

4. Wirkungsbereich und Einsatzgrenzen der Stimulationsverfahren

4.1. Tensid- und Säurewanne

Unter einer Tensid- bzw. Säurewanne versteht man das Einzirkulieren von neutralen Tensidlösungen bzw. von schwachsauren wässrigen Lösungen mit Tensiden durch den Steigrohrstrang bis in das Perforationsintervall. Zweck dieses Stimulationsverfahrens ist

- die Beseitigung der sich während der Förderung im Steigrohrstrang und im Perforationsintervall gebildeten karbonatischen Ablagerungen
- die Beseitigung von Verschmutzungen im Perforationsintervall, wie die Filterkruste nach der Perforation oder nach Totpumparbeiten

Die Gemische werden mehrmals am Perforationsintervall vorbeigepumpt. Die Reaktionszeit ist von der Art und der Konzentration der verwendeten Tenside und Säuren abhängig, überschreitet aber im allgemeinen zwei Stunden nicht.

4.2. Formationswaschung

4.2.1. Definition

Als Formationswaschung bezeichnet man das Verpressen von schwachen Säurelösungen mit Tensiden, ölbasischen Flüssigkeiten mit Tensiden und von organischen Lösungsmitteln, die gute dispergierende und demulgierende Eigenschaften haben. Der Wirkungsbereich der Formationswaschungen umfaßt die Beseitigung von Zuflußhemmungen durch den Filterkuchen der Spülung, Spülungs- und Zementfiltrate, Emulsionen, Verschlammungen und Tonschwelungen.

Der Zusatz von Alkoholen (Isopropanol, Methanol) ist möglich /2/.

4.2.2. Wirkungsweise von Tensiden

Tenside sind komplexe organische Verbindungen, die bei der Stimulation von Erdöl- und Erdgassonden folgende Funktionen zu erfüllen haben /5/:

- Verringerung der Oberflächenspannung zwischen Säuregemisch und Gas (Bild 6)
- Verringerung der Grenzflächenspannung zwischen Säuregemisch und Erdöl
- Verminderung der Korrosion von Säure an Stahl

- Verhinderung der Emulsionsbildung zwischen Säure und Erdöl bzw. Brechung bestehender Emulsionen
- Erhöhung der Stabilität von Ton-, Schwerspat- und sonstigen Suspensionen
- Verzögerung der Reaktion zwischen Säurelösung und Gestein

Die Wirksamkeit der grenzflächenaktiven Stoffe bei Stimulationen setzt voraus, daß sie bei den gegebenen Druck- und Temperaturbedingungen chemisch stabil und in der Behandlungsflüssigkeit löslich oder dispergierbar sind.

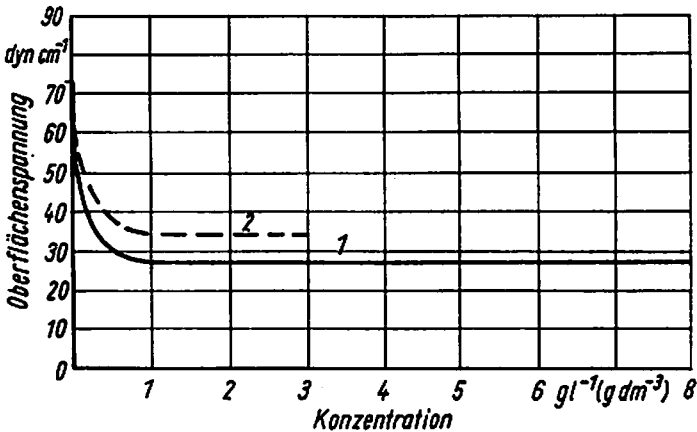


Bild 6. Verringerung der Oberflächenspannung von Wasser durch oberflächenaktive Stoffe (Tenside)
 1 nichtionogenes Tensid
 2 kationogenes Tensid

4.2.3. Anwendungsbereiche von Formationswaschungen

Formationswaschungen werden gegenwärtig mit folgender Zielstellung ausgeführt:

- Beseitigung von bohrlochnahen Schädigungen durch Filtrate und Spülungskrusten in gasführenden silikatischen Speichern
- Behandlungsflüssigkeiten: geringkonzentrierte Säuregemische, Tenside, Inhibitoren
- Behandlungsvolumen: 0,5 m³ je Meter Behandlungsintervall

- Beseitigung von bohrlochnahen Schädigungen durch Filtrate und Spülungskrusten in erdölführenden karbonatischen Speichergesteinen

Behandlungsflüssigkeiten: geringkonzentrierte Säuregemische, Tenside, Inhibitoren

Behandlungsvolumen: $0,5 \text{ m}^3$ je Meter Behandlungsintervall

4.3. Säurebehandlungen

4.3.1. Definition

Unter einer Säurebehandlung versteht man das Verpressen von höherkonzentrierten Gemischen organischer oder anorganischer Säuren mit Tensiden sowie von Säureemulsionen und Säuregelen. Zum Schutz der Rohrtour und des Steigrohrstranges ist die Verwendung eines Inhibitors erforderlich.

Zweck der Behandlung ist die Beseitigung von Zuflußhemmungen sowie die Verbesserung der primär vorhandenen Permeabilität durch Lösen des Gesteins an den Rißflächen und in den Porenkanälen.

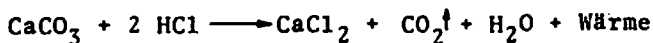
Eine Kluftsäuerung liegt bei einer Säurebehandlung vor, wenn der Injektionsdruck so hoch ist, daß primär vorhandene Klüfte geöffnet oder künstliche erzeugt werden. Das Gestein wird an den Kluftflächen gelöst, wobei infolge der Inhomogenität des Gesteines Rippen stehen bleiben. Aus diesem Grund schließen sich die Klüfte bei Entlastung nicht vollständig und bilden hochpermeable Fließwege. Kluftsäuerungen werden in karbonatischen Speichern durchgeführt.

Eine Matrixsäuerung liegt dann vor, wenn der Injektionsdruck nicht zum Aufbrechen des Speichers ausreicht. Die Säure fließt durch die Porenkanäle und löst das Gestein von den Porenwänden. Matrixsäuerungen erfolgen im allgemeinen in permeablen silikatischen Speichern.

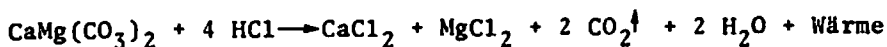
4.3.2. Chemische Reaktionen

Karbonatische oder karbonathaltige Speicher reagieren mit Salzsäure wie folgt:

- Kalkstein, Kalzit:



- Dolomit:



Die Reaktionsprodukte CaCl_2 und MgCl_2 sind in Wasser leicht löslich. Die dabei entstehenden Laugen haben eine Dichte von 1,2 bis $1,3 \text{ g cm}^{-3}$ und eine höhere Viskosität als Wasser.

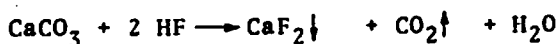
Um die Ausfällung von Salzen sowie von gelatinösem Eisenhydroxid und damit eine sekundäre Blockierung des Speichers zu vermeiden, soll möglichst ein gewisser Restsäuregehalt bei der Rückförderung der abreagierten Säuregemische beibehalten werden. Das kann durch die Einarbeitung von schwachen organischen Säuren, z. B. Essigsäure oder Zitronensäure, in die Behandlungsflüssigkeiten oder die Reduzierung der Reaktionszeiten realisiert werden.

Silikatische Speicher bestehen aus Quarz, Tonmineralen sowie Feldspat und untergeordnet aus Karbonaten. Diese Speicher werden mit Salzsäure (je nach Art der Schädigung) und mit Gemischen aus Salzsäure und Flußsäure behandelt.

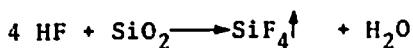
Der Reaktionsablauf der Salzsäure-Flußsäure-Gemische mit den Bestandteilen silikatischer Speicher ist sehr komplex und kann im folgenden nur schematisch erläutert werden /6/.

- Die Reaktion der Flußsäure mit den fast immer vorhandenen Karbonaten verläuft wesentlich schneller als mit Silikaten.

Dabei entstehen schwerlösliche Fluoride (z. B. Flußspat)



- Die Reaktion der Flußsäure mit Silikaten erfolgt in mehreren Etappen:



Das gasförmige SiF_4 löst sich in der wässrigen Phase unter Bildung der Fluorokieselsäure. Die Fluorokieselsäure kann mit den Kationen der wässrigen Phase bzw. mit Oxiden, Hydroxiden und Karbonaten des Speichers Fluorosilikate bilden. Von diesen Salzen sind Kaliumfluorosilikat K_2SiF_6 und Natriumfluorosilikat Na_2SiF_6 schwer löslich. Sie fallen in gelatinöser Form aus und können zu Blockierungen führen.

4.3.3. Säurekonzentration und Reaktionszeit

- Karbonatische Speicher

Die Reaktionsgeschwindigkeit von Salzsäure mit Karbonaten ist abhängig:

- von der Temperatur. Bei einer Temperaturerhöhung von 10°C verringert sich die Reaktionszeit je nach dem Charakter der reagierenden Stoffe in der Regel um das 2 bis 4fache /7/.
- vom Druck. Eine Druckerhöhung bewirkt eine Verringerung der Reaktionsgeschwindigkeit.
- von der Gesteinsart. Mit Kalkstein reagiert Salzsäure dreimal schneller als mit Dolomit /8/.
- von der Säurekonzentration. Die Reaktionszeit 28%iger Salzsäure ist z. B. 5mal größer als die von 15%iger Salzsäure unter gleichen Bedingungen /8/.

Die Vielfalt der Einflußfaktoren macht die laborative Ermittlung der Reaktionszeiten unter den konkreten Druck- und Temperaturbedingungen erforderlich. Wenn laborative Tests nicht möglich sind, sind bei der Festlegung der Reaktionszeiten entsprechende Korrekturfaktoren zu berücksichtigen (Bilder 7 bis 9).

Bei der Säurebehandlung von karbonatischen Speichern hat sich inzwischen die Anwendung konzentrierter Salzsäure (28%) durchgesetzt. Die Vorteile bestehen vor allem in der Erhöhung der

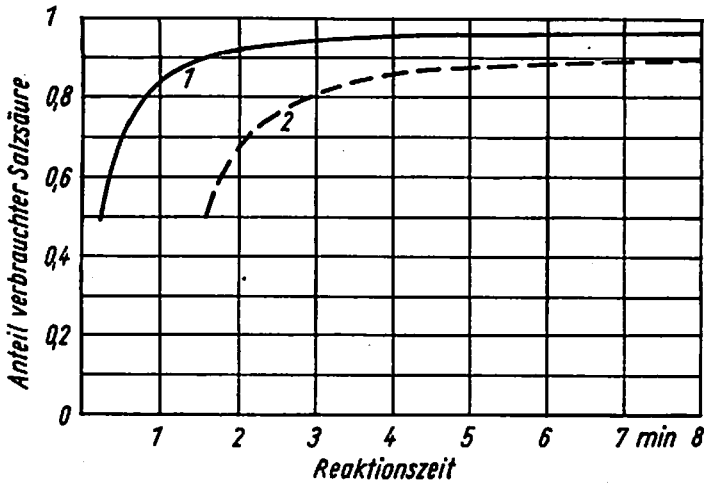


Bild 7. Reaktionszeit 15%iger Salzsäure an karbonatischem Gestein bei einer Temperatur von 20 °C und einem Druck von 1 at (etwa 0,1 MPa)
 1 Kalkstein 2 Dolomit

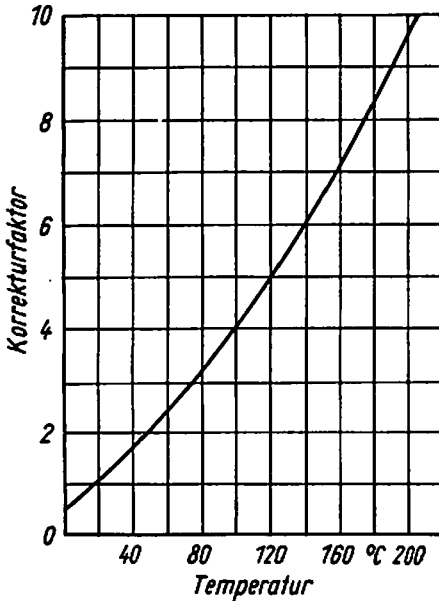


Bild 8
 Korrekturfaktor der Reaktionszeit 15%iger Salzsäure an karbonatischen Gesteinen zur Berücksichtigung der Behandlungstemperatur

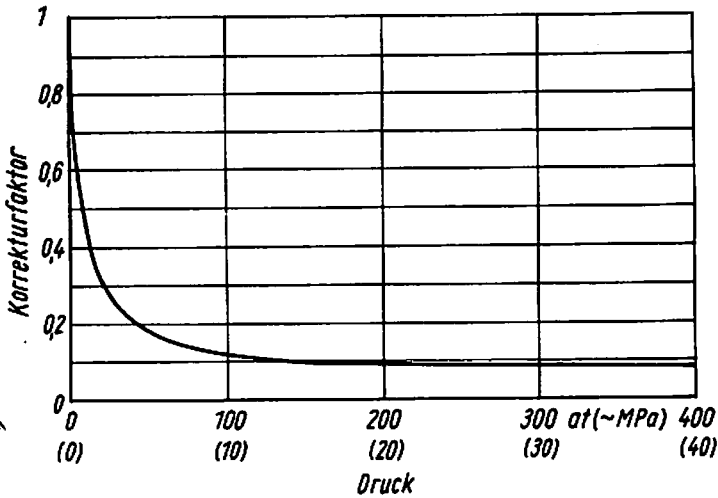


Bild 9. Korrekturfaktor der Reaktionszeit von 15%iger Salzsäure an karbonatischen Gesteinen zur Berücksichtigung des Behandlungsdruckes

Permeabilität bei der Kluftsäuerung und in einer Vergrößerung der Eindringtiefe /8/. Bei der Anwendung dieser Säure muß jedoch berücksichtigt werden, daß es bei Vorhandensein hochmineralisierter Lagerstättenwässer zu Ausfällungen durch Überschreiten des Löslichkeitsproduktes kommen kann.

