnych rodzajów testów?	☐	☐
4)	wyjaśnić istotę wykonywania testów hydrodynamicznych?	☐	☐
5)	określić rodzaje pomiarów wykonywanych podczas testowania odwiertów?	☐	☐
6)	określić rodzaje urządzeń, które są niezbędne do wykonania testu hydrodynamicznego?	☐	☐
7)	określić zadania łączników posadowych pod kontem prowadzenia testów?	☐	☐
8)	odczytać z wykresu testu okresy spadku i odbudowy ciśnienia?	☐	☐
9)	wyjaśnić rolę stosowania łączników posadowych przy wykonywaniu testów?	☐	☐
10)	zdefiniować wydobycie potencjalne i optymalne odwiertu gazowego?	☐	☐
11)	narysować schemat powstawania stożka wodnego przy eksploatacji gazu?	☐	☐
12)	narysować schemat powstawania języka wodnego przy eksploatacji gazu	☐	☐

5. SPRAWDZIAN OSIĄGNIĘĆ

INSTRUKCJA DLA UCZNIA

1. Przeczytaj uważnie instrukcję zanim rozpoczniesz rozwiązywać 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 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 którekolwiek 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. Posiadanie energii złożowej jest charakterystyczne
   a) dla złóż węgla kamiennego.
   b) tylko dla złóż ropy naftowej.
   c) tylko dla złóż gazu ziemnego.
   d) zarówno dla złóż ropy jak i gazu.

2. Współczynnik sczerpania złoża jest to stosunek ilości ropy wydobytej ze złoża do
   a) ilości wydobytego gazu ziemnego.
   b) ilości wydobytej wody złożowej.
   c) zasobów geologicznych złoża.
   d) zasobów eksploatacyjnych złoża.

3. Ciśnienie, przy którym (w danej temperaturze) gaz zaczyna wydzielać się z ropy naftowej, nazywamy ciśnieniem
   a) złożowym.
   b) nasycenia.
   c) górotworu.
   d) statycznym.

4. Opory przepływu ropy w złożu są wynikiem działania
   a) ciśnienia wody okalającej.
   b) siły grawitacji.
   c) sprężystości skał.
   d) siły tarcia.

5. W złożu ropno-gazowym efekt Jamina ma miejsce wówczas, gdy
   a) $P_{zł} < P_{n.}$
   b) $P_{zł} = P_{n.}$
   c) $P_{zł} > P_{n.}$
   d) $P_{zł} \geq P_{n.}$

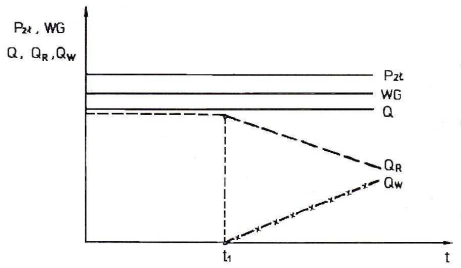
6. Wartość ciśnienia złożowego zależy przede wszystkim od
   a) stopnia geotermicznego.
   b) gradientu temperatury.
   c) głębokości zalegania złoża.
   d) rodzaju ropy naftowej.

7. Gradient ciśnienia górotworu może wynosić
   a) 0,25 MPa/1 m.
   b) 0,25 MPa/10 m.
   c) 0,25 MPa/100 m.
   d) 0,25 MPa/1000 m.

8. Średni stopień geotermiczny dla kuli ziemskiej wynosi około
   a) 3,3 m/1°C.
   b) 33 m/1°C.
   c) 3,3 m/10°C.
   d) 33 m/10°C.

9. Złoże ropy naftowej z tzw. czapą gazową można zaliczyć do złóż produkujących w warunkach
   a) gazociśnieniowych.
   b) gazu ropuszczonego w ropie.
   c) wodnociśnieniowych.
   d) grawitacyjnych.

10. Poniższy wykres przedstawia zmianę parametrów złoża dla systemu
    a) wodnociśnieniowego.
    b) gazociśnieniowego.
    c) gazu rozpuszczonego w ropie.
    d) grawitacyjnego.



11. Wykres rozkładu ciśnienia w odwiercie w postaci linii prostej, jest charakterystyczny dla odwiertu
    a) gazowego.
    b) ropnego.
    c) ropno-gazowego.
    d) gazowo-kondensatowego.

12. Do przyrządów pomiarowych, stosowanych przy pomiarach wgłębnych zaliczamy
    a) windę pomiarową.
    b) śluzę pomiarową.
    c) łącznik posadowy.
    d) ciśnieniomierz mechaniczny.

13. Dokładność pomiaru elektronicznych ciśnieniomierzy wgłębnych może wynosić
    a) 0,02%.
    b) 1,0%.
    c) 2,0%.
    d) 5,0%.

