

Tiefbohrtechnik

Verfahren zur Stimulation von Erdöl-, Erdgas- und Injektionssonden

Von Dipl.-Geol. Rainer Thiede und
Ing. Dieter Eschner

Mit 32 Bildern und 10 Tabellen



VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie
Leipzig

Herausgegeben von der VVB Erdöl-Erdgas, Gommern
Leitung und Organisation: Abteilung Bildung
Nur für die Qualifizierung im Bereich des Ministeriums
für Geologie bestimmt

Gutachter:

Dipl.-Geol. Rainer Thiede

Ing. Walter Zahnjel

Die Fachbroschüre "Verfahren zur Stimulation von Erdöl-,
Erdgas- und Injektionssonden" erscheint für den angekündigten
Arbeitstitel "Intensivierungsmaßnahmen".

1. Auflage

© VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig 1978

VLN 152-915/41/78

LSV 3183

Printed in the German Democratic Republic

Gesamtherstellung: VEB Druckerei "Thomas Müntzer",
Bad Langensalza

Redaktionsschluß: 10. 10. 1977

Bestell-Nr. 541 412 7

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	7
2.	Definition der Verfahren zur Stimulation von Test-, Förder- und Injektionssonden	8
3.	Ursachen für einen geringen oder verminderten Zufluß zur Sonde bzw. Aufnahme bei Injektionssonden	9
3.1.	Geringe primäre Permeabilität des Speichergesteines	10
3.2.	Primär niedriger oder im Verlaufe des Abbaues fallender Schichtdruck	11
3.3.	Hohe Viskosität des Schichtmediums	11
3.4.	Zuflußhemmende Faktoren	12
3.4.1.	Ungenügende Perforation	12
3.4.2.	Speicherschädigung	12
3.4.3.	Spannungskonzentration in der bohrloch-nahen Zone	15
4.	Wirkungsbereich und Einsatzgrenzen der Stimulationsverfahren	16
4.1.	Tensid- und Säurewanne	16
4.2.	Formationswaschung	17
4.2.1.	Definition	17
4.2.2.	Wirkungsweise von Tensiden	17
4.2.3.	Anwendungsbereiche von Formationswaschungen	18
4.3.	Säurebehandlungen	19
4.3.1.	Definition	19
4.3.2.	Chemische Reaktionen	21
4.3.3.	Säurekonzentration und Reaktionszeit	21
4.3.4.	Korrosionsschutz	26
4.3.5.	Die Eindringtiefe der Säuregemische	29
4.3.6.	Anwendungsbereiche von Säurebehandlungen	31
4.4.	Die hydraulische Rißbildung (Hydrofrac, Fracbehandlung)	32

4.4.1.	Definition	32
4.4.2.	Mechanismus der hydraulischen Rißbildung	32
4.4.2.1.	Spannungsverhältnisse im Speichergestein	33
4.4.2.2.	Mechanische Eigenschaften der Speicher- gesteine	36
4.4.2.3.	Ermittlung des Aufbrechdruckes p_A an der Bohrlochsohle	38
4.4.2.4.	Rißorientierung (vertikale oder horizontale Rißbildung)	39
4.4.3.	Dimensionen der erzeugten Risse	40
4.4.4.	Fracflüssigkeiten	41
4.4.4.1.	Anforderungen an eine Fracflüssigkeit	41
4.4.4.2.	Einteilung der Fracflüssigkeiten	43
4.4.5.	Stützmaterialien	44
4.4.5.1.	Einteilung der Stützmaterialien	44
4.4.5.2.	Anforderungen an Stützmaterialien	45
4.4.5.3.	Eignungseinschätzung von Stützmedien	45
4.4.6.	Kopfdruck und erforderliche hydraulische Leistung	48
4.4.7.	Effektivität und Einsatzgrenzen von Frac- behandlungen	49
4.5.	Vibrationsbehandlung	50
4.6.	Explosive und nukleare Rißbildung	50
4.7.	Erosionsperforation	53
4.7.1.	Definition	53
4.7.2.	Berechnungsmethodik	54
4.7.3.	Anwendungsbereiche und Einsatzgrenzen einer Erosionsperforation	61
4.8.	Frac-pac und Gravel-pac	61
4.9.	Stimulation mit flüssigem CO_2	62
4.9.1.	Definition	62
4.9.2.	Physikalische Eigenschaften des CO_2	63
4.9.3.	Chemische Eigenschaften des CO_2	64
4.9.4.	Anwendungsbereiche der Stimulation mit flüssigem CO_2	65
5.	Vorbereitung und Durchführung von Stimulationen	65

