

Spis treści

Spis oznaczeń	5
Wstęp	11
1. Podstawy mechaniki górotworu	13
1.1. Stan naprężeń i odkształcenia w górotworze	13
1.2. Teoria porospężystości	19
1.3. Kryteria wytrzymałości skał górotworu	22
2. Charakterystyka technologii szczelinowania hydraulicznego	29
2.1. Mechanizm szczelinowania	30
2.2. Szczelinowanie w niekonwencjonalnych złożach gazu	33
2.2.1. „Tight gas”	33
2.2.2. „Shale gas”	33
2.3. Technologia szczelinowania	35
3. Modele matematyczne propagacji szczeliny	44
3.1. Modele 2D	47
3.1.1. Charakterystyka modelu PKN	49
3.2. Charakterystyka modeli pseudo 3D (p3D)	53
3.3. Charakterystyka modeli 3D	58
3.4. Komputerowe modelowanie propagacji szczeliny z wykorzystaniem modeli p3D i 3D	63
4. Metody oceny wpływu zabiegu szczelinowania na eksploatację	72
4.1. Metody określania skin-effectu szczeliny	73
4.2. Ocena efektywności zabiegu na podstawie krzywych spadku wydobywania	83
4.2.1. Klasyczna analiza krzywych spadku wydobywania	84
4.2.2. Analiza spadku wydobywania w złożach niekonwencjonalnych	86
4.2.3. Zastosowanie krzywych spadku wydobywania do oceny efektywności szczelinowania hydraulicznego	89
4.3. Ocena efektywności zabiegu na podstawie przyrostu wydobywania z odwiertu	92

4.4. Ocena efektywności na podstawie symulacji eksploatacji złoża	99
4.4.1. Symulacja numeryczna	99
4.4.2. Integracja modelu symulacyjnego złoża z modelem szczeliny	102
4.4.3. Ocena efektywności szczelinowania hydraulicznego na podstawie modeli p3D	108
4.4.4. Ocena efektywności szczelinowania hydraulicznego z wykorzystaniem strefy SRV	116
5. Optymalizacja zabiegu szczelinowania hydraulicznego	127
5.1. Dobór optymalnej geometrii szczeliny	127
5.2. Zastosowanie analizy przedziałowej do określenia optymalnych parametrów szczeliny	134
5.2.1. Algebra przedziałowa w modelowaniu zabiegu szczelinowania hydraulicznego	135
5.3. Model optymalizacyjny zabiegu szczelinowania hydraulicznego	142
5.3.1. Zmodyfikowany model optymalizacyjny	146
6. Podsumowanie	148
Literatura	149

Spis oznaczeń

$A(x, t)$ – pole powierzchni przekroju poprzecznego przez skrzydło szczeliny [m^3],
 A_f – powierzchnia ścian skrzydła szczeliny [m^2],
 a, b – długości osi elipsy (kryterium Griffitha) [m],
 a_w – bezwymiarowy parametr w kryterium Mohra,
 B – współczynnik objętościowy ropy [m^3/m^3],
 B_i – współczynnik objętościowy dla i -tej fazy [–],
 b – wykładnik potęgowej krzywej spadku wydobywania [–],
 b_w – parametr charakteryzujący wytrzymałość skały na rozzerwanie w kryterium Mohra [Pa],

C, M' – moduły sprężystości opisujące system dwuskładnikowy [MPa],
 $c(t)$ – cena jednostkowa kopaliny zmienna w czasie [USD/m^3],
 c, b_2, b_3 – wymiary geometrii szczeliny [m],
 C_{fD} – bezwymiarowa przewodność hydrauliczna szczeliny [–],

C_L – współczynnik strat cieczy $\left[\sqrt{\frac{m}{s}} \right]$,

$C_L = [C_{L\min}, C_{L\max}]$ – współczynnik strat cieczy szczelinującej w postaci przedziału [$\text{m}/\text{s}^{0.5}$],
 c_n – średnia cena jednostkowa wydobywanej kopaliny w n -tym okresie czasu,
 c_p – koncentracja podsadzki [kg/m^3],
 c_r – współczynnik ściśliwości ropy [$1/\text{Pa}$],
 C_{rr} – koszt zabiegu [USD],
 D – tempo spadku wydobywania [$1/\text{s}$],
 D_∞ – wartość współczynnika „D” dla $t \rightarrow \infty$ [$1/\text{s}$],
 D_1 – wartość współczynnika „D” dla jednostkowego czasu na wykresie log-log,
 D_i – początkowe tempo spadku wydobywania [$1/\text{s}$],
 d_p – średnica podsadzki [m],
 D_e – dewiator odkształcenia,
 D_σ – dewiator naprężenia,
 E – moduł sprężystości Younga [Pa],
 FC – pozostałe koszty związane z zabiegiem [USD],
 G – moduł sprężystości poprzecznej [Pa],

- g – przyspieszenie ziemskie [m/s^2],
 G_p – wydobywanie gazu [nm^3],
 h – miąższość złoża [m],
 H – głębokość zalegania złoża [m],
 h_f – wysokość szczeliny [m],
 $H_f = [H_{f\min}, H_{f\max}]$ – wysokość szczeliny przedstawiona w postaci przedziału [m],
 h_p – wysokość perforacji [m],
 HP_{av} – moc hydrauliczna pomp [kW],
 H_{TV} – głębokość (*true vertical depth*) [m],
 i – stopa dyskontowa,
 I_1, I_2, I_3 – niezmienniki tensora naprężenia,
 I_x – współczynnik penetracji złoża [–],
 J – indeks wydajności [$\text{m}^3/\text{s} \cdot \text{Pa}$],
 J_D – bezwymiarowy indeks wydajności,
 K_o – moduł sprężystości objętościowej skały [Pa],
 K_f – moduł sprężystości objętościowej płynu [Pa],
 K_{fr} – moduł sprężystości objętościowej szkieletu skalnego [Pa],
 K – stała proporcjonalności [$\text{Pa} \cdot \text{s}^n$],
 K' – współczynnik proporcjonalności w równaniu wykładniczym opisującym krzywą płynięcia,
 k – współczynnik przepuszczalności absolutnej matrycy skalnej [m^2],
 k_f – przepuszczalność szczeliny [m^2],
 k_{ri} – współczynniki przepuszczalności względnych zależne od nasycenia i -tą fazą [–],
 K_I – współczynnik intensywności naprężenia dla pierwszego sposobu obciążenia [$\text{Pa}\sqrt{\text{m}}$],
 K_{IC} – wytrzymałość skały na pękanie [$\text{Pa}\sqrt{\text{m}}$],
 K_p – maksymalna wielkość populacji,
 N_t – analizowany okres czasu [lata],
 N – populacja,
 n – wykładnik potęgowy [–],
 n' – wykładnik w równaniu wykładniczym opisującym krzywą płynięcia,
 N_p – liczba podsadzki [–],
 N_{po} – skumulowane wydobywanie ropy [m^3],
 NPV – wartość bieżąca netto [USD],
 $NPVR$ – wskaźnik wartości bieżącej netto [–],
 $P(x)$ – ciśnienie w szczelinie dla danego położenia x [Pa],
 $P(x, y)$ – ciśnienie w punkcie o współrzędnych (x, y) [Pa],
 P_f – ciśnienie porowe [Pa],
 P_0 – ciśnienie denne statyczne [Pa],
 P_o – ciśnienie otwarcia szczeliny [Pa],
 P_{close} – ciśnienie zamknięcia szczeliny [Pa],

- P_{cog} – ciśnienie kapilarne na granicy ropa–gaz [Pa],
 P_{cow} – ciśnienie kapilarne na granicy ropa–woda [Pa],
 P_D – bezwymiarowa funkcja ciśnienia [–],
 P_{dr} – ciśnienie denne dynamiczne [Pa],
 P_{fcr} – ciśnienie krytyczne warstwy złożowej [Pa],
 P_i – ciśnienie w i -tej fazie [Pa],
 P_{net} – ciśnienie netto [Pa],
 $P_{net}(x)$ – ciśnienie „netto” w odległości x [Pa],
 P_{treat} – denne ciśnienie tłoczenia [Pa],
 P_z – ciśnienie górotworu [Pa],
 \bar{P} – średnie ciśnienie złożowe [Pa],
 P_1, P_2 – współczynniki wagowe [–],
 P_c – koncentracja podsadzki [kg/m^3],
 P_{ft} – cena za metr sześcienny cieczy szczelinującej [USD/ m^3],
 P_{pr} – cena jednostkowa materiału podsadzkowego [USD/kg],
 P_{pump} – cena energii na jednostkową moc urządzeń użytych w czasie zabiegu [USD/kW],
 \bar{P}_c – średnia koncentracja podsadzki [kg/m^3],
 q – wydatek [m^3/s],
 $q(t)$ – wydatek ropy lub gazu [m^3/s],
 $q(x, t)$ – wydatek przepływu cieczy w przekroju poprzecznym szczeliny [m^3/s],
 q_1 – wydatek dla jednostkowego czasu ($t = 1$ dzień),
 Q_f – wydatek cieczy gromadzącej się w skrzydle szczeliny [m/s],
 q_f – wydatek z odwiertu po szczelinowaniu [m^3/s],
 $q_f(t)$ – wydatek ropy lub gazu po szczelinowaniu [m^3/s],
 $q_{jn}(x)$ – wydobywanie kopaliny w n -tym przedziale czasowym po szczelinowaniu określone metodą krzywych spadku wydobywania,
 q_i – funkcja źródła opisująca produkty masy i -tej fazy przypadająca na jednostkową objętość złoża [$\text{kg}/\text{s} \cdot \text{m}^3$],
 q_i – wydatek początkowy (maksymalny wydatek dla krzywej spadku wydobywania) [m^3/s],
 Q – wydatek tłoczenia cieczy szczelinującej [m^3/s],
 Q_i – wydatek tłoczenia do jednego skrzydła szczeliny [m^3/s],
 Q_L – wydatek utraty cieczy przez całą powierzchnię skrzydła szczeliny [m/s],
 $q_L(x, t)$ – wydatek strat płynu do matrycy na jednostkę długości szczeliny [m^2/s],
 q_n – skalibrowany do historii eksploatacji model krzywej spadku wydobywania,
 q_o – wydatek ropy [m^3/s],
 r – stała równania logistycznego [–],
 r – promień krzywizny konturu mikroszczeliny na jej końcach (kryterium Griffitha) [m],
 r_w – promień odwiertu [m],
 r'_w – ekwiwalentny promień odwiertu [m],
 r_e – promień strefy drenażu [m],
 r_f – promień szczeliny [m],