Verzögernd auf die Reaktionsgeschwindigkeit von Salzsäure wirken sich aus:

- der Zusatz von oberflächenaktiven Stoffen /10/
- der Zusatz von Kalziumchlorid /10/
- die Anwendung von Säure-Öl-Emulsionen (Bild 10)
- der Einsatz vergellter Säuregemische
- die Abkühlung der Sonde und des Speichergesteins mittels verflüssigten technischen Gasen, wie CO_2 oder N_2 /11/

- Silikatische Speicher

Die Reaktionsgeschwindigkeit von Salzsäure-Flußsäure-Gemischen in silikatischen Speichern ist abhängig /6/:

- von der Säurekonzentration
- von der Gesteinszusammensetzung. Die Reaktionsgeschwindigkeit von Flußsäure nimmt in der Reihenfolge Karbonat-Ton-Quarz ab.

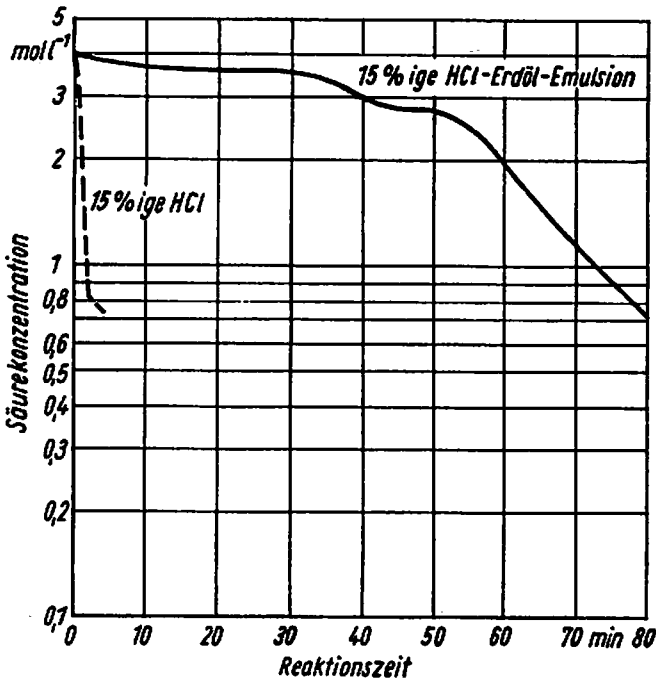


Bild 10
 Vergleich der Reaktionszeiten von 15%iger Salzsäure mit einer Salzsäure-Erdöl-Emulsion an Dolomit bei einer Temperatur von 70 °C und einem Druck von 1 at (etwa 0,1 MPa)

- von der Temperatur. Eine Temperaturerhöhung von 30 °C bewirkt eine Verdoppelung der Reaktionsgeschwindigkeit.
- vom Druck. Im Gegensatz zur Reaktion von Salzsäure in karbonatischen Gesteinen wird die Reaktionsgeschwindigkeit von Flußsäure in silikatischen Speichern beschleunigt.

Insgesamt gesehen ist die Reaktionszeit von Salzsäure-Flußsäure-Gemischen bei der Säurebehandlung silikatischer Speicher größer als bei Säurungen karbonatischer Speicher mit Salzsäuregemischen.

Bei der Säurebehandlung silikatischer Speicher sind folgende Besonderheiten zu berücksichtigen /6/:

- Fließt ein Salzsäure-Flußsäure-Gemisch durch einen Sandsteinkern, so resultiert daraus eine charakteristische Änderung der Permeabilität in Abhängigkeit von der durchströmten Säuremenge. Die Permeabilität des Kernes fällt zunächst ab, durchläuft ein Minimum und steigt wieder an, um bei einem bestimmten Säure-

volumen die Ausgangspermeabilität zu erreichen. Von hier erhöht sich die Permeabilität meist beachtlich, um dann nur noch gering anzusteigen (Bild 11).

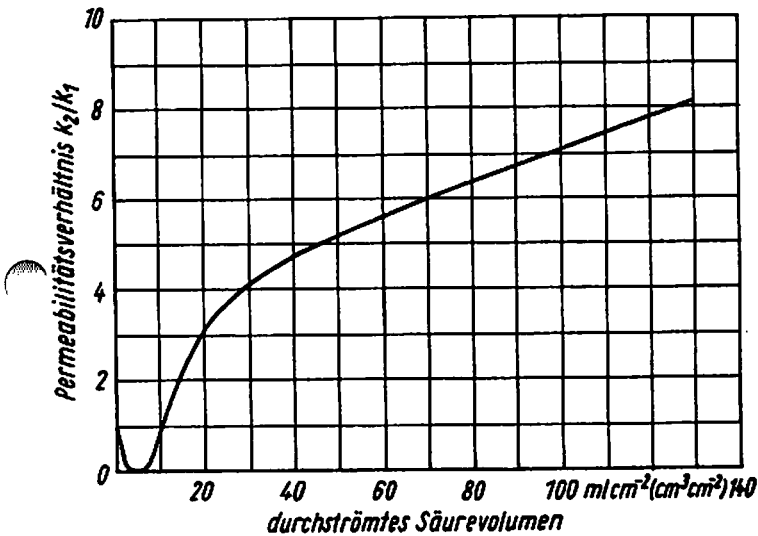


Bild 11. Permeabilität eines Sandsteinkernes als Funktion des durchströmten Volumens eines Salzsäure-Flußsäure-Gemisches

k₁ Permeabilität zu Stickstoff vor der Behandlung

k₂ Permeabilität zu Stickstoff nach der Behandlung

Diese Erscheinung hat einen unmittelbaren Einfluß auf die Planung von Salzsäure-Flußsäure-Behandlungen, denn das Säurevolumen muß so gewählt werden, daß die nachgewiesene Permeabilitätsverminderung erst in größerer Entfernung von der Sonde auftritt.

Der Behandlung mit großen Volumina von Salzsäure-Flußsäure-Gemischen steht gegenüber, daß die Gesteinsfestigkeit mit zunehmendem Säurevolumen abnimmt. Die Abnahme der Gesteinsfestigkeit kann soweit gehen, daß das Gestein völlig zusammenbricht (Bild 12). Typisches Zeichen einer solchen Übersäuerung ist der deutliche Abfall der Förderrate. Die Ermittlung des optimalen Säurevolumens und der Säurekonzentration muß laborativ erfolgen.

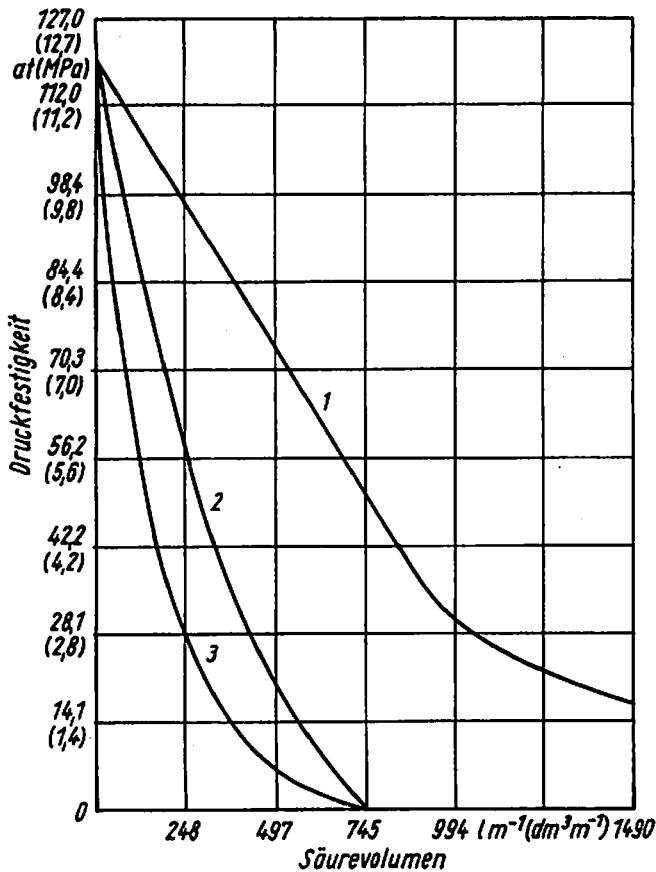


Bild 12. Beispiel für die Abnahme der Gesteinsfestigkeit als Funktion des Volumens und der Konzentration verschiedener Salzsäure-Flußsäure-Gemische

- 1 7,5% HCl, 2,5% HF
- 2 10,0% HCl, 5,0% HF
- 3 12,0% HCl, 0% HF

4.3.4. Korrosionsschutz

Erhebliche Probleme bei der Säurebehandlung von karbonatischen und silikatischen Speichergesteinen bereitet der Schutz der Produktionsrohrtour und des Förderstranges vor der Zerstörung durch die Säure. Insbesondere führt Salzsäure zu dem sogenannten "Lochfraß".

Der Grenzwert der maximal zulässigen Korrosion ist umstritten. Er reicht von 80 bis 600 $\text{g m}^{-2} \text{h}^{-1}$. Die Praxis der Säurebehandlungen in der DDR hat ergeben, daß bei einer Korrosionsrate von 80 bis 100 $\text{g m}^{-2} \text{h}^{-1}$ ein ausreichender Schutz bei Erdöl- und Erdgassonden gegeben ist. Um diesen Grenzwert nicht zu überschreiten, ist der Zusatz eines oder mehrerer Inhibitoren (Korrosionsschutzmittel) zu den Behandlungsflüssigkeiten erforderlich (Bilder 13 und 14).

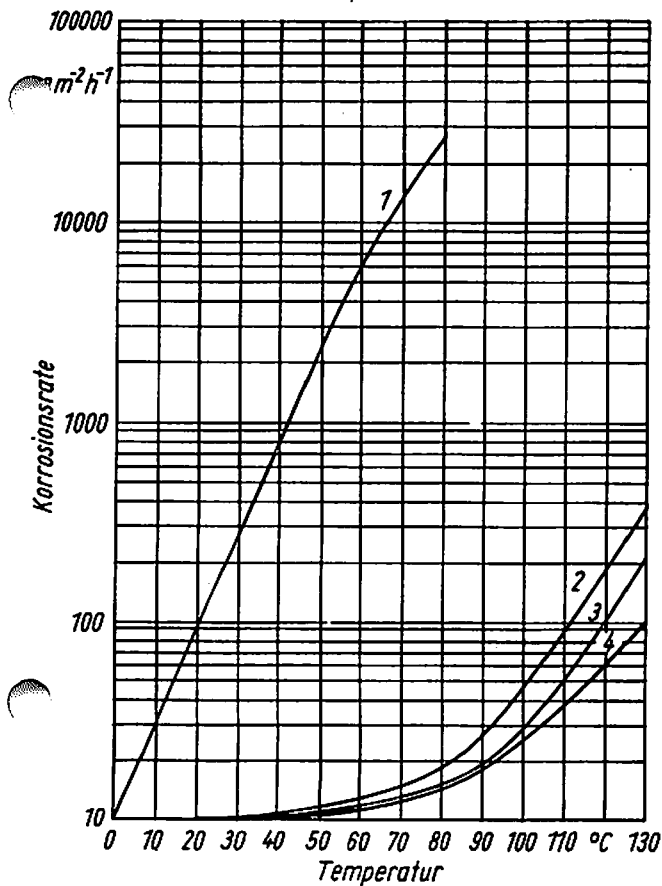


Bild 13. Korrosionsraten von Salzsäuregemischen an Stahl in Abhängigkeit von der Temperatur

- 1 10% HCl
- 2 10% HCl, Tensid
- 3 15% HCl, Tensid, organischer Inhibitor
- 4 10% HCl, Tensid, organischer Inhibitor

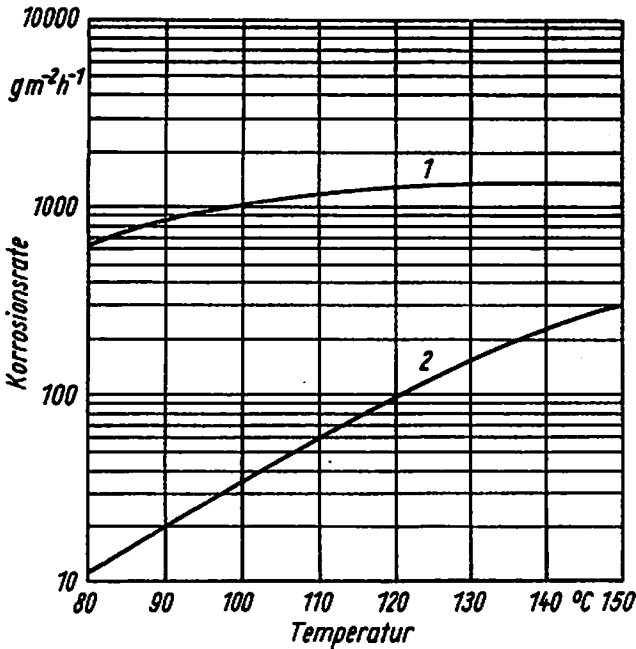


Bild 14. Korrosionsraten von Salzsäure-Flußsäure-Gemischen an Stahl in Abhängigkeit von der Temperatur

1 10% HCl, 5% HF

2 10% HCl, 5% HF, organisches Inhibitorgemisch

Es soll hier darauf hingewiesen werden, daß die Behandlungsflüssigkeiten relativ kalt injiziert werden und sich vom Bohrlochkopf bis zur Bohrlochsohle in Abhängigkeit von der Injektionsrate und der Installation der Sonde allmählich erwärmen.