14. Ciśnieniomierz elektroniczny dokonuje zapisu pomiaru
    a) tylko ciśnienia.
    b) ciśnienia i czasu.
    c) ciśnienia i temperatury.
    d) ciśnienia, temperatury i czasu.

15. W mechanicznym ciśnieniomierzu Leuterta zapis ciśnienia odbywa się na
    a) taśmie papierowej.
    b) krążku metalowym.
    c) prostokątnej foli metalowej.
    d) nośniku magnetycznym.

16. Echometr służy do pomiaru
    a) gęstości gazu w odwiercie.
    b) ciśnienia dennego dynamicznego.
    c) poziomu ropy w odwiercie.
    d) poziomu głośności pracy urządzeń.

17. Na bębnie windy pomiarowej znajduje się
    a) drut o średnicy ok. 1 mm.
    b) linka o średnicy ok. 1 mm.
    c) drut o średnicy ok. 3 mm.
    d) linka o średnicy ok. 3 mm.

18. W skali anglosaskiej, ciśnieniu równemu 1 MPa, odpowiada około
    a) 6,9 psi.
    b) 14,5 psi.
    c) 145 psi.
    d) 1450 psi.

19. Większą wydajność odwiertu uzyskamy przy
    a) wzroście P_{dd}.
    b) obniżeniu P_{dd}.
    c) obniżeniu ΔP.
    d) obniżeniu P_{ds}.

20. Wskaźnik produktywności odwiertu powinien
    a) być stały.
    b) być jak największy.
    c) być jak najmniejszy.
    d) maleć w trakcie eksploatacji złoża.

21. Wraz z 4 m^3 ropy naftowej wydobyto 28 Nm^3 gazu. W tym przypadku *WG* wynosi
    a) 4 m^3/Nm^3.
    b) 7 Nm^3/m^3.
    c) 56 Nm^3/m^3.
    d) 112 Nm^3/m^3.

22. Wydobycie potencjalne odwiertu gazowego V_{abs} można określić na podstawie testu hydrodynamicznego
    a) odbudowy ciśnienia.
    b) chłonności.
    c) interferencji.
    d) zdolności wydobywczej.

KARTA ODPOWIEDZI

Imię i nazwisko .....

Wykonywanie pomiarów wgłębnych i pomiarów wydobycia kopalin

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. Bąk W., Lisik Z.: Praktyczne przykłady wykorzystania wyników niestandardowych pomiarów otworowych. Referat II Konferencji Naukowo-Technicznej, Bóbrka 2001
2. Gęsicki A.: Wykorzystanie pomiarów temperatury w odwiercie do projektowania przyodwiertowej instalacji technologicznej na przykładzie profilowania temperatury w odwiercie Bonikowo -1. Referat IV Konferencji Naukowo-Technicznej, Bóbrka 2003
3. Jewulski J.: Zbiór zadań z eksploatacji złóż ropy naftowej. Uczelniane Wydawnictwo Naukowo-Dydaktyczne AGH, Kraków 2000
4. Kruczek W.: Pomiary w odwiertach ropnych przy użyciu echometru i dynamometru – przykłady praktyczne. Referat Sympozjum – Czarna 2005
5. Liszka K.: Podstawy eksploatacji złóż ropy naftowej. Wydawnictwo AGH, Kraków 1982
6. Olejniczak S.: Technika Slick Line. Typowe prace- korki zabezpieczające w rurach wydobywczych. Referat IV Konferencji Naukowo-Technicznej, Bóbrka 2003
7. Olejniczak S.: Wgłębne ciśnieniomierze mechaniczne i elektroniczne. Charakterystyka i zastosowanie. Referat IV Konferencji Naukowo-Technicznej, Bóbrka 2003
8. Pelczar J., Tokarz S.: Możliwości techniczne O/ZRG Krosno w zakresie wykonywania testów i pomiarów w odwiertach. Referat II Konferencji Naukowo-Technicznej, Bóbrka 2001
9. Polska Norma PN –G/01350:1990. Eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego – Terminologia
10. Prezentacja multimedialna Zakładu Robót Górniczych w Krośnie
11. 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)
12. Such J.: Wpływ czynników poza złożowych na wyniki testowania odwiertów gazowych. Referat IV Konferencji Naukowo-Technicznej, Bóbrka 2003
13. Szostak L., Chrząszcz W., Wiśniowski R.: Metody wydobywania ropy naftowej z odwiertów. Uczelniane Wydawnictwo Naukowo-Dydaktyczne AGH, Kraków 2000
14. Wilk Z.: Eksploatacja złóż płynnych surowców mineralnych. Wydawnictwo Śląsk, Katowice 1969

Strony internetowe

15. www.oen.dydaktyka.agh.edu.pl
16. www.pgi.gov.pl
17. www.pl.wikipedia.org
18. www.zrg.krosno.pl