- r, Θ – współrzędne biegunowe układu współrzędnych zaczepionego w wierzchołku szczeliny,
- R_n – strumień pieniężny netto w roku [USD],
- R_{so} – rozpuszczalność gazu w ropie [sm^3/m^3],
- R_{sw} – rozpuszczalność gazu w wodzie [sm^3/m^3],
- R_c – wytrzymałość skały na ściskanie [Pa],
- R_r – graniczna wartość głównego naprężenia rozciągającego [Pa],
- R_t – „spójność materiału” określająca wytrzymałość skały na ścinanie [Pa],
- s – skin-effectu przed szczelinowaniem [–],
- s_f – skin effectu pochodzący od szczelinowania [–],
- S_i – nasycenie i -tą fazą (ropa, woda, gaz) [–],
- S_p – współczynnik strat cieczy związanych z tworzeniem nowej powierzchni *spurt loss*,
- t – czas [s],
- t_{Dxf} – bezwymiarowy czas [–],
- t_i – czas tłoczenia cieczy szczelinującej [s],
- t_{pad} – czas tłoczenia cieczy bez podsadzki (etap otwarcia i propagacji szczeliny) [s],
- t_{sp} – czas ucieczki cieczy [s],
- \mathbf{T}_ε – tensor odkształceń,
- \mathbf{T}_ε^0 – aksjator odkształcenia,
- \mathbf{T}_σ – tensor naprężenia,
- \mathbf{T}_σ^0 – aksjator naprężenia,
- T – zakładany poziom wydobycia [m^3],
- u_x, u_y, u_z – przemieszczenie w kierunku osi x, y, z ,
- \vec{u}_s – wektor przemieszczenia skały,
- V – objętość elementarnego sześcianu materii,
- V_f – objętość skrzydła szczeliny [m^3],
- V_{fl} – objętość cieczy tłoczonej z podsadzką [m^3],
- v_i – prędkość Darcy’ego i -tej fazy (ropa, woda, gaz) [m/s],
- V_i – całkowita objętość materiałów zatłoczonych do szczeliny [m^3],
- V_p – podparta objętość dwóch skrzydeł szczeliny [m^3],
- \mathbf{v}_p – wektor prędkości podsadzki [m/s],
- V_{pad} – objętość cieczy tłoczonej bez podsadzki [m^3],
- V_{pl} – objętość cieczy z podsadzką [m^3],
- V_{pr} – objętość podsadzki [m^3],
- V_{res} – objętość złoża [m^3],
- w – szerokość szczeliny [m],
- $W = w_{max}$ – maksymalna szerokość szczeliny w przekroju [m],
- $W(x)$ – szerokość szczeliny w połowie wysokości (oś elipsy, $z = 0$) [m],
- $w(x, y, t)$ – szerokość szczeliny w punkcie o współrzędnych (x, y) i czasie t [m],
- w_a – średnia szerokość skrzydła szczeliny przedstawiona w postaci przedziału [m],
- \bar{w} – średnia szerokość szczeliny [m],

- w_p – podparta szerokość szczeliny [m],
 W_{pr} – masa użytego materiału podsadzki [kg],
 x – odległość od ściany odwiertu mierzona w kierunku propagacji szczeliny [m],
 $\mathbf{x} = (\mu, Q, t, P_c, x_f)$ lub $\mathbf{x} = (x_f, w_a, k_f)$ – wektor zmiennych niezależnych w modelach optymalizacyjnych,
 x', y' – współrzędne źródła [m],
 x_e – zasięg strefy drenażu odwiertu [m],
 x_f – długość jednego skrzydła szczeliny [m],
 \mathbf{x}_f – długość skrzydła szczeliny przedstawiona w postaci przedziału [m],
 x_i – ułamek molowy i -tego składnika w fazie ciekłej (o, w, g),
 y_i – ułamek molowy i -tego składnika w fazie gazowej (o, w, g),
 $Z(\mathbf{x})$ – funkcja celu,
- α – moduł Biota,
 α_h – moduł Biota w kierunku poziomym [–],
 α_v – moduł Biota w kierunku pionowym [–],
 α_T – współczynnik rozszerzalności cieplnej skały [1/K],
 $\delta_{i,j}$ – delta Kroneckera,
 ε_{sr} – odkształcenie średnie,
 ε_{vol} – odkształcenie objętościowe,
 $\Gamma(x), \Gamma(x, y)$ – funkcja gamma Eulera jedno- i dwuparametrowa (niekompletna),
 γ_f – gradient ciśnienia porowego [Pa/m],
 γ_z – gradient ciśnienia górotworu [Pa/m],
 $\delta(x, y)$ – delta Diraca,
 ΔP – spadek ciśnienia [Pa],
 ε_t – odkształcenia związane z tektoniką obszaru [–],
 ε_x – regionalne odkształcenia poziome [–],
 $\varepsilon_x, \varepsilon_y, \varepsilon_z$ – odkształcenia podłużne,
 φ – kąt tarcia wewnętrznego,
 $\vartheta_{xy}, \vartheta_{yz}, \vartheta_{zx}$ – odkształcenia postaciowe,
 ζ – parametr odkształcenia,
 λ – stała Lamego,
 η_c – współczynnik efektywności użycia cieczy [–],
 η – współczynnik efektywności zabiegu szczelinowania hydraulicznego [–],
 μ – współczynnik lepkości dynamicznej [Pa · s],
 μ – współczynnik lepkości dynamicznej cieczy szczelinującej [m · Pas] (roz. 5),
 $\mu_t = tg(\varphi)$ – współczynnik tarcia wewnętrznego [–]
 μ_i – współczynnik lepkości dynamicznej i -tej fazy (o, w, g) [Pa · s],
 ν – współczynnik Poissona [–],
 ξ_i – gęstość molowa i -tego składnika (o, w, g),
 ρ_p – gęstość podsadzki [kg/m³],
 τ – naprężenie styczne [Pa],

- $\tau_{xy}, \tau_{yx}, \tau_{xz}, \tau_{zx}, \tau_{yz}, \tau_{zy}$ – składowe naprężeń stycznych [Pa],
 $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ – naprężenia horyzontalne w złożu i warstwach otaczających [Pa],
 $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ – naprężenia główne (rozdział 1) [Pa],
 $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ – składowe naprężeń normalnych [Pa],
 σ_{min} – minimalne naprężenia poziome (prostopadłe do płaszczyzny szczeliny) [Pa],
 σ_t – naprężenia związane z tektoniką obszaru [Pa],
 σ_{total} – całkowite naprężenia zamykające szczelinę [Pa],
 σ_v – naprężenie pionowe [Pa],
 σ_{sr} – naprężenie średnie [Pa],
 σ_{rm} – największe naprężenie rozciągające [Pa],
 σ' – naprężenie efektywne [Pa],
 ϕ_p – porowatość podsadzki [–],
 ϕ – współczynnik porowatości skały złożowej [–],
 ρ_{isc} – gęstość i -tej fazy w warunkach normalnych (o, w, g) [kg/m³],
 $\eta(x)$ – przyrost bezwymiarowego indeksu wydajności po szczelinowaniu [–],
 τ – bezwymiarowy parametr modelu SEPD,
 ρ – gęstość skał nadkładu [kg/m³],
 α, β, γ – wykładniki potęgowe równania logistycznego,
 $\Delta\sigma_h$ – różnica między minimalnymi naprężeniami horyzontalnymi w złożu i warstwach otaczających [Pa],
 $\Delta\sigma$ – różnica między maksymalnymi i minimalnymi naprężeniami w złożu [Pa],
 ΔA – elementarna powierzchnia [m²],
 ΔF – siły wewnętrzne [N].

Wstęp

Metody intensyfikacji wydobycia węglowodorów są to zabiegi wykonywane w odwiertach eksploatacyjnych mające na celu zwiększenie dopływu medium złożowego przez zmniejszenie naturalnych i powstałych na skutek prac wiertniczych i eksploatacyjnych ograniczeń przepływu. Ze względu na to, iż zależność przedstawiająca zmiany ciśnienia wokół odwiertu podczas eksploatacji jest funkcją logarytmiczną, stan bezpośredniego otoczenia odwiertu jest krytyczny w aspekcie jego możliwości produkcyjnych. Oznacza to, iż wszelkie dodatkowe ograniczenia przepływu występujące w tym regionie powodują dodatkowy spadek ciśnienia, który w skrajnych przypadkach może uniemożliwić pracę odwiertu. Powstała wokół odwiertu strefa uszkodzona generująca dodatkowe opory przepływu stała się w sposób naturalny głównym celem oddziaływania zabiegów intensyfikacji wydobycia. Ich zadaniem jest umożliwienie przepływu przez strefę uszkodzoną na poziomie co najmniej zbliżonym do stanu naturalnego, a w wielu przypadkach nawet uzyskania rezultatów lepszych od stanu naturalnego. W chwili obecnej rozwój technologii wykorzystywanej w zabiegach intensyfikacji dopływu do odwiertu umożliwia znacznie szersze ich wykorzystanie, nie tylko w strefie uszkodzonej. Zabiegi te mają na celu polepszenie własności filtracyjnych w otoczeniu odwiertu, co daje możliwości znaczącego wzrostu ich produktywności bezpośrednio przekładającego się na uzyskiwany wynik ekonomiczny w skali całego złoża.

Metody intensyfikacji wydobycia węglowodorów podzielić można na trzy główne grupy:

- metody mechaniczne,
- metody chemiczne,
- metody termiczne.

Do metod mechanicznych zalicza się przede wszystkim szczelinowanie hydrauliczne, a także metody detonacyjne. Metodą chemiczną jest kwasowanie matrycy skalnej, natomiast metody termiczne to wygrzewanie odwiertów mające na celu stopienie osadów stałych (parafiny) oraz redukcję lepkości ropy. Za połączenie metody mechanicznej z chemiczną uznać można szczelinowanie kwasem. Obecnie dominującą rolę wśród metod intensyfikacji dopływu do odwiertu odgrywają zabiegi szczelinowania hydraulicznego w różnych odmianach dostosowanych do konkretnych warunków złożowych i zakładanego celu zabiegu.

Ze względu na złożoność procesów zachodzących podczas szczelinowania hydraulicznego istotnym czynnikiem umożliwiającym osiągnięcie sukcesu jest właściwe zaprojektowanie zabiegu oraz ocena spodziewanych efektów. Wraz z rozwojem technologii oraz coraz większą popularnością zabiegu szczelinowania hydraulicznego zmieniały się również narzędzia służące do modelowania tego procesu. Obecnie zastosowanie znajdują zarówno

proste modele analityczne, jak również złożone modele numeryczne, a zakres ich stosowania zależy od stopnia komplikacji analizowanych przypadków.

W niniejszej pracy, będącej podsumowaniem dotychczasowych badań autora związanych z udziałem w grantach i pracach badawczych przeprowadzanych na potrzeby przemysłu skoncentrowano się na wpływie szczelinowania hydraulicznego na eksploatację złóż węglowodorów, natomiast problemy mechaniki górotworu i technologii zabiegu szczelinowania licznie reprezentowane w literaturze nie są głównym zagadnieniem pracy.

W rozdziale pierwszym przedstawiono podstawowe pojęcia i definicje związane z mechaniką górotworu, na podstawie których formułuje się modele propagacji szczeliny.

W rozdziale drugim pracy przedstawiono krótką charakterystykę technologii szczelinowania hydraulicznego. Rozdział 3 zawiera analizę modeli matematycznych propagacji szczeliny stosowanych w procesie projektowania i oceny efektywności zabiegu przedstawionej w dalszej części pracy.