Es stehen Berechnungsunterlagen zur Ermittlung der Temperaturprofile bei der Injektion kalter Stimulationsflüssigkeiten zur Verfügung.

Die Gültigkeit dieser mathematischen Beziehungen wurde durch Temperaturmessungen an der Bohrlochsohle während der Injektion von Behandlungsflüssigkeiten nachgewiesen.

4.3.5. Die Eindringtiefe der Säuregemische

Nach HENDRICKSON /13/ kann die Eindringtiefe der Säuregemische wie folgt berechnet werden:

- Kluftsäuerung:

$$r_E = \sqrt{\frac{5 i t_i}{3 n w \pi} + r_w^2} \quad (1)$$

r_E Eindringtiefe in den Speicher in m

i Injektionsrate in $m^3 \text{ min}^{-1}$

t Injektionszeit in s

w Kluftweite in cm

r_w Bohrlochradius in m

n Anzahl der Klüfte

- Matrixsäuerung:

$$r_E = \sqrt{\frac{i t_i}{60 \pi \rho} + r_w^2} \quad (2)$$

ρ Nutzporosität des Speichers (Dezimale)

Die Auswertung der bisher durchgeführten Säurebehandlungen hat ergeben, daß vorzugsweise die hochpermeablen Speicherbereiche, die bereits überwiegend an der Förderung beteiligt waren, in ihrer Abgabefähigkeit verstärkt wurden. Dieser Nachweis wurde mit Hilfe von Flowmetermessungen vor und nach Säurebehandlungen erbracht (Bild 15). Das heißt letztlich, daß die Behandlungsflüssigkeiten ungleichmäßig in den inhomogenen Speicher eindringen.

Um eine Optimierung von Säurebehandlungen hinsichtlich der Eindringtiefe und der erforderlichen Volumina zu ermöglichen, ist die gleichmäßige Beeinflussung des zu behandelnden Intervalls eine der wesentlichen technologischen Forderungen. Dieses Ziel kann durch eine zeitweise oder temporäre Blockierung der hochpermeablen Bereiche annähernd erreicht werden. Die Stoffe oder Stoffsysteme, mit denen diese Aufgabe realisiert werden kann, sind:

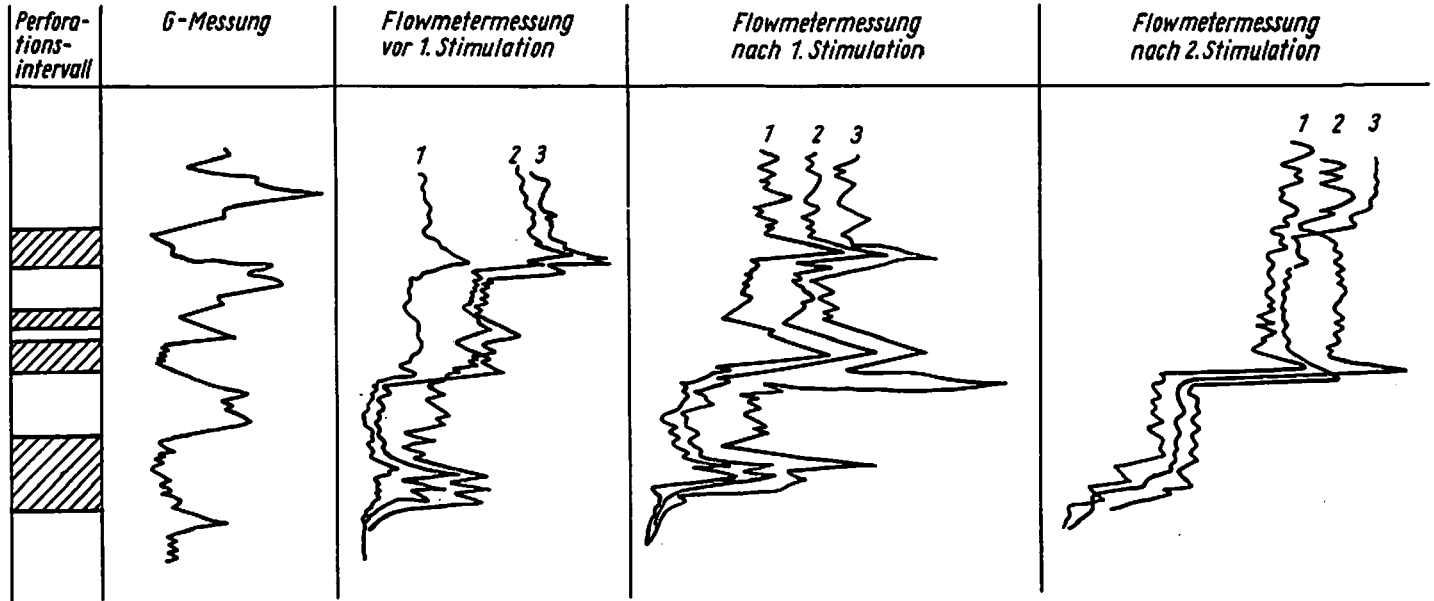


Bild 15. Flowmetermessungen vor und nach Säurebehandlungen in inhomogenen Speichergesteinen
1, 2, 3 Zufluß bei verschiedenen Depressionen

- viskose Lösungen (Gele, Emulsionen)
- kolloid- oder grobdisperse Suspensionen fester Partikel
- Kugeln zum Verschließen von Perforationsöffnungen

Je nach dem Ort der Blockierung des Flüssigkeitsstromes in den Speicher kann folgende Einteilung der temporär blockierenden Medien vorgenommen werden /14/:

- zielgerichteter Verschuß bestimmter Perforationsöffnungen mit Hilfe von Kugeln
- Abdichten an der Grenzfläche Sonde/Speichergestein durch Diverting Agents (Ablenkungsagentien)
- Abdichten an der Grenzfläche Kluft/Matrix durch Fluid Loss Additives (FLA) - Zusätze zur Verringerung des Flüssigkeitsverlustes

4.3.6. Anwendungsbereiche von Säurebehandlungen

Säurebehandlungen werden gegenwärtig mit folgender Zielstellung ausgeführt:

- Erhöhung der primären Permeabilität in karbonatischen Speichern
Behandlungsflüssigkeiten:
 - höherkonzentrierte Salzsäuregemische mit Tensiden und Inhibitoren
 - Säure-Öl-Emulsionen
 Behandlungsvolumina: 5 bis 20 m³ je Meter Behandlungsintervall
- Beseitigung von Feststoffblockierungen in silikatischen Speichern
Behandlungsflüssigkeit: Salzsäuregemische mit Tensiden und Inhibitoren
Behandlungsvolumina: 1 bis 2 m³ je Meter Behandlungsintervall
- Erhöhung der primären Permeabilität von silikatischen Speichern
Behandlungsflüssigkeiten: Salzsäure-Flußsäuregemische mit Tensiden

Behandlungsvolumina: 1 bis 10 m³ je Meter Perforationsintervall

- Laborative Untersuchungen haben ergeben, daß in gering-permeablen silikatischen Speichergesteinen (bis 1 mD) Säurebehandlungen mit einem Salzsäure-Flußsäuregemisch keine Erhöhung der primären Permeabilität bewirken, sondern zu einer totalen Verstopfung des Speichergesteins führen können.

4.4. Die hydraulische Rißbildung (Hydrofrac, Fracbehandlung)

4.4.1. Definition

Unter dem hydraulischen Aufbrechen von Speichern (hydraulische Rißbildung, Hydrofrac, Fracbehandlung) versteht man das Öffnen vorhandener oder die Bildung neuer Klüfte im Speichergestein mit Hilfe des hydraulischen Druckes. Die erzeugten oder geweiteten Klüfte werden mit einem Stützmaterial, das einem Teil der zum Erzeugen oder Öffnen der Risse notwendigen Fracflüssigkeit oder einer speziellen Trägerflüssigkeit zugegeben wird, aufgefüllt. Nach Druckentlastung verhindern die Stützmaterialien ein Schließen der Risse durch den Gebirgsdruck bzw. dessen horizontalen Komponenten. Die Risse stellen somit gegenüber dem umgebenden geringpermeablen Speichergestein hochpermeable Fließwege zur Erzielung bzw. Verbesserung des Zuflusses des Schichtmediums zum Bohrloch oder zur Erhöhung des Aufnahmevermögens einer Injektionssonde dar.

4.4.2. Mechanismus der hydraulischen Rißbildung

Laut Definition muß der hydraulische Druck in der Bohrung größer sein als der Gebirgsdruck bzw. dessen Komponenten, als der Lagerstättendruck und die Zugfestigkeit des Gesteins. Um den Aufbrechdruck zur Erzeugung der Risse und die Richtung der Risse einschätzen zu können, muß die Wechselwirkung dieser Spannungen bekannt sein.

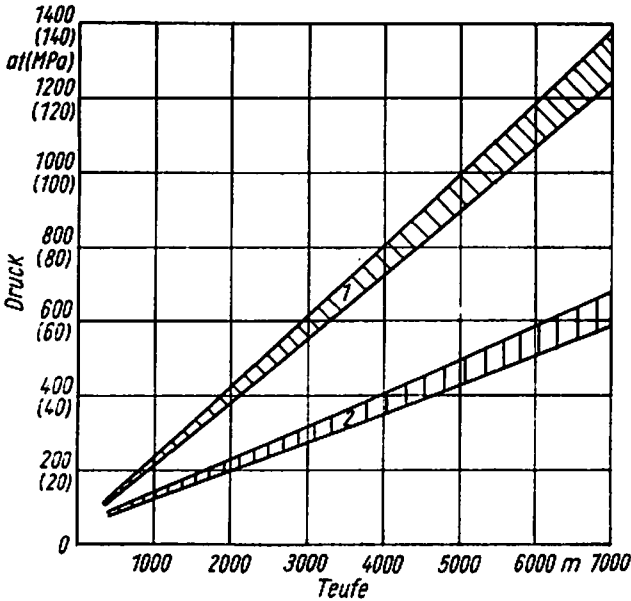


Bild 16. Theoretische Drücke bei vertikaler Rißbildung in Abhängigkeit von der Teufe
 1 statischer Sohlendruck während der Rißbildung
 2 statischer Kopfdruck während der Rißbildung

4.4.2.1. Spannungsverhältnisse im Speichergestein

Der primäre Spannungszustand wurde bereits definiert (s. Bild 4). Es wird vorausgesetzt, daß diese primären Spannungen σ_x , σ_y und σ_z Hauptspannungen und damit die angegebenen Koordinatenrichtungen Hauptrichtungen sind. Es gilt dann:

$$\left. \begin{aligned}
 \sigma_z &= \sigma_I && \text{vertikale Hauptspannung} \\
 \sigma_x &= \sigma_{II} \\
 \sigma_y &= \sigma_{III}
 \end{aligned} \right\} \text{ horizontale Hauptspannungen} \quad (3)$$

Die vertikale Hauptspannung σ_I kann aus dem Oberlagerungsdruck des Gebirges berechnet werden.

$$\sigma_I = \text{grad } \sigma_I h_s \quad (4)$$

σ_I vertikale Hauptspannung durch den Oberlagerungsdruck des Gebirges in kp cm^{-2}

grad σ_I Gradient der vertikalen Hauptspannung durch den Überlagerungsdruck in $\text{kp cm}^{-2} \text{ m}^{-1}$

h_s Teufe des Speichers in m

Für das Sedimentationsbecken nördlich des Hauptabbruches gilt:

$$\text{grad } \sigma_I = 0,250 \text{ kp cm}^{-2} \text{ m}^{-1} \quad (5)$$

Die horizontalen Hauptspannungen σ_{II} und σ_{III} lassen sich aus σ_I nur unter zahlreichen Annahmen berechnen. Prinzipiell gilt jedoch:

- allgemeiner Fall:

$$\sigma_{III} < \sigma_{II} < \sigma_I \quad (6)$$

- Sonderfälle:

$$\sigma_{III} < \sigma_{II} > \sigma_I \quad \text{bei ausgeprägten Antiklinalen} \quad (7)$$

$$\sigma_{III} = \sigma_{II} < \sigma_I \quad \text{bei Isotropie der Spannungen in horizontaler Ebene} \quad (8)$$

In porösen oder geklüfteten Speichern, in denen sich flüssige oder gasförmige Medien unter einem bestimmten Druck befinden, wirkt sich dieser Druck entgegen dem Überlagerungsdruck aus. Die entstehenden Spannungen werden als effektive Hauptspannungen bezeichnet.

$$\sigma_1 = \sigma_I - k p_p \quad (9)$$

$$\sigma_2 = \sigma_{II} - k p_p \quad (10)$$

$$\sigma_3 = \sigma_{III} - k p_p \quad (11)$$

σ_1 effektive vertikale Hauptspannung
 σ_2, σ_3 effektive horizontale Hauptspannungen
 p_p Porendruck (Lagerstättendruck, Schichtdruck)
 k Faktor
für permeablen Sandstein: $k = 1$
für Kalkstein: $k = 0,85$

Unter den Voraussetzungen eines elastischen Deformationsverhaltens des Speichergesteines und der Isotropie der effektiven horizontalen Hauptspannungen sind folgende Beziehungen gültig:

$$\sigma_3 = 0,25 \dots 0,33 \sigma_1 \quad (12)$$

Analog sind die effektiven Hauptspannungen unter Verwendung von Polarkoordinaten /16/:

$$\sigma_r = \sigma_3 \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2}\right) \quad (13)$$

$$\sigma_\rho = \sigma_3 \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right)$$

σ_r	effektive Radialspannung in kp cm^{-2}
σ_ρ	effektive Tangentialspannung in kp cm^{-2}
σ_3	kleinste effektive Horizontalspannung in kp cm^{-2}
r_w	Bohrlochradius in cm
r	Entfernungen eines beliebigen Punktes im porösen Medium von der Sondenachse in cm

Für $r = r_w$ ergibt sich:

$$\sigma_\rho = 2 \sigma_3 \quad (14)$$

$$\sigma_r = 0$$

Bei einer Entfernung von der Bohrung in der Größenordnung des 4- bis 5fachen des Bohrlochradius wird der Spannungszustand im Gebirge durch das Vorhandensein des Hohlraumes nur noch untergeordnet beeinflusst /13/. Das heißt, daß die Rißorientierung (vertikale oder horizontale Rißbildung) in der Sondennähe durch die effektiven Spannungen an der Bohrlochwandung bestimmt wird. Diese Rißorientierung kann sich jedoch als Funktion des Spannungszustandes im Speicher ändern.