Rozdział czwarty poświęcony jest metodom oceny wpływu szczelinowania hydraulicznego na przebieg eksploatacji z wykorzystaniem narzędzi analitycznych oraz symulacji numerycznej. Przedstawione metody zostały zobrazowane przykładowymi analizami wykonanymi przez autora lub przy jego współudziale odnośnie do rzeczywistych odwiertów i złóż zarówno konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych.

W rozdziale 5 przedstawiono metody doboru optymalnej geometrii szczeliny oraz modele optymalizacyjne szczelinowania hydraulicznego znane z literatury, a także zaproponowane przez autora, bazujące na miarach efektywności przedstawionych w rozdziale 4.

1. Podstawy mechaniki górotworu

1.1. Stan naprężeń i odkształcenia w górotworze

Ośrodek skalny, uformowany na skutek długotrwałych procesów geologicznych, charakteryzuje się złożonymi własnościami fizycznymi. Podstawowa charakterystyka skały polega na określeniu jej cech strukturalnych, które odzwierciedlają rzeczywistą strukturę górotworu i w istotny sposób wpływają na matematyczny opis jej własności fizycznych (ciągłość, jednorodność, izotropia) oraz teksturalnych będących wyrazem sposobu ułożenia minerałów podczas powstawania skały (Majcherczyk *et al.*, 2006). Środowisko materialne określane jest jako ciągłe, gdy dla dwóch dowolnie bliskich jego cząstek różnica ich własności fizycznych będzie znikomo mała (Ryncarz, 1993). W próbce skalnej nieciągłość występuje na poziomie powierzchni granicznej ziarn, lecz w miarę wzrostu stosunku wielkości próbki do wielkości ziarna nieciągłość ta ulega zatarciu i skałę traktować można jako ośrodek ciągły.

Środowisko materialne jest jednorodne, gdy jego własności fizyczne w każdym punkcie są takie same. W miarę wzrostu stosunku wielkości próbki do wielkości ziarna skała staje się w ujęciu statystycznym bardziej jednorodna.

Ciało materialne określane jest jako izotropowe, gdy we wszystkich kierunkach badania wykazuje takie same wartości własności fizycznych. W przypadku ośrodka skalnego efekty anizotropii są większe, im większy obszar objęty jest badaniem.

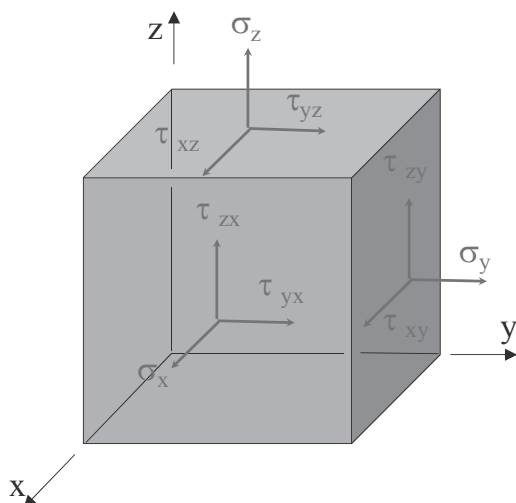
Mechaniczne własności skał charakteryzują zachowanie się tego materiału pod wpływem oddziaływania obciążeń mechanicznych. Zakładając jednorodność i ciągłość ośrodka skalnego, wydzielić można w górotworze element, który będąc pod działaniem sił zewnętrznych równocześnie znajduje się w równowadze. Efektem oddziaływania sił zewnętrznych są siły wewnętrzne działające pomiędzy poszczególnymi cząstkami skały. W celu wyznaczenia sił wewnętrznych należy podzielić element górotworu płaszczyzną przekroju. Odcięta przekrojem część, obciążona siłami zewnętrznymi znajdować będzie się w stanie równowagi, gdy na powierzchni przekroju przyłożone zostaną siły wewnętrzne reprezentujące oddziaływanie odrzuconej części elementu górotworu. Naprężenie jest miarą sił wewnętrznych, które występują w ciele stałym wskutek działania przyłożonych sił lub innych czynników dążących do odkształcenia ciała (Fjaer *et al.*, 2008):

$$\sigma = \lim_{\Delta A \rightarrow 0} \frac{\Delta F}{\Delta A} \quad (1.1)$$

gdzie:

- σ – średnie natężenie sił wewnętrznych na elementarnej powierzchni [Pa],
- ΔF – siły wewnętrzne [N],
- ΔA – elementarna powierzchnia [m²].

W przypadku gdy powierzchnia A jest nieskończenie mała, uzyskuje się „naprężenia w punkcie”. Naprężenie jest wielkością tensorową, reprezentującą całość sił działających wzdłuż krawędzi nieskończenie małego sześcianu wpisanego w dane ciało. Wartość naprężenia w dowolnym punkcie przekroju zależy od kierunku przekroju, co oznacza, że w celu określenia naprężenia konieczna jest znajomość wartości, kierunku i zwrotu siły oraz kierunku płaszczyzny, na którą ona działa. Każde naprężenie rozłożyć można na dwie składowe: prostopadłą do przekroju (naprężenie normalne) oraz działającą w płaszczyźnie przekroju (naprężenie styczne). Stan naprężeń w elementarnym sześcianie może być określony w trzech wzajemnie prostopadłych płaszczyznach. Naprężenia działające na każdej ze ścian rozłożyć można na trzy składowe (rys. 1.1).



Rys. 1.1. Stan naprężeń w elementarnym sześcianie

W ten sposób stan naprężeń w danym punkcie (elementarnym sześcianie) opisują trzy składowe naprężenia normalnych: σ_x , σ_y , σ_z i sześć składowych naprężeń stycznych: τ_{xy} , τ_{yx} , τ_{xz} , τ_{zx} , τ_{yz} , τ_{zy} . Zazwyczaj zakłada się, iż poszczególne elementarne części tego układu nie wykonują ruchu obrotowego, więc z warunków równowagi momentów wynika, że (Fjaer *et al.*, 2008):

$$\tau_{xy} = \tau_{yx}; \tau_{xz} = \tau_{zx}; \tau_{yz} = \tau_{zy} \quad (1.2)$$

Oznacza to, że naprężenia styczne na dwóch wzajemnie prostopadłych ściankach, jednocześnie prostopadłe do krawędzi tych ścianek, są sobie równe. Dzięki temu stan naprężeń w dowolnym punkcie ośrodka skalnego sprowadzić można do sześciu niezależnych składo-

wych: trzech składowych naprężenia normalnego: $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$, oraz trzech składowych naprężenia stycznego: $\tau_{xy}, \tau_{xz}, \tau_{yz}$. Zespół wyróżnionych w ten sposób naprężeń wyznacza wielkość fizyczną tensora naprężeń, którą w prostokątnym układzie współrzędnych przedstawia się w postaci macierzowej (Piwowarski *et al.*, 1995):

$$\mathbf{T}_\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{pmatrix} \quad (1.3)$$

Wprowadzając pojęcie średniego naprężenia normalnego w postaci (Nauroy, 2011):

$$\sigma_{\acute{s}r} = \frac{1}{3}(\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z) \quad (1.4)$$

uzyskuje się tensor naprężeń w postaci sumy dwóch składowych:

$$\mathbf{T}_\sigma = \mathbf{T}_\sigma^0 + \mathbf{D}_\sigma \quad (1.5)$$

gdzie:

\mathbf{T}_σ^0 – aksjator naprężenia:

$$\mathbf{T}_\sigma^0 = \begin{pmatrix} \sigma_{\acute{s}r} & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_{\acute{s}r} & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{\acute{s}r} \end{pmatrix} \quad (1.6)$$

\mathbf{D}_σ – dewiator naprężenia:

$$\mathbf{D}_\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_x - \sigma_{\acute{s}r} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y - \sigma_{\acute{s}r} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z - \sigma_{\acute{s}r} \end{pmatrix} \quad (1.7)$$

Aksjator naprężenia charakteryzuje zmniejszanie lub zwiększanie objętości deformowanego ciała, dewiator natomiast przedstawia zmianę jego kształtu (Majcherczyk *et al.*, 2006).

Rozważając ogólny przypadek, gdy przez dany punkt elementu górotworu przechodzi dowolna płaszczyzna, wektor naprężenia rozłożyć można na dwie składowe: normalną σ i styczną τ . Zmieniając nachylenie płaszczyzny przekroju, możliwe jest znalezienie takiego jej położenia, przy którym naprężenie styczne równe będzie zero, tak więc w danej płaszczyźnie działać będzie tylko naprężenie normalne, które określane jest jako naprężenie główne. Naprężenie główne określone może być w wyniku rozwiązania wyznacznika macierzy w postaci:

$$\begin{vmatrix} \sigma_x - \sigma & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y - \sigma & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z - \sigma \end{vmatrix} = 0 \quad (1.8)$$

Rozwiązaniem wyznacznika macierzy (1.8) jest równanie trzeciego stopnia w postaci:

$$\sigma^3 - I_1\sigma^2 + I_2\sigma - I_3 = 0 \quad (1.9)$$

gdzie:

I_1 – niezmiennik liniowy tensora naprężenia:

$$I_1 = \sigma_x + \sigma_y + \sigma_z \quad (1.10)$$

I_2 – niezmiennik kwadratowy tensora naprężenia:

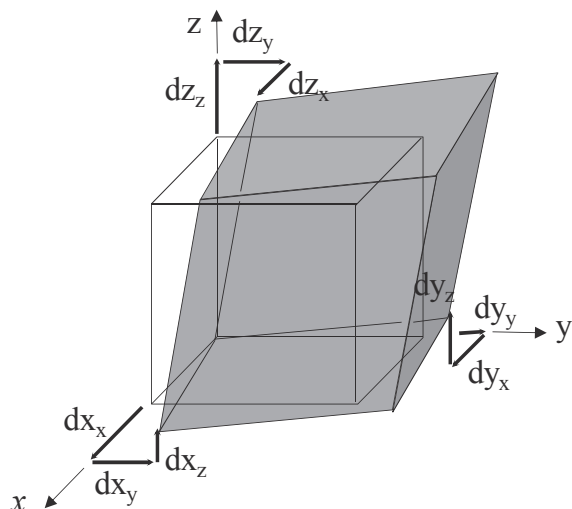
$$I_2 = \sigma_x\sigma_y + \sigma_y\sigma_z + \sigma_z\sigma_x - \tau_{xy}^2 - \tau_{yz}^2 - \tau_{zx}^2 \quad (1.11)$$

I_3 – niezmiennik sześcienny tensora naprężenia:

$$I_3 = \begin{vmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{vmatrix} \quad (1.12)$$

Równanie (1.9) ma trzy pierwiastki rzeczywiste: $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$, określające naprężenia główne, między którymi występuje zależność: $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$. Jeżeli stan naprężeń nie ulegnie zmianie, to również naprężenia główne, niezależnie od obranego kierunku osi układu prostokątnego, nie ulegną zmianie.