4.4.2.2. Mechanische Eigenschaften der Speichergesteine

Bei der Planung von Fracbehandlungen wird vorausgesetzt, daß die betreffenden Speichergesteine ein elastisches Spannungs-Deformations-Verhalten aufweisen. In den meisten Fällen ist diese Annahme gerechtfertigt.

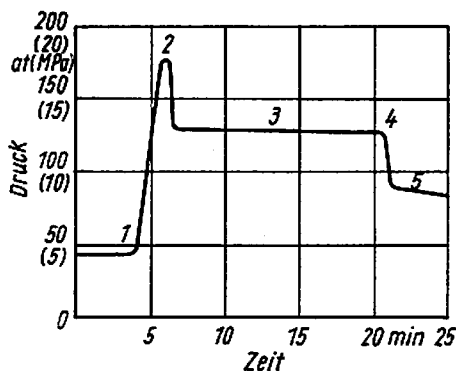


Bild 17
Theoretische Entwicklung
des Injektionsdruckes
während der Fracbehandlung
1 Pumpbeginn
2 Aufbrechdruck (Rißerzeugung)
3 Rißausdehnungsdruck
4 Pumpenstop
5 Schließdruck

Zur Charakterisierung der mechanischen Eigenschaften des Speichergesteins dienen:

- der statische Elastizitätsmodul E in kp cm^{-2}
- die Querdehnungszahl ν
- die einachsige Druckfestigkeit σ_D in kp cm^{-2}
- die Zugfestigkeit σ_Z in kp cm^{-2} (ermittelt nach der Brasilianischen Methode) sowie
- die Kompressibilität C_b in at^{-1}

Die wichtigsten Zahlenangaben sind in Tabelle 2 zusammengestellt /15/. Nach /15/ besteht für Speichergesteine eine genügend genaue Korrelation zwischen dem Elastizitätsmodul und der Druckfestigkeit.

Sandstein: $E = 260 \sigma_D + 50\,000$

Kalkstein: $E = 400 \sigma_D + 100\,000$

E statischer Elastizitätsmodul in kp cm^{-2}

σ_D einachsige Druckfestigkeit in kp cm^{-2}

Tabelle 2. Mechanische Eigenschaften einiger Speichergesteine /15/

Gesteinstyp	statischer Elastizitätsmodul E		Quer- dehnungszahl ν	einachsige Druckfestigkeit σ_D	Zugfestig- keit σ_Z	Kompressi- bilität C_b
	in kp cm ⁻²			in kp cm ⁻²	in kp cm ⁻²	in cm ² kp ⁻¹
wenig verfestigter Sandstein	10000...	50000	0,15...0,25	300... 400	-	20...30
tonhaltiger Sandstein	50000...	100000	0,20...0,30	300... 400	-	20...30
Mergel mit Kalkstein	60000...	100000	0,40...0,45	100... 200	110... 15	3... 6
verfestigter Sandstein	200000...	300000	0,20...0,30	600... 700	30... 50	3... 6
sehr verfestigter Sandstein	300000...	500000	0,15...0,25	1000	30... 50	3... 6
harter Sandstein	500000...	1000000	0,20...0,30	1500...2000	100...150	3... 6

4.4.2.3. Ermittlung des Aufbrechdruckes p_A an der Bohrlochsohle

Die Größe des Aufbrechdruckes ist abhängig:

- vom Spannungszustand im Speicher und damit vom Grad des Abbaues der Lagerstätte
- von den mechanischen Eigenschaften des Speichergesteines
- von der Mobilität der injizierten Aufbrechflüssigkeit (filtrierend oder nichtfiltrierend)
- von der Art der Perforation (verrohrte Sonden mit einer großen Anzahl von Perforationsöffnungen und verrohrte Sonden - radialsymmetrische Bedingungen; verrohrte Sonden mit einer oder im Abstand von mehreren Metern befindliche Perforationsöffnungen - sphärisch-symmetrische Bedingungen).

Die mathematischen Beziehungen zur Ermittlung des Aufbrechgradienten für radialsymmetrischen Fluß und filtrierende Flüssigkeit (die häufigsten praktischen Grenzbedingungen) lauten:

- horizontaler Riß

$$p_{Ah} = (\sigma_1 + \sigma_{zv}) + p_p \quad (15)$$

- vertikaler Riß:

$$p_{Av} = \frac{1}{1 + \nu} (2\sigma_3 + \sigma_{zh}) + p_p \quad (16)$$

p_{Ah}	Aufbrechdruck bei horizontaler Rißbildung in kp cm^{-2}
p_{Av}	Aufbrechdruck bei vertikaler Rißbildung in kp cm^{-2}
σ_1	effektive vertikale Hauptspannung in kp cm^{-2}
σ_3	effektive horizontale Hauptspannung in kp cm^{-2}
	$(2\sigma_3 + \sigma_p)$
σ_{zh}	Zugfestigkeit des Speichergesteins in horizontaler Richtung in kp cm^{-2}
σ_{zv}	Zugfestigkeit des Speichergesteins in vertikaler Richtung in kp cm^{-2} (auf Grund der Schichtung vernachlässigbar)
p_p	Porendruck (Lagerstättendruck, Schichtdruck) in kp cm^{-2}

4.4.2.4. Rißorientierung (vertikale oder horizontale Rißbildung)

Die Rißorientierung kann durch Vergleich der Gradienten für die horizontale und vertikale Rißbildung annähernd bestimmt werden (Quotient aus Aufbrechdruck und Teufe des Speichers).

Es gelten folgende Axiome (Bilder 18 und 19)

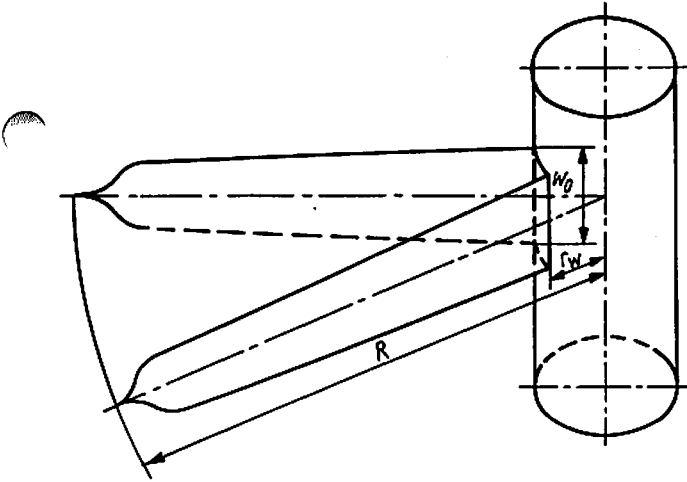


Bild 18
Ausbildung eines horizontalen Risses bei der hydraulischen Rißbildung
 R Rißradius
 w_0 maximale Rißweite

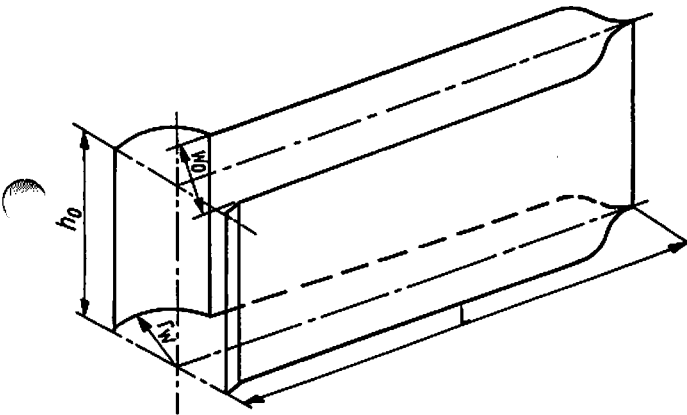


Bild 19
Ausbildung eines vertikalen Risses bei der hydraulischen Rißbildung
 r_w Bohrerlochradius
 w_0 maximale Rißweite
 h_0 Rißhöhe
 L Rißlänge

- Rißorientierung:

$g_A \cong 0,230 \dots 0,250 \text{ kp cm}^{-2} \cdot \text{m}$ horizontaler Riß

$g_A \cong 0,230 \text{ kp cm}^{-2} \cdot \text{m}$ vertikaler Riß

- In Teufen größer als 600 bis 800 m ist eine horizontale Rißbildung wenig wahrscheinlich.
- Unter besonderen Bedingungen (punktförmige Perforation, inelastische Speicher) ist eine horizontale Rißbildung in größerer Teufe möglich.
- In primär vertikal geklüfteten Speichern entstehen prinzipiell vertikale Risse.
- Vertikale Risse neigen immer dazu, sich gegen den höher gelegenen Teil des Speichers zu entwickeln.
- Eine undurchlässige Schicht (Ton, Mergel) von 3 bis 4 m Mächtigkeit begrenzt einen vertikalen Riß, falls diese Schicht nicht selbst vertikale Schwächezonen aufweist.
- Die Entwicklung mehrerer vertikaler oder horizontaler Risse in einer homogenen Schicht oder in Schichten unterschiedlicher Permeabilität ist ohne spezielle Technologien nicht möglich.
- Vertikale Risse entwickeln sich vorzugsweise symmetrisch zur Sonde.
- Horizontale Risse entwickeln sich in grober Näherung radial-symmetrisch.

4.4.3. Dimensionen der erzeugten Risse

Zur Berechnung der Abmessungen der erzeugten Risse wurden von LE TIRANT und DUPUY /16/ Gleichungssysteme erarbeitet, die sowohl die Filtration der Fracflüssigkeit aus dem Riß in die Gesteinsmatrix als auch die gesteinsmechanischen Eigenschaften des Speichers berücksichtigen. Die numerische Lösung dieser Gleichungen ist nur mittels Computer möglich.

Mit Hilfe dieser Gleichungssysteme ist nachgewiesen worden, daß die Abmessungen der Risse hauptsächlich von folgenden Parametern bestimmt werden:

- Volumen der injizierten Flüssigkeit
- Injektionsrate
- Filtration der Fracflüssigkeit aus dem RiB in die Matrix
(Bestimmung erfolgt laborativ)

Entscheidend ist das Verhältnis zwischen Injektionsrate und Filtrationskoeffizient bzw. Viskosität der Fracflüssigkeit. LE TIRANT u. a. /15/ haben diese Relation grafisch eindrucksvoll dargestellt.

Daraus lassen sich nachstehende Folgerungen ableiten:

- Je größer der Filtrationskoeffizient bzw. je kleiner die Viskosität der Fracflüssigkeit ist, desto größer muß die Injektionsrate sein, um die gleiche RiBausdehnung zu erhalten.

Mit größer werdender Injektionsrate steigen jedoch die Reibungsverluste im Behandlungsstrang exponential.

- Ist die Injektionsrate durch die hohen Reibungsverluste begrenzt, muß der Filtrationskoeffizient entsprechend klein bzw. die Viskosität der Fracflüssigkeit entsprechend groß gehalten werden.

Allgemein kann man sagen, daß die Abmessungen der hydraulisch erzeugten Risse folgende Größenordnung aufweisen:

- horizontale Risse: RiBbreite 2 bis 3 mm
RiBradius 10 bis 20 m
- vertikale Risse: RiBbreite 10 bis 15 mm
RiBlänge 50 bis 400 m

4.4.4. Fracflüssigkeiten

Fracflüssigkeiten dienen einmal zum Aufbrechen des Speichergesteines (Aufbrechflüssigkeit) und zum anderen zum Auffüllen der erzeugten Risse mit Stützmaterial (Trägerflüssigkeit). Zwischen Aufbrech- und Trägerflüssigkeit existiert keine scharfe Trennung, da ein Teil der Trägerflüssigkeit an der RiBausbreitung beteiligt ist. Als Aufbrech- und Trägerflüssigkeit kann man verschiedene Flüssigkeitstypen verwenden.