Następstwem stanu naprężenia panującego w skale jest jej odkształcenie będące zmianą kształtu lub objętości skały, a w skrajnym przypadku zniszczenie. Odkształcenie polega na wzajemnych przesunięciach poszczególnych punktów ciała. Tak więc każda cząsteczka ciała ulega przemieszczeniu, którego składowe są równoległe do osi układu współrzędnych. Przemieszczeniu towarzyszy zmiana długości krawędzi elementarnego prostopadłościanu o wartościach dx, dy, dz (rys. 1.2).



Rys. 1.2. Odkształcenie elementarnego prostopadłościanu

Zmiana długości określana jest przez odkształcenie liniowe, zmiana kształtu przez odkształcenie postaciowe, zmiana objętości natomiast przez odkształcenie objętościowe. Odkształcenia nieprowadzące do zniszczenia mogą być sprężyste lub plastyczne. W przypadku odkształcenia sprężystego obserwuje się najczęściej proporcjonalność między naprężeniami i odpowiadającymi im odkształceniami. Charakterystyczną cechą odkształceń plastycznych jest ich nieodwracalność po zdjęciu obciążenia.

Własności sprężyste skał określane są ilościowo za pomocą modułów sprężystości będących współczynnikami proporcjonalności między naprężeniami i odpowiadającymi im odkształceniami sprężystymi.

Moduł sprężystości podłużnej powszechnie nazywany modułem Younga E jest współczynnikiem proporcjonalności między wielkością naprężeń normalnych a odkształceniem względnym ε występującym wzdłuż osi próbki:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (1.13)$$

Wartość modułu Younga jest zmienna w zależności od obciążenia.

Współczynnik Poissona ν jest współczynnikiem proporcjonalności między względnymi odkształceniami poprzecznymi oraz względnymi odkształceniami wzdłużnymi. Wartość tego współczynnika zawiera się w granicach $0 \leq \nu \leq 0,5$, w przypadku których dolna granica charakteryzuje ośrodek doskonale ściśliwy, górna granica natomiast ośrodek absolutnie nieściśliwy.

Moduł sprężystości postaciowej „ G ” nazywany modułem Kirchhoffa jest współczynnikiem proporcjonalności między wielkością naprężeń stycznych τ (ścinających) i odpowiadającymi im odkształceniami postaciowymi charakteryzującym zmianę kształtu ciała. Związek między modułem Kirchhoffa, modułem Younga oraz współczynnikiem Poissona przedstawia zależność:

$$G = \frac{E}{2 \cdot (1 + \nu)} \quad (1.14)$$

Moduł Kirchhoffa określane jest jako jedna ze stałych Lamego. Druga stała Lamego opisuje zależność:

$$\lambda = \frac{E \cdot \nu}{(1 - 2\nu) \cdot (1 + \nu)} \quad (1.15)$$

Moduł sprężystości objętościowej K_o jest współczynnikiem proporcjonalności między naprężeniami ściskającymi i względną zmianą objętości ciała. Podobnie jak moduł sprężystości postaciowej związany jest z E i ν , a zależność tę wyraża wzór:

$$K_o = \frac{E}{3 \cdot (1 - 2 \cdot \nu)} \quad (1.16)$$

Wartości modułu sprężystości postaciowej G są zawsze mniejsze od modułu sprężystości podłużnej E . Wszystkie moduły charakteryzują zdolność skał do przeciwstawiania się odkształceniom i określają tzw. „sztywność skał”.

W geomechanice istotną rolę odgrywają tzw. układy płaskie. Wykorzystywane one są, gdy stan naprężenia i odkształcenia w kierunku jednej z osi współrzędnych są mało zmienne

w porównaniu z pozostałymi kierunkami. W takim przypadku zagadnienie rozkładu naprężeń i odkształceń redukuje się z przestrzennego do płaskiego. Przez płaski stan odkształcenia rozumie się szczególnie przypadek, w którym rozpatrywane cząsteczki materii przed odkształceniem i po odkształceniu pozostają w tej samej płaszczyźnie.

W przypadku zagadnienia przestrzennego odkształcenia podłużne i postaciowe opisuje się za pomocą zależności (Fjaer *et al.*, 2008):

$$\varepsilon_x = \frac{\partial u_x}{\partial x}, \quad \varepsilon_y = \frac{\partial u_y}{\partial y}, \quad \varepsilon_z = \frac{\partial u_z}{\partial z} \quad (1.17)$$

$$\vartheta_{xy} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_x}{\partial y} + \frac{\partial u_y}{\partial x} \right), \quad \vartheta_{yz} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_y}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial y} \right), \quad \vartheta_{zx} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_z}{\partial x} + \frac{\partial u_x}{\partial z} \right) \quad (1.18)$$

gdzie:

u_x, u_y, u_z – przemieszczenie w kierunku osi x, y, z ,

$\varepsilon_x, \varepsilon_y, \varepsilon_z$ – odkształcenia podłużne,

$\vartheta_{xy}, \vartheta_{yz}, \vartheta_{zx}$ – odkształcenia postaciowe.

Odształcenia postaciowe są symetryczne, więc: $\vartheta_{xy} = \vartheta_{yx}, \vartheta_{zx} = \vartheta_{xz}, \vartheta_{yz} = \vartheta_{zy}$.

Tak więc tensor odkształceń zapisać można w postaci:

$$\mathbf{T}_\varepsilon = \begin{pmatrix} \varepsilon_x & \vartheta_{xy} & \vartheta_{xz} \\ \vartheta_{yx} & \varepsilon_y & \vartheta_{yz} \\ \vartheta_{zx} & \vartheta_{zy} & \varepsilon_z \end{pmatrix} \quad (1.19)$$

Stosowana jest również notacja tensora odkształceń w postaci:

$$\varepsilon_{i,j} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \quad (1.20)$$

Indeksy „i” i „j” w równaniu (1.20) przyjmują wartości 1, 2, 3 i reprezentują osie układu współrzędnych x, y, z ($u_1 = u_x, u_2 = u_y, u_3 = u_z, x_1 = x, x_2 = y, x_3 = z$).

Ślad macierzy tensora odkształceń określany jako odkształcenie objętościowe jest niezmiennikiem liniowym tensora odkształceń:

$$\varepsilon_{vol} = (\varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z) \quad (1.21)$$

Odształcenie objętościowe może być również przedstawione jako divergencja wektora przemieszczenia $\vec{u} = (u_x, u_y, u_z)$:

$$\varepsilon_{vol} = \nabla \cdot \vec{u} = -\frac{dV}{V} \quad (1.22)$$

Wprowadzając pojęcie średniego odkształcenia w postaci:

$$\varepsilon_{sr} = \frac{1}{3} (\varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z) \quad (1.23)$$

gdzie V jest objętością elementarnego sześcianu materii, uzyskuje się tensor odkształceń w postaci sumy dwóch składowych:

$$\mathbf{T}_\varepsilon = \mathbf{T}_\varepsilon^0 + \mathbf{D}_\varepsilon \quad (1.24)$$

gdzie:

\mathbf{T}_ε^0 – aksjator odkształcenia:

$$\mathbf{T}_\varepsilon^0 = \begin{pmatrix} \varepsilon_{\delta r} & 0 & 0 \\ 0 & \varepsilon_{\delta r} & 0 \\ 0 & 0 & \varepsilon_{\delta r} \end{pmatrix} \quad (1.25)$$

\mathbf{D}_ε – dewiator odkształcenia:

$$\mathbf{D}_\varepsilon = \begin{pmatrix} \varepsilon_x - \varepsilon_{\delta r} & \vartheta_{xy} & \vartheta_{xz} \\ \vartheta_{yx} & \varepsilon_y - \varepsilon_{\delta r} & \vartheta_{yz} \\ \vartheta_{zx} & \vartheta_{zy} & \varepsilon_z - \varepsilon_{\delta r} \end{pmatrix} \quad (1.26)$$

W interpretacji fizycznej aksjator odkształcenia opisuje odkształcenia objętościowe, dewiator odkształcenia natomiast charakteryzuje odkształcenia postaciowe.

Podobnie jak w przypadku stanu naprężeń również odnośnie do stanu odkształcenia wyznaczyć można odkształcenia główne na podstawie niezmienników tensora odkształceń.

W przypadku ogólnego stanu naprężeń na podstawie prawa Hooke'a określić można zależności między składowymi tensora naprężenia i składowymi tensora odkształcenia w postaci:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_x &= \frac{1}{E} (\sigma_x - \nu \cdot (\sigma_y + \sigma_z)) \\ \varepsilon_y &= \frac{1}{E} (\sigma_y - \nu \cdot (\sigma_z + \sigma_x)) \\ \varepsilon_z &= \frac{1}{E} (\sigma_z - \nu \cdot (\sigma_x + \sigma_y)) \end{aligned} \right\} \quad (1.27)$$

$$\left. \begin{aligned} \vartheta_{xy} &= \frac{\tau_{xy}}{2G} \\ \vartheta_{yz} &= \frac{\tau_{yz}}{2G} \\ \vartheta_{zx} &= \frac{\tau_{zx}}{2G} \end{aligned} \right\} \quad (1.28)$$

1.2. Teoria porosprężystości

Obecność w porach skał płynów znajdujących się pod ciśnieniem określanym jako ciśnienie porowe zmienia własności wytrzymałościowe i odkształceniowe tych ciał. Zachodzących w tym przypadku zjawisk nie udaje się opisać ilościowo i fizycznie wytłumaczyć przy założeniu jednorodności skały. Do matematycznego opisu odkształceń porowatej i przepuszczalnej skały nie wystarcza jeden układ naprężeń i konieczne jest wprowadzenie kilku układów opisujących zachowanie się szkieletu skalnego i płynów w przestrzeni porowej.

Zachowanie się ośrodka porowatego pod działaniem naprężeń opisuje teoria porospężystości sformułowana przez M.A. Biota. Teoria Biota oparta została na założeniach (Łydźba, 2002):

1. Cały ośrodek wypełniony jest cieczą.
2. Szkielet jest materiałem liniowo-sprężystym i izotropowym.
3. Odształcenia ośrodka są małe.
4. Ciecz jest cieczą idealną.
5. Ciecz może zawierać pęcherzyki gazu (ciecz traktowana jest jako ściśliwa, lecz nie przenosząca sił statycznych).
6. Przepływ cieczy w porach zgodny jest z prawem Darcy'ego.
7. Porowatość ośrodka jest stała.

Klasyczne pojęcie cieczy idealnej, użyte przez Biota, oznacza, że ruchowi cieczy nie towarzyszy żadna dyssypacja energii, tzn. procesy przewodnictwa cieplnego i lepkości są nieistotne. Obowiązywanie prawa Darcy'ego wprowadza lepkość cieczy, z czego wynika pewna niezgodność przyjętych przez Biota założeń. W teorii porospężystości założenie cieczy idealnej wykorzystane zostało do stwierdzenia, że tensor naprężenia w cieczy jest tensorem izotropowym o wartości odpowiadającej ciśnieniu cieczy.