4.4.4.1. Anforderungen an eine Fracflüssigkeit

Eine Fracflüssigkeit (Trägerflüssigkeit) muß folgenden Anforderungen genügen:

- Die Filtration aus dem Riß in die Matrix des Speichers muß klein sein, da diese abfiltrierte Flüssigkeitsmenge an der weiteren Rißausdehnung nicht beteiligt ist. Der Filtrationskoeffizient ist abhängig von den Eigenschaften des Speichergesteines (Porosität, Permeabilität), des Schichtinhaltes (Viskosität, Kompressibilität), dem Differenzdruck zwischen Riß und Matrix und den Eigenschaften der Fracflüssigkeit. Er kann nur durch die Veränderung der Eigenschaften der Fracflüssigkeit (hohe Viskosität, Zusätze von Filtrationsverminderern) beeinflußt werden. Der Filtrationskoeffizient wird laborativ durch Tests am Kernmaterial bestimmt. Angestrebte Größenordnungen des Filtrationskoeffizienten:
 $C_2 = 2 \dots 20 \cdot 10^{-3} \text{ cm } \sqrt{\text{s}}^{-1}$
- Die Tragfähigkeit der Fracflüssigkeit muß so hoch sein, daß das Stützmaterial während der Fracbehandlung nicht auf der Bohrlochsohle ausfällt, sondern in den Riß transportiert wird. Eine unzureichende Tragfähigkeit führt zu einem vorzeitigen Abbruch der Fracbehandlung.
- Eine Verstopfung der Poren in der Gesteinsmatrix und damit eine dauerhafte Schädigung der Zuflußbedingungen muß vermieden werden.
- Ausfällungen bei Reaktionen bzw. beim Kontakt mit dem Lagerstätteninhalt oder dem Gestein und die Bildung von Emulsionen müssen vermieden werden. Verträglichkeitstests werden vor jeder Fracbehandlung im Labor durchgeführt.
- Die Reibungsverluste im Behandlungsstrang und in den Perforationsöffnungen müssen klein gehalten werden. Bei niedrigen Reibungsverlusten kann entweder die Injektionsrate erhöht werden, oder eine geforderte Injektionsrate wird mit einer geringeren Pumpleistung erreicht. Besonders bei Fracbehandlungen in großen Teufen kann der Arbeitsdruck der

Pumpfahrzeuge nicht mehr ausreichen. Die Reibungsverluste können durch die Wahl des Behandlungsstranges (möglichst große Dimensionen) und durch den Zusatz von Chemikalien verringert werden.

- Die Wirtschaftlichkeit der Fracflüssigkeit muß garantiert werden. Aus diesem Grunde werden in zunehmendem Maße wasserbasierte Fracflüssigkeiten verwendet.
- Die Fracflüssigkeit muß mit den gegebenen technischen Möglichkeiten im Feld herstellbar sein.

.4.4.2. Einteilung der Fracflüssigkeiten

Nach der Art der Grundflüssigkeit werden die Fracflüssigkeiten eingeteilt in:

- Fracflüssigkeiten auf der Basis flüssiger Kohlenwasserstoffe
 - Erdöl oder dessen Raffinate
 - Ölgele
 - Emulsionen (Säure-Öl-Emulsionen, Wasser-Öl-Emulsionen)
- Fracflüssigkeiten auf der Basis von Wasser
 - Salz- oder Süßwasser
 - angesäuerte wässrige Lösungen
 - neutrale oder saure Wassergele

Diesen Grundphasen werden Chemikalien zugesetzt, um die Eigenschaften der Flüssigkeiten entsprechend den Anforderungen zu verändern (s. Tabelle 3).

Tabelle 3. Zusätze zu Fracflüssigkeiten

Arten	Wirkungsweise
Tenside	Senkung der Grenzflächenspannung, Verbesserung der Rückförderung der Fracflüssigkeit Verringerung der Reibungsverluste im Behandlungsstrang
FLA	Fluid Loss Additives - Verringerung der Filtration aus dem Riß in die Matrix

Tabelle 3 (Fortsetzung)

Arten	Wirkungsweise
FRA	Friction Reducers Additives - Verringerung der Reibungsverluste im Behandlungsstrang
Gelbrecher	Brechung der öl- und wasserbasischen Gele nach einer bestimmten Zeit
Demulgatoren	Brechung der Emulsionen bzw. Verhinderung der Bildung von Emulsionen mit dem Schichtinhalt
Inhibitoren	Korrosionsschutzmittel
Lösungsmittel	verhindern die Ausfällung von Paraffin oder Asphalten
Schäumer	vergasen oder erleichtern die Grundphasen

Nach der Art der Fließeigenschaften unterscheidet man:

- Newtonsche Flüssigkeiten, wie Wasser und Säuregemische
- Nichtnewtonsche Flüssigkeiten, wie Gele und Emulsionen

4.4.5. Stützmaterialien

Das allgemein formulierbare Ziel bei der Auswahl und dem Einsatz eines Stützmediums ist, möglichst gute Fließbedingungen im Riß herzustellen und das Stützmaterial soweit wie möglich in den Riß zu transportieren.

4.4.5.1. Einteilung der Stützmaterialien

Die Stützmaterialien lassen sich nach ihrem mechanischen Verhalten bei Belastung in folgende Gruppen einteilen:

a) elastisch-spröde Stützmedien

Die Verformungen sind den Spannungen proportional. Es kommt zum Sprödebruch, sobald der elastische Bereich überschritten ist. Zu dieser Gruppe zählen:

- Quarzsande
- Erzeugnisse der Oxidkeramik
- Mikroglaskugeln

b) elastisch-plastische Stützmedien

Die Spannungs-Deformationskurve dieser Stoffe zeigt einen verkürzten elastischen Bereich. Es schließt sich bei wachsender Belastung ein mehr oder weniger ausgedehnter plastischer Bereich an, der in einem verzögerten Bruch enden kann. Zu dieser Gruppe zählen:

- Aluminiumkugeln
- natürliche organische Materialien, wie Nußschalen
- synthetische organische Materialien, wie Polymere

4.4.5.2. Anforderungen an Stützmaterialien

Ausgehend von der formulierten Zielstellung muß die Auswahl eines Stützmediums nach folgenden Gesichtspunkten erfolgen:

- sehr gute Kornsortierung
- niedriger Anteil an Fremdmineralen, die eine geringere Festigkeit als das Stützmedium haben
- hohe Belastungsfähigkeit des einzelnen Kornes (Splitfestigkeit S_L)
- geringe Einbettung des abstützenden Partikels in die Reißflächen
- möglichst geringe Kompaktion unter Belastung
- Verträglichkeit mit den Fracflüssigkeiten und den Schichtmedien

4.4.5.3. Eignungseinschätzung von Stützmedien

In der DDR werden als Stützmedien bei Fracbehandlungen Quarzsand und Mikroglaskugeln benutzt.

In den Tabellen 4, 5 und 6 sind die mineralogischen und physikalischen Eigenschaften dieser Stützmedien im Vergleich zu den im Ausland eingesetzten Materialien zusammengestellt.

40 Tabelle 4. Korngrößenverteilung gebräuchlicher Fracsande

Bezeichnung Land	0,1	0,1...0,2	0,2...0,315	0,315...0,5	0,5...0,63	0,63...0,8	0,8...1,0	1,0...2,0	2,0	Sieb- verlust
	in mm	in mm	in mm	in mm	in mm	in mm	in mm	in mm	in mm	in Gew.-%
Rohsand										
Petersdorf DDR	-	-	-	2,6	4,4	15,9	21,5	37,8	17,7	0,1
Normsand										
Petersdorf DDR	-	-	0,1	2,5	56,5	39,7	0,9	-	-	-
Fracsand I Ungarn	0,1	0,1	0,2	1,3	4,3	34,8	50,8	8,0	-	-
Fracsand II Ungarn	0,1	0,1	0,5	16,5	25,3	54,0	2,5	0,3	-	0,7
Fraktion										
0,4...0,7 ¹⁾ UdSSR	13,0		44,0		0,5...0,7 mm 41		0,7...1,2 2	-	-	-
Fraktion										
0,7...1,2 ¹⁾ UdSSR	-	-	6,0		0,5...0,7 14		0,7...1,2 71	1,2...2,0 9	-	-
Ottawa-Sand USA										
(20 bis 40 mesh) USA	0,2	0,4	0,7	23,9	18,8	52,9	2,7	-	-	0,4

¹⁾ Fracsand, der auf den Lagerstätten Aserbaidshans benutzt wird

Tabelle 5. Einige physikalische Parameter gebräuchlicher Stützmedien

	Ottawa-Sand 20 bis 40 mesh	Mikroglaskugeln (UACR-Props)	Walnußschalen	Alukugeln	Normsand Petersdorf	Mikroglaskugeln (Ballotini II)
Sandgehalt	98 Gew.-%	-	-	-	95 Gew.-%	-
Gehalt an Rest- mineralien	2 Gew.-%	-	-	-	5 Gew.-%	-
Teilchengröße in mm	0,42...0,84	0,84...1,68	1,68...2,39	1,19...1,68	0,72...1,34	1,0...1,5
Rundungsfaktor	0,6	0,8	0,8	0,7	0,6	0,9
Mineraldichte in g cm ⁻³	2,65	2,60	1,38	2,65	2,65	2,61
Schüttdichte in g cm ⁻³	1,62	1,49	0,78	1,53	1,54	1,51

Tabelle 6. Druckfestigkeiten einiger Stützmedien

Stützmaterial	d_p	N_B	S_L
	in mm	in kp	in kp cm ⁻²
Ottawa-Sand	0,889	7,71	815,5
	1,143	9,34	703,0
	1,270	10,61	660,8
	1,397	13,61	696,0
Mikroglaskugeln (USA)	-	-	700,0
Hochfeste Mikroglaskugeln (USA)	-	-	170...10500
Normsand Petersdorf	1,190	9,45	670,0
Ballotini 1	0,790	24,90	4000,0
Ballotini 2	1,330	45,20	2510,0

d_p durchschnittlicher Partikeldurchmesser
 N_B Belastung bei Bruch
 S_L Splitterfestigkeit

Zur Zeit werden aus ökonomischen Gründen überwiegend Quarzsande benutzt.

4.4.6. Kopfdruck und erforderliche hydraulische Leistung

Die maximale Injektionsrate sowie das gesamte Injektionsregime werden bestimmt durch:

- den zu erwartenden Kopfdruck während der Behandlung (s. B 16)
- die zur Verfügung stehenden Pumpaggregate

Der zu erwartende Kopfdruck kann überschläglich wie folgt errechnet werden:

$$P_{wh} = g_A H + P_R - P_h \quad (17)$$

g_A erforderlicher Druckgradient zum Aufbrechen des Speichers in kp cm⁻² m⁻¹
 H Teufe des Speichers in m

P_R	Summe der Reibungsverluste im Behandlungsstrang in kp cm^{-2}
P_h	hydraulischer Druck der Flüssigkeitssäule im Behandlungsstrang in kp cm^{-2}
P_{wh}	Kopfdruck während der Behandlung in kp cm^{-2}

Durch die Zunahme der Reibungsverluste in den gebildeten Rissen steigt der Behandlungsdruck gegen Ende der Behandlung um etwa 50 at an. Die erforderliche hydraulische Leistung wird als Funktion des zu erwartenden Kopfdruckes und der Injektionsrate ausgedrückt:

$$N = 2,22 P_{wh} i \quad (17a)$$

N	hydraulische Leistung in HPS
P_{wh}	zu erwartender Kopfdruck in kp cm^{-2}
i	vorgesehene Injektionsrate in $\text{m}^3 \text{min}^{-1}$

Um eine konstante Injektionsrate zur Vermeidung von Sandausfall und vorzeitigem Abbruch der Behandlung zu gewährleisten, ist je nach der Leistungsfähigkeit der Pumpfahrzeuge eine Leistungsreserve von 20 bis 30% notwendig.

4.4.7. Effektivität und Einsatzgrenzen von Fracbehandlungen

Zur Voraussage der Effektivität von Fracbehandlungen und damit zur Optimierung des Behandlungsumfanges existieren zahlreiche mehr oder weniger empirische Methoden.

Von diesen Methoden konnte sich keine entscheidend durchsetzen, da die Anzahl der geologisch-lagerstättenkundlichen und technisch-technologischen Daten, die zur konkreten Entscheidung über die Dimensionierung einer Fracbehandlung erforderlich sind, selbst für einen Fachmann nicht mehr überschaubar sind. Die Mehrzahl dieser geologischen und technischen Parameter stehen zudem untereinander in vielfältiger Beziehung, so daß es nicht möglich ist, über die manuelle Erarbeitung mehrerer technologischer Varianten zu einer optimalen Lösung zu gelangen. Das heißt nicht, daß die Parameter, deren Einfluß auf die Effektivität einer Fracbehandlung bekannt ist, wie Art der Frac-

flüssigkeit, Filtrationskoeffizient, Injektionsrate, Dimension des Behandlungsstranges usw., vernachlässigt werden können.

Global läßt sich über die Effektivität folgende Einschätzung treffen:

- In Kluftspeichern des Staßfurtkarbonates und des Rotliegenden wird die Steigerung der Förderrate der betreffenden Sonde wesentlich dadurch beeinflußt, ob zwischen weiteren Kluftsystemen in Sondennähe und der Sonde selbst eine Verbindung hergestellt werden kann. Die Erhöhung der Förderrate variiert im Bereich vom 3fachen bis zum 50fachen gegenüber der vor der Fracbehandlung.
- In porösen Speichern des Rotliegenden ist die Steigerung der Förderrate abhängig von der Größe der erzeugten und effektiv abgestützten Rißfläche. Eine Fracbehandlung wird als erfolgreich angesehen, wenn unter diesen Bedingungen die Förderrate der Sonde um das 2- bis 4fache erhöht wird.