Przyjmując powyższe założenia, rozważa się element złożony z dwóch komponentów: skały i płynu. W przypadku elementu skalnego odształcenie objętościowe przedstawić można w postaci (Fjaer *et al.*, 2008):

$$\varepsilon_{vol} = \nabla \cdot \vec{u}_s \quad (1.29)$$

gdzie: \vec{u}_s – wektor przemieszczenia skały.

Dla płynu wypełniającego przestrzeń porową definiuje się parametr odształcenia ζ , który opisuje deformację objętościową płynu względem deformacji skały:

$$\zeta = \phi \nabla \cdot (\vec{u}_s - \vec{u}_f) \quad (1.30)$$

Zmiany masy płynu w jednostkowym elemencie ośrodka porowatego wynikają z dwóch czynników: zmiany objętości porowej (na skutek działania sił zewnętrznych i ciśnienia porowego P_f) oraz ściśliwości płynu w związku ze zmianą ciśnienia porowego:

$$\zeta = -\phi \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{P_f}{K_f} \right) \quad (1.31)$$

gdzie:

V_p – objętość porowa [m^3],

P_f – ciśnienie porowe [MPa],

K_f – moduł sprężystości objętościowej płynu [MPa].

Po uwzględnieniu wpływu płynu na zależność między naprężeniem i odształceniem, zgodnie z teorią Biota, elementy tensora naprężeń definiuje się w postaci:

$$\sigma_x = \lambda \cdot \varepsilon_{vol} + 2 \cdot G \cdot \varepsilon_x - C \cdot \zeta \quad (1.32)$$

$$\sigma_y = \lambda \cdot \varepsilon_{vol} + 2 \cdot G \cdot \varepsilon_y - C \cdot \zeta \quad (1.33)$$

$$\sigma_z = \lambda \cdot \varepsilon_{vol} + 2 \cdot G \cdot \varepsilon_z - C \cdot \zeta \quad (1.34)$$

$$\tau_{yz} = 2 \cdot G \cdot \vartheta_{yz} \quad (1.35)$$

$$\tau_{xz} = 2 \cdot G \cdot \vartheta_{xz} \quad (1.36)$$

$$\tau_{xy} = 2 \cdot G \cdot \vartheta_{xy} \quad (1.37)$$

$$P_f = C \cdot \varepsilon_{vol} - M' \cdot \zeta \quad (1.38)$$

W skróconej formie tensor naprężenia przedstawia równanie:

$$\sigma_{i,j} = \lambda \cdot \varepsilon_{vol} \delta_{i,j} + 2 \cdot G \cdot \varepsilon_{i,j} - C \cdot \zeta \delta_{i,j} \quad (1.39)$$

gdzie:

λ, G – stałe Lamego dla ośrodka porowatego [MPa],

C, M' – moduły sprężystości opisujące system dwuskładnikowy [MPa],

$\delta_{i,j}$ – delta Kroneckera.

Zakładając, że $\zeta = 0$, co oznacza, że płyn pozostaje nieruchomy w przestrzeni porowej i brak jest względnych przemieszczeń między płynem i szkieletem skalnym:

$$P_f = C \cdot \varepsilon_{vol} \quad (1.40)$$

$$\sigma = K \cdot \varepsilon_{vol} \quad (1.41)$$

$$K_o = K_{fr} + \frac{C^2}{M'} = K_{fr} + \frac{C}{M'} \frac{P_f}{\varepsilon_{vol}} \quad (1.42)$$

gdzie:

K_o – moduł sprężystości objętościowej [MPa],

K_{fr} – moduł sprężystości objętościowej szkieletu skalnego [MPa].

Na podstawie równania Biota–Gassmanna (Fjaer *et al.*, 2008):

$$\frac{K_o}{K_s - K_o} = \frac{K_{fr}}{K_s - K_{fr}} + \frac{1}{\phi} \frac{K_f}{K_s - K_f} \quad (1.43)$$

gdzie:

K_s – moduł sprężystości objętościowej skały [MPa],

K_f – moduł sprężystości objętościowej płynu [MPa].

Wstawiając równanie (1.42) do równania (1.41), uzyskuje się zależność w postaci:

$$\sigma - \frac{C}{M'} P_f = K_{fr} \cdot \varepsilon_{vol} \quad (1.44)$$

Z równania (1.44) wynika, iż deformacja jest proporcjonalna do tzw. efektywnego naprężenia σ' , definiowanego jako:

$$\sigma' = \sigma - \alpha \cdot P_f \quad (1.45)$$

gdzie: α – stała Biota $\alpha = \frac{C}{M'} = 1 - \frac{K_{fr}}{K_s}$ (1.46)

W ogólnym zapisie tensor naprężenia efektywnego przedstawić można za pomocą zależności:

$$\sigma'_{i,j} = \sigma_{i,j} - \delta_{i,j} \alpha \cdot P_f \quad (1.47)$$

Wynika z tego, iż tylko naprężenia efektywne normalne zależą od ciśnienia porowego. Dla $P_f = 0$, równania (1.38) i (1.46) z wykorzystaniem definicji ε_{vol} dają:

$$\alpha = \frac{\zeta}{\varepsilon_{vol}} = \phi \frac{\Delta V_p / V_p}{\Delta V / V} = \frac{\Delta V_p}{\Delta V} \quad (1.48)$$

Stała Biota jest więc miarą zmian objętości porowej względem zmian objętości całkowitej elementarnego sześcianu skały przy stałym ciśnieniu.

1.3. Kryteria wytrzymałości skał górotworu

W górotworze skały znajdują się w trójosiowym stanie naprężeń i teoretycznie wszystkie składowe tensora naprężenia wpływają na odkształcenie, a w skrajnych przypadkach doprowadzają do niszczenia skał. W celu określenia wytrzymałości skał stosuje się tzw. kryteria wytrzymałościowe, będące pewną funkcją tensora naprężenia lub tensora odkształceń, określające tzw. wyciężenie górotworu w stanie złożonym. Funkcję określającą kryterium wytrzymałościowe skały w trójosiowym stanie naprężeń opisuje zależność (Ryncarz, 1993):

$$f(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3) = 0 \quad (1.49)$$

W przypadku różnych wartości naprężeń stosuje się zarówno empiryczne warunki wytrzymałościowe (Hoeka–Brown), jak i oparte na naprężeniowo-odkształceniowych teoriach wyciężenia. Do drugiej grupy zalicza się kryteria (Majcherczyk *et al.*, 2006):

- Saint Venanta,
- Coulomba,
- Mohra,
- Griffitha.

Kryterium de Saint Venanta zakłada, że o zniszczeniu skały decyduje największe właściwe wydłużenie główne.

Kryterium wytrzymałościowe Coulomba przyjmuje, że zniszczenie materiału skalnego następuje w wyniku ścinania w płaszczyźnie, w której naprężenie ścinające osiąga lub przekracza sumę tzw. spójności materiału i sił tarcia wewnętrznego, co przedstawia zależność:

$$|\tau| = R_t + \mu_t \cdot \sigma \quad (1.50)$$

gdzie:

- τ – naprężenie styczne [MPa],
- σ – naprężenie normalne w rozważanej płaszczyźnie [Pa],
- R_t – „spójność materiału” określająca wytrzymałość skały na ścinanie [Pa],
- $\mu_t = \operatorname{tg}(\varphi)$ – współczynnik tarcia wewnętrznego [–],
- φ – kąt tarcia wewnętrznego skał.

W układzie współrzędnych τ, σ zależność (1.50) przedstawia dwie linie proste nachylone do osi σ pod kątem φ . Punkt przecięcia się linii prostej z osią τ określa wartość spójności materiału.

Kryterium wytrzymałościowe Mohra zakłada, że materiał ulega zniszczeniu kruchemu lub odkształca się plastycznie, gdy naprężenie styczne w płaszczyźnie pęknięcia kruchego lub podatnego osiąga pewną wartość graniczną, która zależna jest od naprężenia normalnego występującego w tej płaszczyźnie lub gdy największe główne naprężenie rozciągające osiąga wartość graniczną R_r . Kryterium Mohra określają zależności w postaci:

$$\tau = f(\sigma) \quad (1.51)$$

lub

$$\sigma_3 = -R_r \quad (1.52)$$

gdzie: R_r – graniczna wartość głównego naprężenia rozciągającego [Pa].

Zależności te wyznacza się empirycznie, w praktycznych zastosowaniach stosuje się równanie w postaci (Ryncarz, 1993):

$$|\tau| = (a_w \cdot (\sigma + b_w))^n \quad (1.53)$$

gdzie:

- a_w – bezwymiarowy parametr niepodlegający interpretacji fizycznej,
- b_w – parametr charakteryzujący wytrzymałość skały na rozzerwanie [Pa],
- n – wykładnik potęgowy o wartościach z przedziału: $0,5 \leq n \leq 1$

Kryterium wytrzymałościowe Griffitha zakłada, że proces niszczenia ciał kruchych związany jest z naturalnymi defektami struktury w postaci mikroszczelin. Zewnętrzne obciążenie próbki skalnej powoduje w otoczeniu mikroszczeliny nierównomierny rozkład naprężeń, które koncentrują się z największą intensywnością przy końcach mikroszczeliny. Największa wartość naprężenia przy końcu mikroszczeliny wielokrotnie przewyższa średnią wartość naprężenia rozciągającego, które wynika z siły obciążającej i pola przekroju próbki. Przy pewnej wartości tego naprężenia następuje pokonanie sił spójności materiału, co prowadzi do powiększenia długości szczeliny aż do zniszczenia próbki. Szczelinę Griffitha przedstawia się w postaci wydłużonej silnie spłaszczonej elipsy o dłuższej osi skierowanej prostopadle do kierunku działania sił rozciągających (rys. 1.3). Wartość największego naprężenia rozciągającego występującego na końcach mikroszczeliny określona jest zależnością (1.54).

$$\sigma_{rm} = \sigma \cdot \left(1 + \frac{a}{b}\right) \cong 2 \cdot \sigma \cdot \sqrt{\frac{a}{2 \cdot r}} \quad (1.54)$$

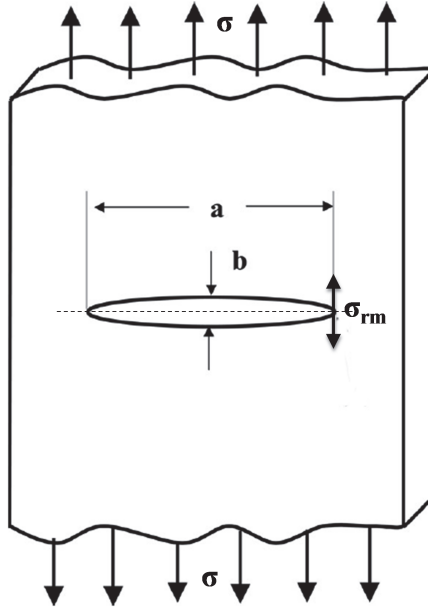
gdzie:

a, b – długości osi elipsy jak na rysunku 1.3 [m],

σ_{rm} – największe naprężenie rozciągające [Pa],

r – promień krzywizny konturu mikroszczeliny na jej końcach [m].