4.5. Vibrationsbehandlung

Bei einer Vibrationsbehandlung werden mittels eines sich an der Bohrlochsohle befindlichen Vibrators hydraulische Impulse erzeugt, die sich im flüssigkeitsgesättigten Speicher fortsetzen und zur Bildung von Rissen in der bohrlochnahen Zone führen. Als Behandlungsflüssigkeit dienen Tenside und Säurelösungen. Der Wirkungsbereich der Vibrationsbehandlung umfaßt die Beseitigung oder Überwindung von Blockierungen in der sondennahen Zone und die Verbesserung der primären Permeabilität des Speichers im sondennahen Bereich.

4.6. Explosive und nukleare Rißbildung

Beide Verfahren (Bilder 20 und 21) zur Stimulation von Sonden sind in den letzten Jahren entwickelt worden. Sie beruhen darauf, daß Energieträger in das zu behandelnde Intervall gebracht und dort gezündet werden.

Bei der explosiven Rißbildung ist dieser Energieträger ein gelförmiger Sprengstoff, der mittels herkömmlicher Pumpaggre-

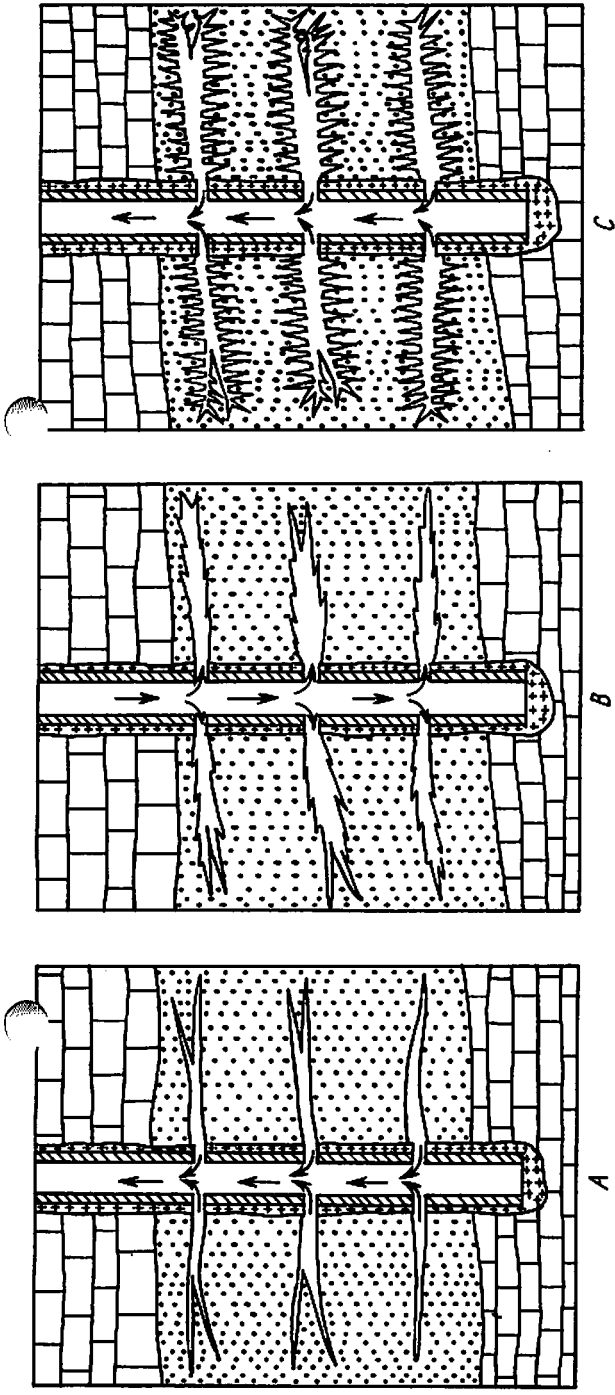


Bild 20. Ausbildung der Rißsysteme bei der explosiven Rißbildung
 A Zustand des Bohrloches nach Durchführung einer hydraulischen Rißbildung
 B Verpressen von flüssigem Explosivstoff in die vorhandenen Klüfte
 C Zustand des Bohrloches nach Zündung des flüssigen Explosivstoffes

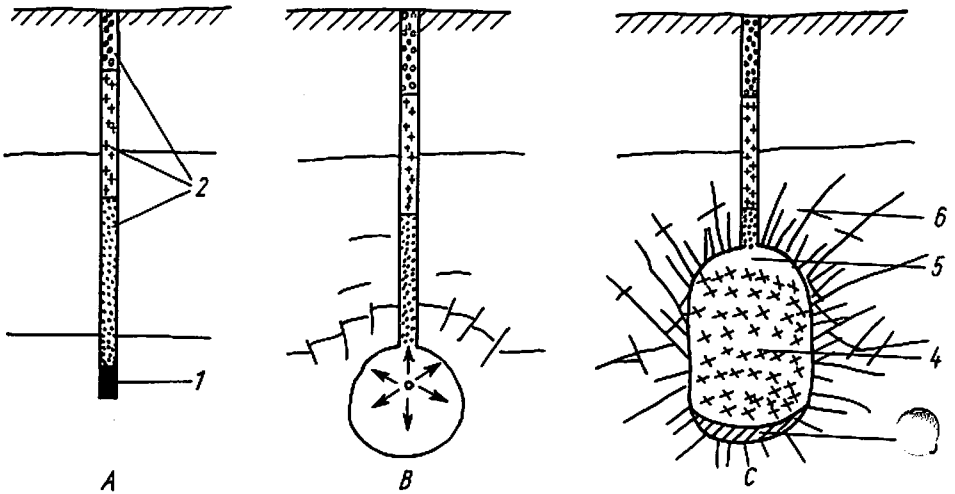


Bild 21. Ausbildung der untertägigen Hohlräume und Rißsysteme bei der nuklearen Rißbildung

A nukleare Ladung im Bohrloch vor der Zündung

1 nukleare Ladung

2 Verdämmung

B Entstehung einer Kaverne während der nuklearen Sprengung

C Ausbildung einer Kaverne und der Rißsysteme nach der nuklearen Sprengung

3 geschmolzenes Gestein

4 Gesteinsschutt

5 Hohlraum

6 geklüftetes Gebirge

gate in primäre oder sekundäre Klüfte gepreßt wird. Die Zündung des Sprengstoffes erfolgt vom Bohrloch aus. Die Explosion setzt sich in die mit Sprengstoff gefüllten Klüfte fort. Durch die freiwerdende Energie werden die bestehenden Klüfte erweitert sowie neue erzeugt.

Bei der nuklearen Rißbildung wird in einer Bohrung ein nuklearer Sprengsatz gezündet; durch die freiwerdende Energie wird im Speicherbereich eine Kaverne gebildet, die teilweise mit Gesteinsschutt angefüllt ist. Von dieser Kaverne gehen zahlreiche Klüfte aus, die sehr gute Fließwege für das Speichermedium darstellen. Mit einer zweiten Bohrung wird die vorhandene Kaverne anschließend angefahren.

Diese Bohrung wird als Fördersonde installiert.

4.7. Erosionsperforation

4.7.1. Definition

Bei der Erosionsperforation wird die kinetische Energie eines mit einem Feststoff (Quarzsand) versetzten Flüssigkeitsstrahles ausgenutzt, um eine oder mehrere Rohrtouren und den Zementmantel zu perforieren und die Verbindung zwischen Speicher und Bohrloch herzustellen (Bild 22). Als Arbeitsflüssig-

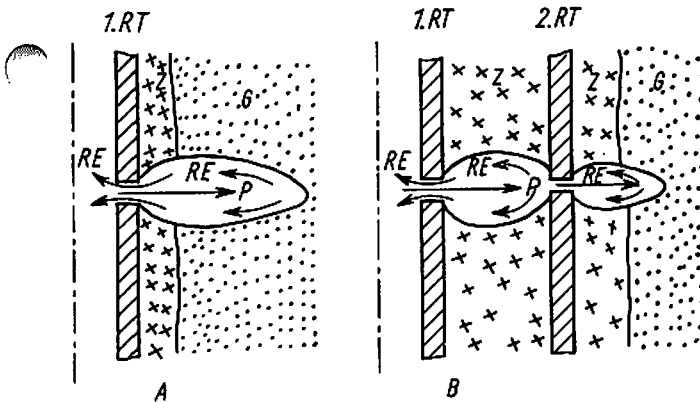


Bild 22. Ausbildung der Kerben im Gebirge nach einer Erosionsperforation

- A Erosionsperforation durch eine Rohrtour
- B Erosionsperforation durch zwei Rohrtouren
- RT Rohrtour
- Z Zementmantel
- G Gebirge
- P Perforationsstrahl
- RE Rückerosion

keiten können Salzwasser, Süßwasser, Lauge, Spülung, Erdöl und Raffinate dienen. Die Umwandlung der Druckenergie in Geschwindigkeitsenergie erfolgt in speziell konstruierten, aus hochfesten Materialien bestehenden Düsen im Perforator.

4.7.2. Berechnungsmethodik

- Berechnung des Differenzdruckes an den Düsen:

$$\Delta p_D = \frac{v_o^2 \rho}{20 g} \quad (18)$$

Δp_D	Druckdifferenz an den Düsen in kp cm^{-2}
v_o	Austrittsgeschwindigkeit des Flüssigkeitsstrahles an den Düsen in m s^{-1}
ρ	Dichte der Perforationsflüssigkeit in g cm^{-3}
g	Erdbeschleunigung ($g \sim 10 \text{ m s}^{-2}$)

Im allgemeinen reicht eine Düsenaustrittsgeschwindigkeit von 200 m s^{-1} aus, um eine Rohrtour zu perforieren. Sind zwei oder mehrere Rohrtouren zu perforieren, wird eine Düsenaustrittsgeschwindigkeit von 300 m s^{-1} gewählt.

Umstellung nach v_o :

$$v_o = \sqrt{\frac{20 g \Delta p_D}{\rho}} \quad (19)$$

Die grafische Lösung zeigt Bild 23.

- Ermittlung der Injektionsrate

$$i_d = 0,473 \cdot 10^{-4} z d_D^2 v_o \quad (20)$$

für $d_D = 3,4 \dots ,10 \text{ mm}$

i_d	Injektionsrate für den Düsendurchmesser d_D in $\text{m}^3 \text{ min}^{-1}$
z	Anzahl der Düsen
d_D	Düsendurchmesser in mm
v_o	Austrittsgeschwindigkeit an den Düsen in m s^{-1}

Mit zunehmender Perforationsdauer vergrößern sich die Düsendurchmesser, so daß die Injektionsrate erhöht werden muß, um die geplante Austrittsgeschwindigkeit an den Düsen beizubehalten.

Die grafische Lösung zeigt Bild 24.

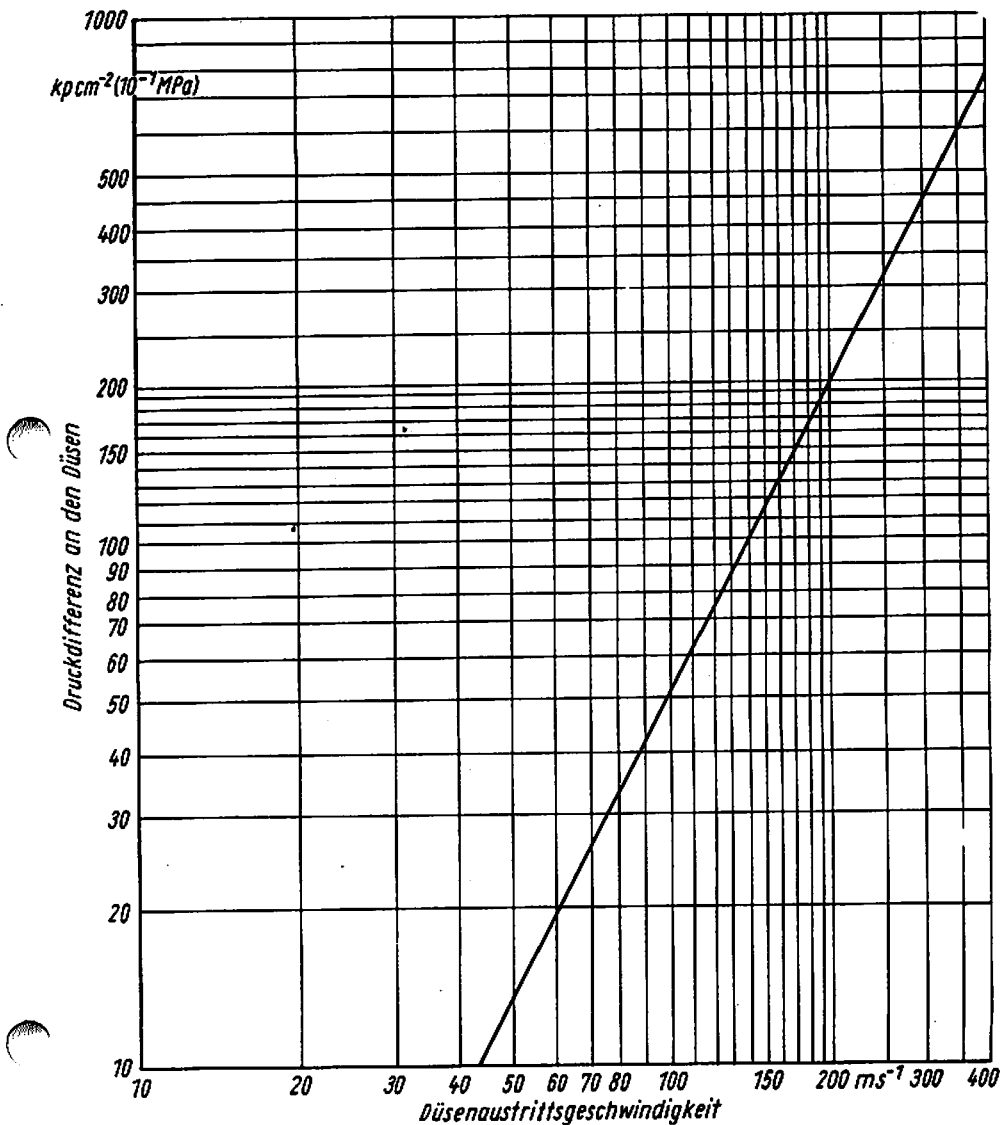


Bild 23. Beziehung zwischen der Druckdifferenz an den Düsen und der Düsenaustrittsgeschwindigkeit bei einer Erosionsperforation (Dichte der Perforationsflüssigkeit $\rho = 1,0 \text{ g cm}^{-3}$)