Jeżeli naprężenie σ_{rm} będzie większe niż wytrzymałość na rozciąganie na obwodzie elipsy, nastąpi wówczas pęknięcie propagujące w kierunku zależnym od orientacji pola naprężeń.



Rys. 1.3. Mikroszczelina Griffitha w próbce skał rozciąganej jednoosiowo (Shukla, 2005)

Ostatecznie kryterium wytrzymałościowe Griffitha w przypadku ciała kruchego znajdującego się w dwuosowym stanie naprężeń przyjmuje postać:

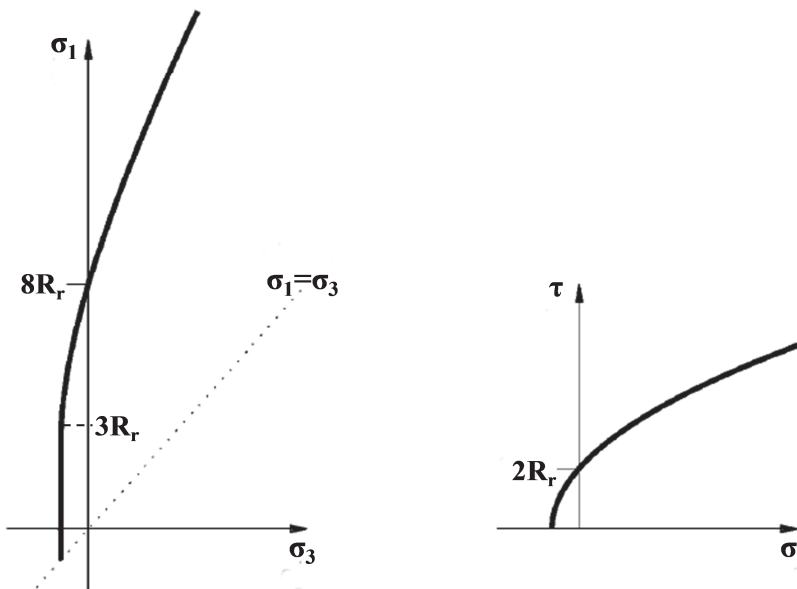
$$(\sigma_1 - \sigma_3)^2 - 8 \cdot R_r \cdot (\sigma_1 + \sigma_3) = 0 \quad \text{dla } \sigma_1 + 3 \cdot \sigma_3 > 0 \quad (1.55)$$

z warunkiem uzupełniającym:

$$\sigma_3 = -R_r \quad \text{dla } \sigma_1 + 3 \cdot \sigma_3 < 0 \quad (1.56)$$

W układzie $\tau - \sigma$ kryterium Griffitha definiuje się równaniem (Fjaer *et al.*, 2008):

$$\tau^2 = 4 \cdot R_r \cdot (R_r + \sigma) \quad (1.57)$$



Rys. 1.4. Kryterium wytrzymałościowe Griffitha w układzie współrzędnych σ_1, σ_3 i τ, σ (Fjaer *et al.*, 2008).

Graficzną interpretację kryterium Griffitha przedstawia rysunek 1.4. W próbie jednoosiowego ściskania, przy osiągnięciu stanu krytycznego:

$$\left. \begin{array}{l} \sigma_3 = 0 \\ \sigma_1 = R_c = 8 \cdot R_r \end{array} \right\} \quad (1.58)$$

gdzie: R_c – wytrzymałość skały na ściskanie [Pa].

Modyfikacja kryterium wytrzymałościowego Griffitha dla ciała kruchego znajdującego się w trójosiowym stanie naprężeń została zaproponowana przez Murrela (1963) i przedstawiona jest równaniem:

$$(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 = 24 \cdot R_r \cdot (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3) \quad (1.59)$$

Zależność między wytrzymałością skały na ściskanie a wytrzymałością na rozciąganie przyjmuje postać:

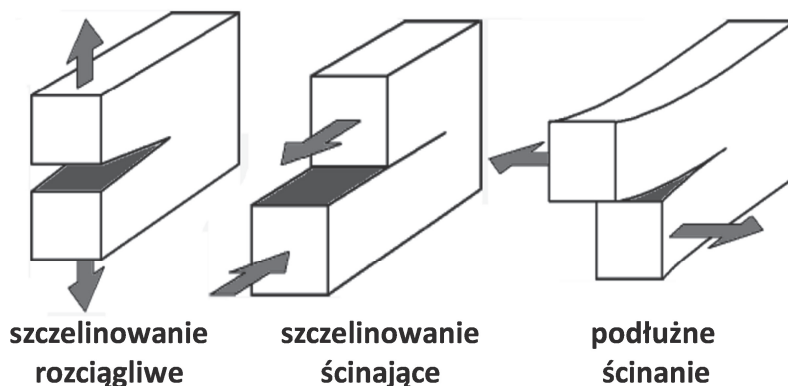
$$R_c = 12 \cdot R_r \quad (1.60)$$

Kryterium Griffitha można również uogólnić na przypadek, gdy mikroszczeliny w skałe wypełnione są płynem znajdującym się pod ciśnieniem porowym P_f . W takim przypadku naprężenia główne σ_1, σ_3 w równaniach (1.55) i (1.56) zastąpić należy naprężeniami efektywnymi zgodnie z teorią poroprężystości.

W przypadku modelowania zabiegu szczelinowania hydraulicznego proces ten najczęściej opisuje się z wykorzystaniem mechaniki pęknięcia ciał liniowo sprężystych (LEFM – *linear*

elastic fracture mechanics), która jest rozwinięciem teorii Griffitha. Liniowo-sprężysta mechanika pęknięcia opisuje przypadki, w których obszar występowania odkształceń plastycznych wokół wierzchołka rozprzestrzeniającej się szczeliny jest mały w odniesieniu do wymiarów całego obiektu. W takim przypadku obszar plastyczny kontrolowany jest przez otaczający go obszar sprężysty. Liniowa mechanika pęknięcia pozwala na opis procesu szczelinowania w materiałach kruchych. Punktem wyjścia w analizie wytrzymałości skały jest analiza stanu naprężeń pochodzących od obciążeń zewnętrznych (Shukla, 2005). Ze względu na rodzaj obciążenia elementu zawierającego szczelinę w mechanice pęknięcia wyróżnia się trzy sposoby pęknięcia (rys 1.5):

- I. Rozciąganie – powierzchnie szczeliny rozchodzą się w kierunku prostopadłym do frontu szczeliny.
- II. Ścinanie – powierzchnie szczeliny ślizgają się po sobie w kierunku prostopadłym do frontu szczeliny.
- III. Podłużne ścinanie – powierzchnie szczeliny przesuwiają się po sobie w kierunku równoległym do frontu szczeliny.



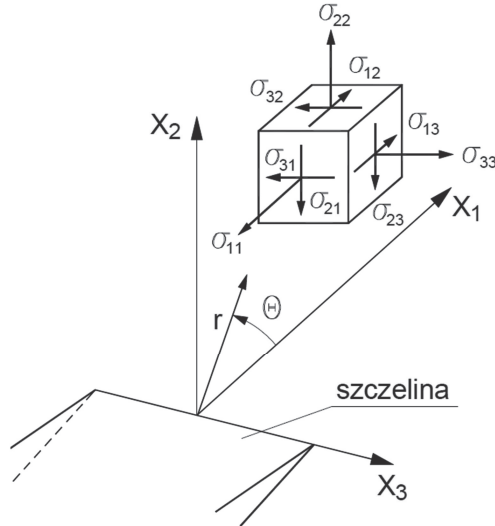
Rys. 1.5. Rodzaje spękań skały

Koncentracja naprężeń następuje w obszarze przywierzchołkowym przed frontem szczeliny. Rozwiązanie klasyczne Williamsa (1957) prowadzi do wyrażeń definiujących poszczególne składowe tensora naprężeń w postaci szeregu asymptotycznego, z którego jeden człon lub w niektórych przypadkach dwa pierwsze człony wyznaczają poziom naprężeń w tym obszarze. W pierwszym przypadku pęknięcia (szczelinowanie rozciągliwe) równania opisujące naprężenia we współrzędnych biegunowych przyjmują postać (Williams, 1957):

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{11} &= \frac{K_I}{\sqrt{2 \cdot \pi \cdot r}} \cos\left(\frac{\Theta}{2}\right) \left(1 - \sin\left(\frac{\Theta}{2}\right) \sin\left(\frac{3}{2}\Theta\right)\right) + \dots \\ \sigma_{22} &= \frac{K_I}{\sqrt{2 \cdot \pi \cdot r}} \cos\left(\frac{\Theta}{2}\right) \left(1 + \sin\left(\frac{\Theta}{2}\right) \sin\left(\frac{3}{2}\Theta\right)\right) + \dots \\ \sigma_{12} &= \frac{K_I}{\sqrt{2 \cdot \pi \cdot r}} \cos\left(\frac{\Theta}{2}\right) \sin\left(\frac{\Theta}{2}\right) \cos\left(\frac{3}{2}\Theta\right) + \dots \end{aligned} \right\} \quad (1.61)$$

gdzie:

- K_I – współczynnik intensywności naprężenia dla pierwszego sposobu obciążenia [Pa \sqrt{m}],
- r, Θ – współrzędne biegunowe układu współrzędnych zaczepionego w wierzchołku szczeliny (rys. 1.6).



Rys. 1.6. Składowe tensora naprężeń na wierzchołku szczeliny

Pozostałe składowe naprężeń dla płaskiego stanu naprężenia wynoszą:

$$\sigma_{13} = \sigma_{23} = \sigma_{33} = 0 \quad (1.62)$$

Dla płaskiego stanu odkształcenia natomiast:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{13} = \sigma_{23} = 0 \\ \sigma_{33} = \nu \cdot (\sigma_{11} + \sigma_{22}) \end{aligned} \right\} \quad (1.63)$$

Współczynnik intensywności naprężeń określany jest w postaci ogólnej jako (Shukla, 2005):

$$K_I = \sigma \cdot \sqrt{\pi \cdot a} \quad (1.64)$$

gdzie: a – wysokość szczeliny (jak na rysunku 1.3) [m].

W przypadku naprężenia krytycznego σ_c , zdefiniowanego jako wartość graniczna, której przekroczenie powoduje nagle rozprzestrzenienie się pęknięcia na cały przekrój elementu, określa się krytyczny współczynnik intensywności naprężeń K_{Ic} (Trębacz, 2011):

$$K_{Ic} = \sigma_c \cdot \sqrt{\frac{\pi}{2} \cdot a} \quad (1.65)$$

Współczynnik K_{Ic} określany jest jako „odporność skały na kruche pękanie” (*fracture toughness*) i używany jest do określenia warunków, w których dochodzi do szczelinowania na podstawie tzw. „kryterium siłowego pękania” (Gdoutos, 2005):

$$K_I = K_{Ic} \quad (1.66)$$

W przypadku klasycznego szczelinowania hydraulicznego spowodowanego zatłaczaniem płynu do warstwy dochodzi do szczelinowania rozciągliwego. Gdy płyn włączany jest do ośrodka porowatego, efektywne naprężenie ściskające działające na skałę złożową maleje przez zwiększające się ciśnienie porowe. W końcu ciśnienie wewnętrzne w porach jest na tyle duże, że przewyższa krytyczną wartość, przy której skała pęka wzdłuż powierzchni prostopadłej do minimalnego naprężenia głównego. Ciśnienie porowe, przy którym skała pęka nazywane jest ciśnieniem szczelinowania.

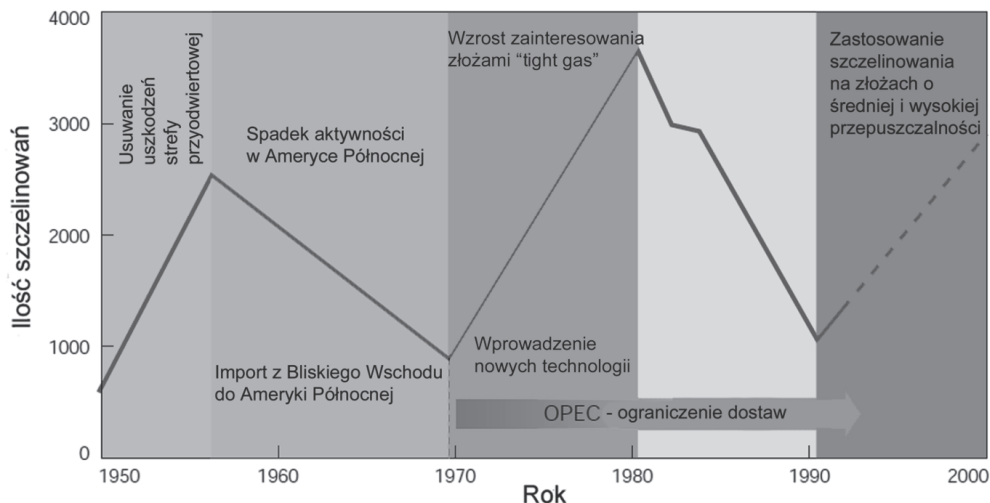
2. Charakterystyka technologii szczelinowania hydraulicznego

Proces szczelinowania hydraulicznego w odwiertach zaliczany jest do grupy zabiegów intensyfikujących wydobywanie węglowodorów. Zabiegi te mają na celu zwiększenie dopływu medium złożowego do odwiertu przez zmniejszenie naturalnych oraz powstałych na skutek prac wiertniczych i eksploatacyjnych ograniczeń przepływu.

Po raz pierwszy pomysł celowego wytworzenia szczeliny w strefie złożowej przedstawiony został przez R.F. Farrisa z firmy Stanolind Oil and Gas Corporation w roku 1920 (Brady *et al.*, 1992). Autor w swej pracy analizował zmiany ciśnienia w strefie przyodwiertowej podczas procesu cementowania rur, w trakcie którego dochodzić może do szczelinowania matrycy skalnej. Pierwszy eksperymentalny zabieg szczelinowania hydraulicznego wykonano w roku 1947. Zabieg został wykonany przez firmę Stanolind w odwiercie Klepper-1 w Kansas (Economides *et al.*, 2007). Zabieg nie był udany, gdyż uzyskano niewielki przyrost wydobywania, lecz uzyskane rezultaty pokazywały nowe możliwości w technologii intensyfikacji wydobywania. W 1949 roku firma Halliburton, po wykupieniu licencji, przeprowadziła komercyjne zabiegi szczelinowania hydraulicznego w dwóch odwiertach, uzyskując znaczący przyrost wydobywania (Brady *et al.*, 1992). Od tego okresu obserwuje się gwałtowny przyrost zainteresowania tą metodą. Na rysunku 2.1 przedstawiono schematycznie rozwój szczelinowania hydraulicznego w czasie wraz z głównymi czynnikami powodującymi rozwój tej technologii.

Na rysunku widać trzy okresy gwałtownego wzrostu zainteresowania zabiegiem szczelinowania hydraulicznego. W pierwszym okresie rozwój tej technologii związany był z usuwaniem uszkodzeń w strefie przyodwiertowej, a więc zabieg miał zasięg lokalny, ograniczony do skały w bezpośrednim otoczeniu odwiertu. Jego zadaniem było przywrócenie drożności skały. Okres drugi związany jest z ograniczeniem dostaw z krajów zrzeszonych w OPEC, co wymusiło poszukiwanie nowych technologii umożliwiających zwiększenie wydobywania ropy i gazu z amerykańskich złóż. W okresie tym obserwowało się wzrost zainteresowania złożami „tight gas”. Ekonomicznie opłacalna eksploatacja tych złóż, ze względu na specyficzne własności skały zbiornikowej, związana jest ściśle z zastosowaniem zabiegu szczelinowania hydraulicznego. Trzeci okres rozwoju technologii szczelinowania hydraulicznego, trwający od lat 90. XX wieku, spowodowany jest coraz szerszym stosowaniem zabiegu w większości odwiertów naftowych. Aktualny wzrost zainteresowania szczelinowaniem hydraulicznym wiąże się z jego coraz większą efektywnością uzyskiwaną dzięki rozwojowi technologii oraz zastosowaniem również na złożach o średniej i wysokiej przepuszczalności. W tych przypadkach celem szczelinowania nie jest już tylko umożliwienie eksploatacji złoża, lecz znacząca intensyfikacja wydobywania węglowodorów. Dzięki temu możliwe jest podniesienie

współczynników szczypania złóż. Nie bez znaczenia dla rozwoju technologii szczelinowania hydraulicznego jest również wzrost zainteresowania złóżami typu „tight gas” oraz „shale gas”. W tych przypadkach zabieg wieloetapowego szczelinowania hydraulicznego jest podstawowym elementem w procesie udostępnienia złoża.



Rys. 2.1. Rozwój technologii szczelinowania hydraulicznego (Brady *et al.*, 1992)

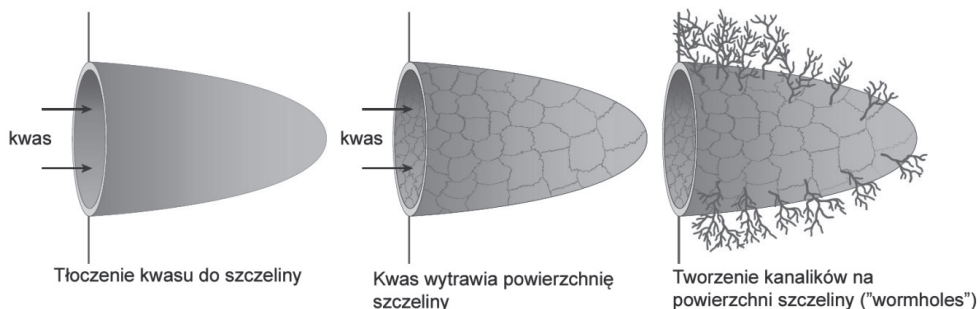
2.1. Mechanizm szczelinowania

Zabieg szczelinowania hydraulicznego polega na tłoczeniu płynu do odwiertu z wydajnością i pod ciśnieniem powodującym pęknięcie skały złożowej. „Idealna” szczelina formuje się w postaci dwóch skrzydeł o tym samym zasięgu, propagujących od ściany odwiertu po jego przeciwległych stronach.

W chwili zatrzymania pompowania płynu po wytworzeniu szczeliny ciśnienie zaczyna spadać, a szczelina zaciska się, nie wpływając na polepszenie przepuszczalności. Aby zapobiec całkowitemu zaciśnięciu szczeliny, stosuje się dwie podstawowe metody. W metodzie pierwszej wykorzystuje się ciecz szczelinującą z dodatkiem kwasu, którego zadaniem jest rozpuszczenie skały na powierzchni szczeliny. Dzięki temu powierzchnie te nie przylegają do siebie ściśle po zabiegu, tworząc obszar o podwyższonej przepuszczalności (rys. 2.2).

W metodzie drugiej wraz z cieczą szczelinującą zatłaczany jest materiał podsadzkowy mający za zadanie wypełnienie szczeliny. Po zakończeniu pompowania szczelina zostaje podparta na wtłoczonej podsadzce, która tworzy strefę o wysokiej przepuszczalności.

W trakcie tłoczenia płynu szczelinującego do złoża powstaje różnica ciśnień między ciśnieniem w odwiertu i naturalnym ciśnieniem złożowym. Wraz ze wzrostem wydatku tłoczenia wzrasta różnica ciśnień, powodując dodatkowe naprężenia w skałe wokół odwiertu. W momencie gdy wytworzone w skałe naprężenia przekroczą wytrzymałość skały, dochodzi do pęknięcia.



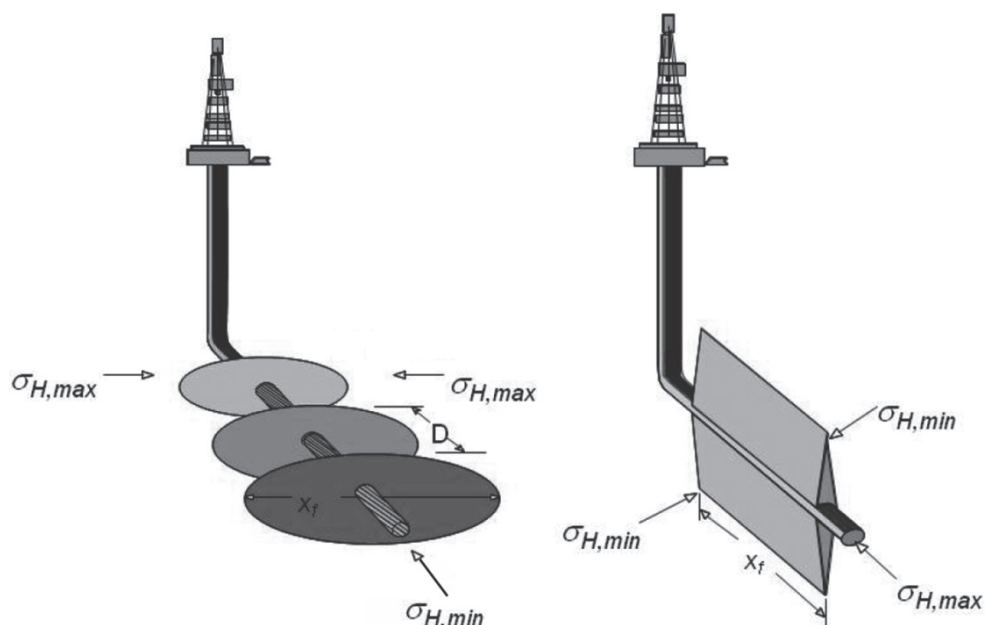
Rys. 2.2. Schemat oddziaływania kwasu podczas szczelinowania z kwasowaniem (Davies, Kelkar, 2007)

Naprężenia powodowane naciskiem górotworu (określane często jako pionowe) są sumą nacisku powodowanego przez wszystkie warstwy nadległe, więc jeśli brak jest dodatkowych oddziaływań zewnętrznych, naprężenia te są funkcją gradientu ciśnienia górotworu i głębokości. Naprężenia pionowe zazwyczaj znacząco przewyższają naprężenia poziome w skale, co powoduje, iż w większości przypadków powstające podczas zabiegu szczelinowania hydraulicznego szczeliny są pionowe. Powstanie szczeliny poziomej jest możliwe w złożach zalegających na małych głębokościach ze względu na niskie wartości ciśnienia górotworu lub w przypadku występowania reorientacji głównych kierunków naprężeń na skutek zjawisk tektonicznych. Na wielkość naprężeń w skale złożowej dodatkowo wpływa ciśnienie porowe zgodnie z teorią porospężystości (Biot, 1956).