Bemerkung: $\rho \neq 1,0 \text{ g cm}^{-3}$

- bei gegebenem v_0 wird das ermittelte Δp_D mit der vorhandenen Dichte multipliziert
- bei gegebenem Δp_D wird das ermittelte v_0 durch die vorhandene Dichte dividiert

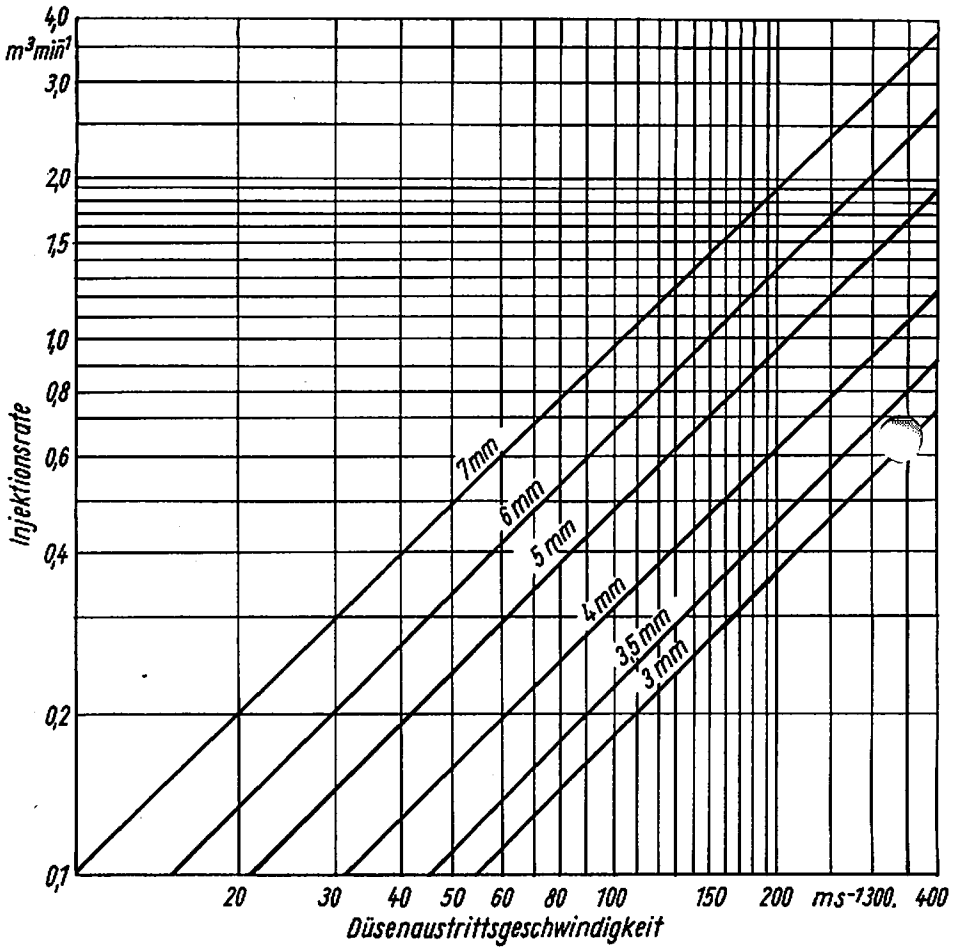


Bild 24. Ermittlung der Injektionsrate bei einer Erosionsperforation in Abhängigkeit von der Düsenaustrittsgeschwindigkeit und dem Düsendurchmesser, Düsenanzahl $z = 4$
 Bemerkung: $z \neq 4$, dann wird die ermittelte Injektionsrate durch 4 dividiert und mit der tatsächlichen Anzahl der Düsen multipliziert

- Berechnung der Reibungsverluste

- Reibungsverluste im Perforationsstrang für Wasser, Säuren und Laugen siehe Bild 25
- Reibungsverluste im Ringraum zwischen Perforationsstrang und Rohrtour siehe Bild 26

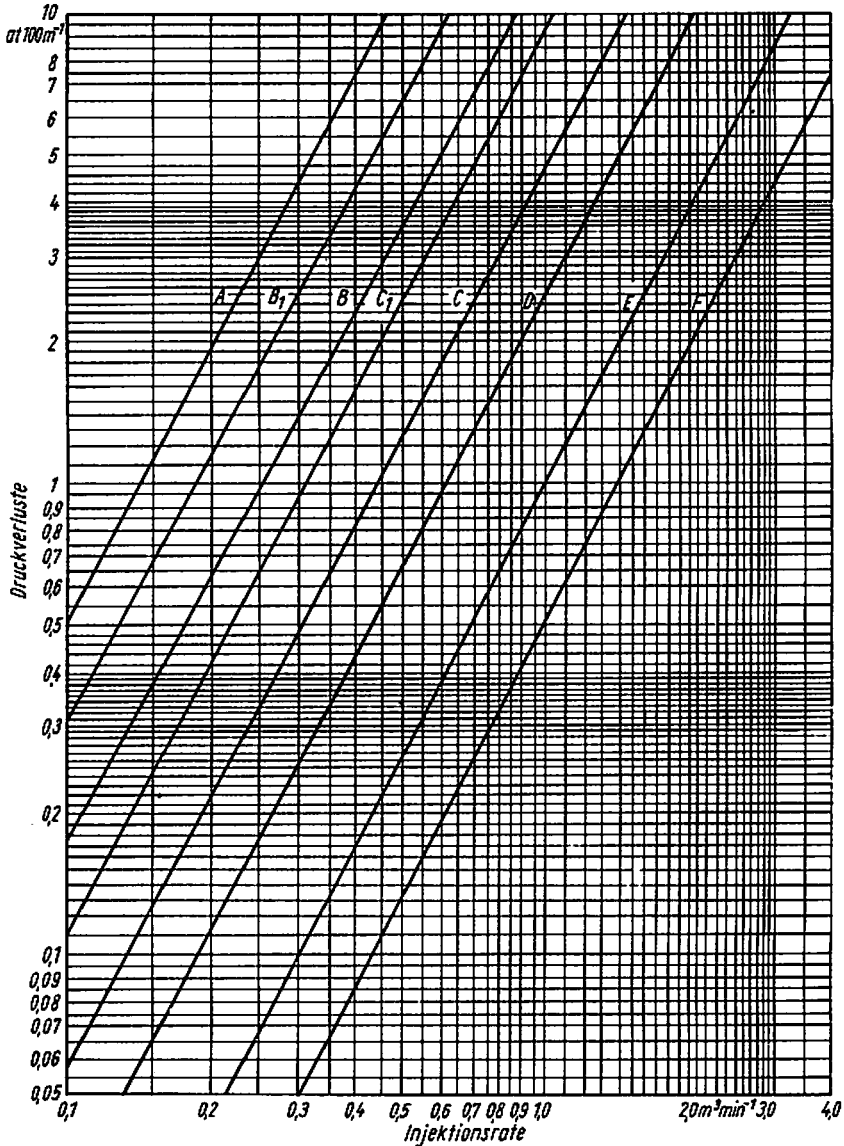


Bild 25. Reibungsverluste von NEWTONschen Flüssigkeiten im Steigraum, Dichte $\rho = 1,0 \text{ g cm}^{-3}$

- | | |
|-------------------------------------|-------------------------------------|
| A 1,9", WD = 3,68 mm | C ₁ 2 7/8", WD = 7,82 mm |
| B 2 3/8", WD = 4,83 mm | D 3 1/2", WD = 6,45 mm |
| B ₁ 2 3/8", WD = 6,45 mm | E 4", WD = 6,66 mm |
| C 2 7/8", WD = 5,51 mm | F 4 1/2", WD = 6,88 mm |

Bemerkung: Dichte $\rho \neq 1,0 \text{ g cm}^{-3}$, dann wird der ermittelte Wert mit der tatsächlichen Dichte der Perforationsflüssigkeit multipliziert

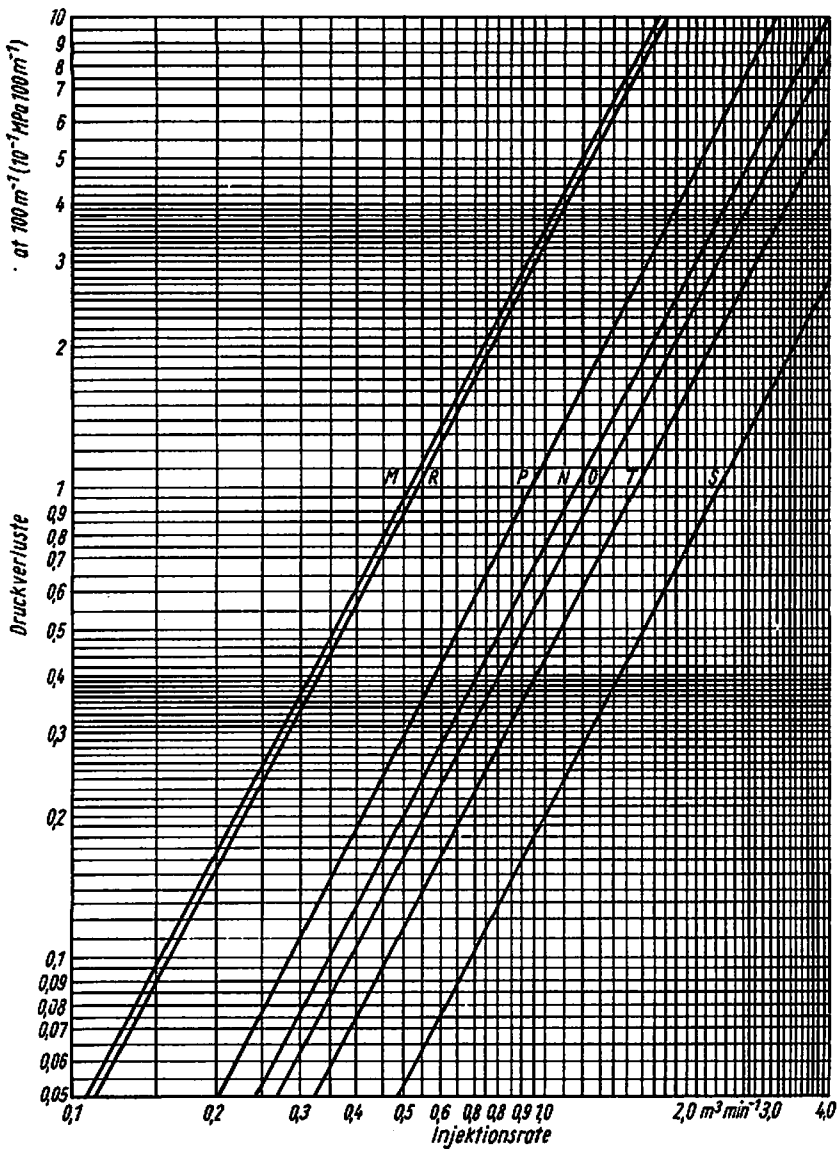


Bild 26. Reibungsverluste von NEWTONschen Flüssigkeiten im Ringraum, Dichte $\rho = 1,0 \text{ g cm}^{-3}$

M $5'' \times 2 \frac{7}{8}''$ P $5 \frac{1}{2}'' \times 2 \frac{7}{8}''$ T $7'' \times 3 \frac{1}{2}''$

N $5'' \times 2 \frac{3}{8}''$ R $5 \frac{3}{4}'' \times 3 \frac{1}{2}''$

O $5 \frac{1}{2}'' \times 2 \frac{3}{8}''$ S $7'' \times 2 \frac{7}{8}''$

Bemerkung: Dichte $\rho \neq 1,0 \text{ g cm}^{-3}$, dann wird der ermittelte Wert mit der tatsächlichen Dichte der Perforationsflüssigkeit multipliziert

• Zur Bestimmung der Reibungsverluste bei Verwendung von Spülung als Perforationsflüssigkeit wird empfohlen, das Hydraulikhandbuch des FIEE Gommern /17/ zu verwenden.

- Kopfdruck während der Perforation

Der während der Erosionsperforation erforderliche Druck ist die Summe des Differenzdruckes an den Düsen und der Reibungsverluste bei den verschiedenen Injektionsraten. Diese Daten werden in einer Grafik dargestellt (Bild 27) und bilden die Grundlage für das einzuhaltende Arbeitsregime.

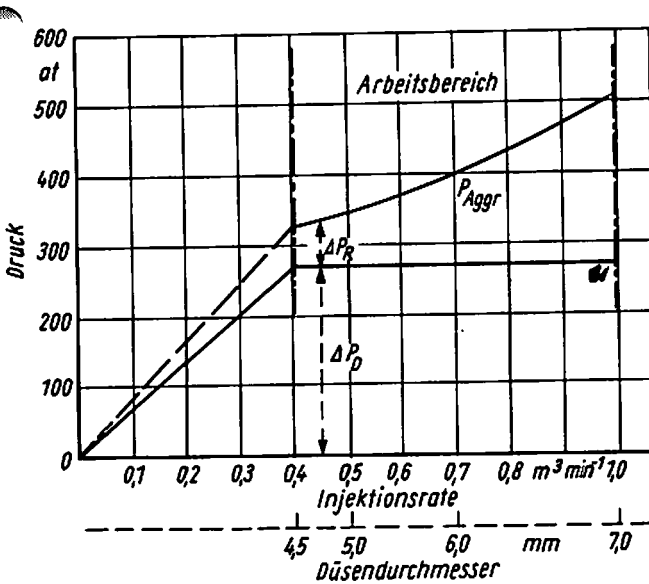


Bild 27. Beispiel für das Arbeitsregime während einer Erosionsperforation
 P_{Aggr} Arbeitsdruck der Pumpfahrzeuge
 Δp_R Reibungsverluste
 Δp_D Druckdifferenz an den Düsen

- Längenänderung des Perforationsstranges (Bild 28)

Folgende Faktoren bewirken eine Änderung der übertägig ausgemessenen Länge des Perforationsstranges:

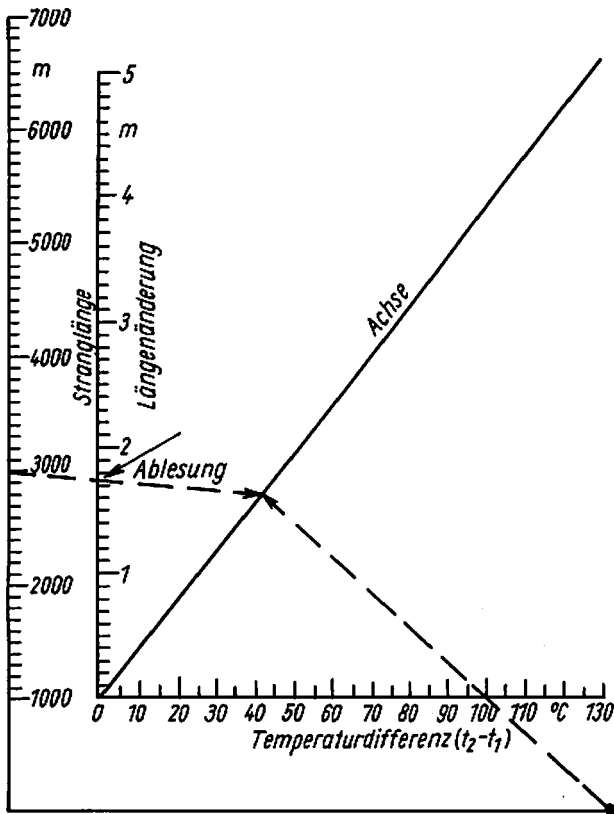


Bild 28. Längenänderung des Perforationsstranges durch den Einfluß der Temperatur beim Einbau
 t_1 Übertagetemperatur
 t_2 Temperatur in Perforationsteufe

- unterschiedliche Gewindelänge der einzelnen Steigrohre
- Längung durch das Eigengewicht des Perforationsstrange unter Berücksichtigung des Auftriebes
- Längung durch die Temperatureinwirkung
- Längung durch den Perforationsdruck

Durch den Einbau radioaktiv markierter Muffen, anschließender Gammamessung und Korrelation mit der primären Gammakurve lassen sich die ersten drei Faktoren eliminieren. Die Längung durch den Perforationsdruck wird wie folgt berechnet:

$$\Delta l = \frac{4p_D F_R l}{2 A E} \quad (21)$$

Δl	Längenänderung durch den Perforationsdruck in cm
$4p_D$	Differenzdruck in den Düsen in kp cm^{-2}
l	Länge des Stranges in cm
F_R	Querschnittsfläche des offenen Rohres in cm^2
E	Elastizitätsmodul von Stahl in kp cm^{-2} ($E = 2,1 \cdot 10^6 \text{ kp cm}^{-2}$)
A	Querschnittsfläche des Rohres in cm^2

7.3. Anwendungsbereiche und Einsatzgruppen der Erosionsperforation

Die Erosionsperforationen werden durchgeführt:

- zur Verbesserung des hydrodynamischen Aufschlusses eines Speichers
- grundsätzlich vor jeder Fracbehandlung zur Verringerung der Injektionsdrücke bei hohen Injektionsraten
- bei Perforationen durch mehrere Rohrtouren
- bei Perforationen in Sonden mit hohen Sohlentemperaturen (größer als 150°C), wo eine Jetperforation problematisch ist
- vor speziellen Arbeiten in einer Sonde, wie Nachzementation, Wasserisolation usw.
- als spezielle Aufwältigungsarbeiten, wie Vertikalperforation oder Schlitzen einer Rohrtour für den nachfolgenden Ausbau

4.8. Gravel-pac und Frac-pac

Unter diesen Verfahren versteht man das Einschwemmen bzw. Einpressen von Sand- oder Kiespackungen. Der Zweck der Behandlung ist, das Absanden des Speichers während der Förderung zu verhindern. Beide Verfahren werden vorwiegend zur Verfestigung eines Speicherhorizontes (z. B. Untergrundgasspeicher) eingesetzt.

Der für diese Filtertypen in Frage kommende Sand bzw. Kies muß folgende Eigenschaften haben:

- ausreichende mechanische Festigkeit
- inert gegenüber aggressiven Medien
- hohe Permeabilität
- eine Korngrößenverteilung, die eine Mobilisierung von Speicherbestandteilen bis in die Sonde und Störung des Förderprozesses verhütet

Der Gravel-pac wird durchgeführt, wenn der Speicherhorizont nicht verrohrt ist.

Der unverrohrte Teil des Speicherhorizontes wird unterschritten und in ihm ein geschlitztes Stahl-, Plastefilterrohr bzw. ein Segmentfilter abgesetzt.

In den Ringraum zwischen Filterrohr und Bohrlochwand wird der in Frage kommende Kies durch Linkszirkulation eingeschlemmt. Die Trägerflüssigkeit ist meistens Süßwasser.

Nach einer Stabilisierungsförderung baut sich um das Filterrohr ein Stützgerüst auf, das ein Absanden weitestgehend verhindert. Dagegen garantiert ein eingeschwemmtes Epoxidharz-Sand-Gemisch nach Beendigung des Aushärteprozesses eine stabile Filterpackung.

Der Frac-pac kommt zur Anwendung, wenn der Speicherhorizont verrohrt ist. Nach erfolgter Perforation der Endrohrtour wird der Sand bzw. Kies übertägig mit der Trägerflüssigkeit (Süßwasser oder Wassergel) gemischt und in den Bereich zwischen perforierter Endrohrtour und Speicherhorizont gepreßt.

4.9. Stimulation mit flüssigem CO₂

4.9.1. Definition

Unter einer CO₂-Stimulation versteht man die Zudosierung von flüssigem Kohlendioxid zu der Behandlungsflüssigkeit bei Formationswaschungen, Säurebehandlungen und Fracbehandlungen unter bestimmten Druck- und Temperaturbedingungen. Die Vorteile bei der Anwendung von flüssigem CO₂ lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Verkürzung der Zeitdauer der Stimulation durch schnelles Freifördern der Sonde

- effektive Säuberung der bohrlochnahen Zone und der Sonde durch die Entfernung von Feststoffen
- Auf Grund seiner oberflächenaktiven Wirkung verhindert CO₂-flüssig das Entstehen von Wasser- und Emulsionsblockierungen bzw. beseitigt diese.
- Verzögerung der Reaktionsgeschwindigkeit der Säure am Speichergestein, resultierend in einer größeren Eindringtiefe der nichtabreagierten Säure
- Verhinderung der Tonschwellung und des Ausfällens von gel-förmigen Eisenhydroxiden durch das schwach saure Milieu
- Verbesserung der Permeabilität von karbonatischen Speichern durch die zusätzliche Wirkung der Kohlensäure
- Senkung der Viskosität von entgasten Erdölen

4.9.2. Physikalische Eigenschaften des CO₂

Bei dem Einsatz von CO₂ als Zusatz bei Stimulationen spielt die Möglichkeit dieses unter Normalbedingungen in der Gasphase vorliegende Medium relativ leicht zu verflüssigen und in diesem Zustand zu halten, eine entscheidende Rolle. Wesentlich ist weiterhin der niedrige Siedepunkt von CO₂-flüssig. In Bild 29 ist das Druck-Enthalpie-Temperatur-Diagramm (Zustandsdiagramm) von CO₂ dargestellt.

Für den Transport des CO₂-flüssig und die Technologie bei der CO₂-Stimulation sind folgende physikalische Eigenschaften von Bedeutung:

- Die kritische Temperatur beträgt + 31 °C. Oberhalb dieser Temperatur befindet sich das CO₂ unabhängig vom herrschenden Druck im gasförmigen Zustand.
- Unterhalb der kritischen Temperatur ist der physikalische Zustand des CO₂ vom herrschenden Druck abhängig (z. B. flüssige Phase bei einem Druck von 10 kp cm⁻² und einer Temperatur von 20 °C).
- Unterhalb eines Druckes von 5,28 kp cm⁻² geht das CO₂ in den festen Zustand über.

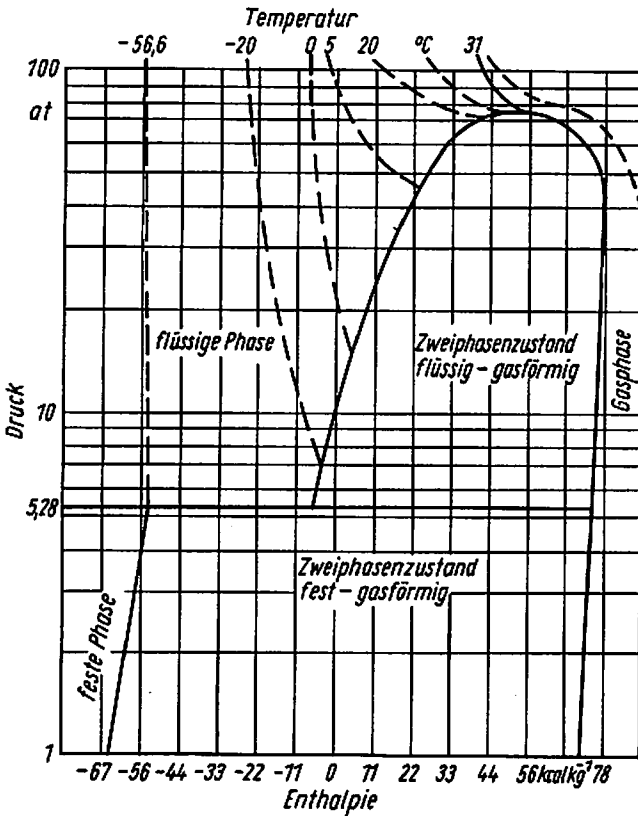


Bild 29. Zustandsdiagramm von CO_2

- Die von der Kurve im Bild 29 eingeschlossenen Flächen stellen die Zweiphasenbereiche dar; oberhalb $5,28 \text{ kp cm}^{-2}$ flüssig - gasförmig und unterhalb dieses Druckes fest - gasförmig.

4.9.3. Chemische Eigenschaften des CO_2

Aus der Reaktion des CO_2 mit dem Wasser der Behandlungsflüssigkeit oder mit dem Schichtwasser entsteht Kohlensäure. Die Kohlensäure senkt den pH-Wert einer neutralen Flüssigkeit auf maximal 3 ab. Gelöste Eisenhydroxide fallen bei diesem pH-Wert nicht aus. Tonbestandteile des Speichers erfahren in diesem sauren Milieu nur einen Bruchteil der Schwellung, die bei der Berührung mit Süßwasser entstehen würde.

Deshalb ist die Anwesenheit der Kohlensäure in wässrigen Stimulationsflüssigkeiten vorteilhaft, da sie als Vorbeugungsmittel gegen eine Quellung von Tonpartikeln betrachtet werden kann. Die Karbonate des Speichergesteines, wie Kalziumkarbonat und Magnesiumkarbonat, reagieren mit Kohlensäure, wobei wasserlösliche Bikarbonate entstehen.

4.9.4. Anwendungsbereiche der Stimulation mit flüssigem CO₂

CO₂-flüssig wird bei Formationswaschungen, Säurungen und Fracbehandlungen in beliebigen Teufenbereichen mit folgenden Zielstellungen eingesetzt:

- Verbesserung der Rückförderung der Behandlungsflüssigkeit in druckschwachen Speichern
- Verbesserung der Rückförderung der Behandlungsflüssigkeit bei Stimulationen in Speichern mit sehr geringer Permeabilität
- Abkühlung der Behandlungsflüssigkeit bei Säurebehandlungen in Sonden mit hohen Sohlentemperaturen