Wielkość i kierunki naprężeń mają istotne znaczenie ze względu na kierunek propagacji szczeliny. W przyjętym trójwymiarowym układzie rozkładu naprężeń pęknięcie skały propaguje równoległe do kierunku największych naprężeń w górotworze i w płaszczyźnie prostopadłej do kierunku minimalnych naprężeń.

W przypadku odwiertów pionowych kierunek powstawania szczeliny może mieć znaczenie ze względu na wpływ na zmianę zasięgu oddziaływania odwiertu w złożu (procesy zatłaczania płynów, interferencja między odwiertami). W przypadku odwiertów horyzontalnych, orientacja naprężeń głównych w stosunku do kierunku odwiercenia odcinka horyzontalnego determinuje możliwość wykonania szczelinowań wieloetapowych (rys. 2.3).

Wykonanie odcinka poziomego odwiertu zgodnie z kierunkiem maksymalnych naprężeń horyzontalnych powoduje, iż powstała szczelina propagować będzie wzdłuż osi odwiertu. Skierowanie odcinka poziomego odwiertu zgodnie z naprężeniami minimalnymi umożliwia wykonanie serii szczelin propagujących w płaszczyznach prostopadłych do osi odwiertu. Zabieg taki umożliwia wytworzenie strefy zeszczelinowanej o znacznej objętości. Ma to szczególne znaczenie w przypadku udostępniania złóż typu „tight gas” i „shale gas”, gdzie mamy do czynienia z bardzo niskimi przepuszczalnościami i wytworzona sieć szczelin jest jedyną drogą przepływu gazu uwięzionego w matrycy skalnej do odwiertu. Z tego powodu na złożach tego typu, przed przystąpieniem do wykonania odwiertów horyzontalnych, bardzo istotne jest wykonanie badań pozwalających określić kierunki naprężeń w górotworze. Wybór właściwej opcji szczelinowania zależy od własności złożowej skały oraz warunków ekonomicznych przedsięwzięcia. W tabeli 2.1 przedstawiono kryteria wyboru rodzaju szczelinowania w zależności od przepuszczalności złoża.



Rys. 2.3. Wpływ kierunków głównych naprężeń w górotworze na propagację szczeliny w odwiercie horyzontalnym (Economides *et al.*, 2010)

Tabela 2.1

Ogólne kryteria doboru rodzaju szczeliny w zależności od przepuszczalności złoża (Economides *et al.*, 2010)

Zakres przepuszczalności złoża, mD	Najlepsze rozwiązanie techniczne	Uwagi
> 5	Odwiert horyzontalny, szczelina podłużna	We wszystkich przypadkach
0,5 do 5	Odwiert horyzontalny, szczelina podłużna lub szczelinowanie w odwiercie pionowym	Zależy od kosztów odwiertów pionowych i horyzontalnych oraz technologii izolacji stref szczelinowanych
0,1 do 0,5	Odwiert horyzontalny, szczelina poprzeczna	Powyżej 0,5 mD „dławienie” przepływu na kontakcie między szczeliną i odwiertem czyni szczelinę poprzeczną mało efektywną
< 0,1	Odwiert horyzontalny, szczelina poprzeczna lub szczelinowanie w odwiercie pionowym	Zależy od kosztów odwiertów pionowych i horyzontalnych oraz technologii izolacji stref szczelinowanych

2.2. Szczelinowanie w niekonwencjonalnych złożach gazu

2.2.1. „Tight gas”

Określenie „tight gas” związane jest ze specyficznymi własnościami formacji skalnej, w której występuje nagromadzenie gazu. Struktury te oprócz bardzo niskiej przepuszczalności zbudowane są z tzw. „twardych” skał (zbitych i zwięzłych). Oznacza to, iż charakteryzują się wysokimi wartościami modułu Younga, co powoduje, że powstała szczelina charakteryzować się będzie bardzo małą rozwarością i dużym zasięgiem. Szczelinowanie tego typu formacji ma znaczny udział w całkowitym bilansie wykonywanych zabiegów. W roku 2006 około 36% zabiegów szczelinowania hydraulicznego wykonywanych przez jeden z wiodących światowych koncernów przeprowadzono w formacjach o przepuszczalności poniżej 0,1 mD z wyłączeniem szczelinowań w pokładach węgla i łupkach (Economides *et al.*, 2007).

Są to najczęściej zbite piaskowce lub zwięzłe skały węglanowe praktycznie nieprzepuszczalne. W skałach tego typu przepływ węglowodorów do odwiertu następuje głównie przez szczelinę, a w znikomym stopniu przez matrycę skalną. Ponieważ przepuszczalność materiału podsadzkowego wypełniającego szczelinę wynosi zazwyczaj około 200–300 Darcy (Economides *et al.*, 2007), powoduje to, że przewodność hydrauliczna szczeliny nawet przy jej bardzo małym rozwarciu jest znacznie większa od przewodności hydraulicznej matrycy skalnej. Dlatego też głównym czynnikiem wpływającym na przyrost wydobycia nie jest przewodność hydrauliczna szczeliny, lecz zdolność matrycy skalnej do „oddawania” płynów. W związku z tym zabieg szczelinowania w formacjach „tight gas” powinien być przeprowadzany przy założeniu osiągnięcia niezbyt wysokich przewodności szczeliny przy maksymalnie dużej jej powierzchni, co w praktyce sprowadza się do osiągnięcia jak największego jej zasięgu. Z powodu bardzo niskiej przepuszczalności skał należy się również spodziewać bardzo słabego wnikania cieczy szczelinującej do formacji (małe straty cieczy). Z tego powodu objętość cieczy tłoczony bez podsadzki w początkowej fazie zabiegu powinna być stosunkowo niewielka w porównaniu do całkowitej objętości cieczy szczelinującej, a w skrajnych przypadkach podsadzka tłoczona jest od początku zabiegu. Niska przepuszczalność skały powoduje także wydłużenie czasu oparcia się szczeliny na materiale podsadzkowym.

2.2.2. „Shale gas”

Łupki gazonośne charakteryzują się znaczną porowatością, a co za tym idzie ilości gazu nagromadzonego w tego rodzaju formacjach mogą być znaczne. Skały te jednakże są praktycznie nieprzepuszczalne, a transport płynów odbywać się może przez występujące naturalnie spękania. Ze względu na swoją specyfikę łupki gazonośne wymagają odmiennego podejścia do zabiegu szczelinowania hydraulicznego. Głównym zadaniem powstałych szczelin jest połączenie naturalnie występujących w formacji skalnej spękań. Z tego powodu skala tych zabiegów jest większa w porównaniu z konwencjonalnymi złożami węglowodorów. W ich trakcie zatłacza się znaczne ilości cieczy szczelinującej o wysokiej koncentracji podsadzki, co wymaga wysokich wydatków tłoczenia rzędu 16 m³/min.

Zasadniczo wszystkie odwierty eksploatujące z łupków gazonośnych, aby uzyskać wydajności na poziomie ekonomicznie opłacalnym, wymagają zabiegu szczelinowania hydraulicznego. Zaprojektowanie takiego zabiegu musi być poprzedzone szeregiem badań – począwszy od sejsmiki 3D i 4D przez testy w odwiertach do analizy rdzeni – pozwalających na optymalny dobór technologii szczelinowania. Profilowania określające szczelinowatość ośrodka są jednymi z ważniejszych, gdyż dostarczają informacji na temat występowania naturalnych szczelin oraz pozwalają określić kierunek propagacji szczeliny podczas zabiegu.

Konieczne jest określenie takich parametrów jak (Economides *et al.*, 2007):

- mineralogia – umożliwi właściwe dobranie cieczy szczelinującej,
- nasycenie wodą – określenie potencjalnej produkcji wody,
- przepuszczalność pionowa i pozioma,
- porowatość,
- naturalne zeszczelinowanie,
- własności mechaniczne skał.

W swym składzie mineralogicznym łupki ilaste zawierają znaczną ilość minerałów ilastych takich jak smektyt, co powoduje, iż są „wrażliwe” na wodę (pęcznienie ilów). Powodowało to znaczne ograniczenia w stosowaniu wody do szczelinowania. W początkowym okresie stosowania zabiegu na łupkach jako płynu szczelinującego używano piany na bazie azotu i dwutlenku węgla. W rezultacie efektywność szczelinowa była niewielka, a koszt zabiegu znaczny. Od roku 1997 rozpoczęto z powodzeniem stosowanie na szeroką skalę cieczy szczelinujących na bazie wody z dodatkami chemicznymi, potocznie nazywanych „slickwater”, znacząco podnosząc efektywność zabiegu. Głównymi dodatkami są reduktory tarcia, środki bakteriobójcze, inhibitory przeciwdziałające wytrącaniu się minerałów, akceptory żelaza i środki powierzchniowo czynne. Zastosowane dodatki mają na celu przede wszystkim zmniejszenie oporów przepływu i lepkości zatłaczanej cieczy szczelinującej oraz przeciwdziałanie niepożądanym reakcjom chemicznym. Umożliwiło to tłoczenie znacznych ilości cieczy z dużymi wydatkami, a co za tym idzie tworzenie szczelin o znacznym zasięgu. Powodzenie technologii szczelinowania z użyciem wody w niekonwencjonalnych złożach gazu związane jest z kilkoma czynnikami (Schein, 2004–2005):

- w złożach o bardzo niskiej przepuszczalności długość szczeliny jest parametrem kluczowym, natomiast jej szerokość jest mniej istotna w aspekcie jej późniejszej eksploatacji,
- powierzchnie szczelin są nierówne, co powoduje, że nawet po zaciśnięciu szczelina może być przepuszczalna,
- system naturalnych szczelin wspomaga przepływ gazu do odwiertu,
- stosowanie klasycznych żelowanych cieczy szczelinujących stwarza problemy z oczyszczeniem szczeliny po zabiegu.

Aby ten rodzaj szczelinowania przyniósł pozytywne efekty, złożo musi spełniać pewne kryteria, charakteryzujące jego własności (Schein, 2004–2005):

- Skała względnie „sucha” nasycona gazem. Wysokie nasycenie wodą może powodować blokowanie por skały.
- Bardzo niska przepuszczalność – możliwość uzyskania dużej powierzchni szczelin przy niskiej ucieczce cieczy szczelinującej do matrycy skalnej.
- System naturalnych szczelin.