5.1.	Ausrüstungen zur Durchführung von Stimulationen	66
5.1.1.	Übertägige Ausrüstungen	67
5.1.1.1.	Pumpfahrzeuge	67
5.1.1.2.	Sandmischfahrzeuge	68
5.1.1.3.	Zisternen	69
5.1.1.4.	Druckmanifold	69
5.1.1.5.	Sondenkopfausrüstung	69
5.1.1.6.	Zupumpeinheiten	71
5.1.1.7.	Meßleitstand	71
5.1.1.8.	Ausrüstungen der Test- bzw. Bohranlage	71
5.1.2.	Untertägige Ausrüstungen	72
5.1.2.1.	Behandlungspacker	73
5.1.2.2.	Spezielle Komplettierungselemente	76
5.1.2.3.	Erosionsperforatoren	78
5.2.	Vorbereitungen von Stimulationen	79
5.2.1.	Laborative Vorbereitung der geplanten Stimulationen	79
5.2.2.	Technologische Vorbereitung der vorgesehenen Behandlungen	80
5.2.3.	Technische Vorbereitungen	81
5.3.	Ausführung der Behandlungen	82
5.3.1.	Formationswaschungen und Säurebehandlungen	83
5.3.1.1.	Behandlung bei abgestelltem oder frei- hängendem Behandlungsstrang - Volumen der Behandlungsflüssigkeit ist kleiner als das Steigraumvolumen	83
5.3.1.2.	Behandlung bei abgestelltem oder freihängendem Behandlungsstrang - Volumen der Behandlungs- flüssigkeit ist größer als das Steigraum- volumen	83
5.3.1.3.	Behandlung mit Behandlungspacker - Volumen der Behandlungsflüssigkeit ist kleiner als das Steigraumvolumen	83
5.3.1.4.	Behandlung mit Behandlungspacker - Volumen der Behandlungsflüssigkeit ist größer als das Steigraumvolumen	84

5.3.1.5.	Behandlung bei Permanentinstallationen	84
5.3.2.	Fracbehandlung	85
5.3.3.	Erosionsperforation	85
5.3.4.	Stimulation mit flüssigem CO ₂	86
5.3.5.	Tensid- und Säurewanne	88
5.4.	Nachfolgearbeiten	88
6.	Arbeitsschutz und technische Sicherheit	89
7.	Effektivität einer Stimulation	90
8.	Schlußbetrachtungen	91
	Literaturverzeichnis	93

1. Einleitung

Der Energieverbrauch auf der Erde ist, im wesentlichen durch den wachsenden Grad der Industrialisierung bedingt, in der Vergangenheit exponential gestiegen. Diese Tendenz wird auch weiterhin anhalten.

Der Energiebedarf wurde und wird in der Hauptsache durch biogene Stoffe, wie Kohle, Erdöl und Erdgas, sowie durch die Wasserkraft als anorganische Quelle gedeckt. Andere anorganische Energiequellen - Atomenergie, Sonnenwärme, Gezeiten, Wind, Erdwärme - stellen zwar unerschöpfliche Quellen für die Zukunft dar, haben aber vorläufig nur eine untergeordnete Bedeutung in der Energiebilanz.

Im Rahmen der biogenen Energiequellen spielen Erdöl und Erdgas eine besondere Rolle. Diese beiden Energieträger decken gegenwärtig etwa 50% des Energiebedarfs der Erde. Erdöl und Erdgas sind jedoch als biogene Energiequellen nicht unerschöpflich, da sie sich (auf menschliche Zeitbegriffe bezogen) nicht neu bilden. Die mit den gegenwärtigen Methoden gewinnbaren Vorräte betragen nach WEEKS /1/:

- Erdöl: 500 Milliarden t,
- Erdgas: 170 Billionen m³ (N)

Diese Angaben beinhalten einen durchschnittlichen Ausbeutefaktor der geologisch vorhandenen Vorräte von 50%. Eine Erhöhung des Ausbeutefaktors durch geeignete Verfahren, z. B. durch die Stimulation von Erdöl- und Erdgasfördersonden, um wenige Prozent, würde die Energiebilanz erheblich verbessern.

Ein weiterer Faktor, der umfangreiche Stimulationsmaßnahmen rechtfertigt, sind die steigenden Kosten bei der Erkundung und Förderung von Erdöl und Erdgas. Die Verringerung der Testzeiten von Bohrungen sowie die Überführung nichtwirtschaftlicher Bohrungen in den produktiven Fördersondenfonds können das Ergebnis von Stimulationsarbeiten sein.

Diese allgemein aufgezeigte Tendenz gilt es besonders bei der Erkundung und beim Abbau von Erdöl- und Erdgasvorkommen in der DDR zu berücksichtigen, da einerseits die Braunkohlenvorkommen nicht unerschöpflich und andererseits flüssige oder gasförmige Kohlenwasserstoffe nur im tieferen geologischen Untergrund zu erwarten sind.

In der vorliegenden Fachbroschüre werden die zur Zeit gebräuchlichen Stimulationsverfahren hinsichtlich ihrer Wirkungsweise sowie der technischen Voraussetzungen zu ihrer Durchführung behandelt. Das Ziel besteht darin, Grundkenntnisse zu vermitteln, die die Mitarbeiter der geologischen Industrie in die Lage versetzen, die Durchführung geeigneter Stimulationsmaßnahmen in verstärktem Maße in Erwägung zu ziehen und vorzubereiten.

2. Definition der Verfahren zur Stimulation von Test-, Förder- und Injektionssonden

Die Stimulation bzw. Intensivierung von Erdöl- und/oder Erdgassonden, Wasserbohrungen sowie Injektionssonden wird definiert als die Wiederherstellung oder/und die Verbesserung der primär vorhandenen Permeabilität des Speichergesteines mittels chemischer oder physikalischer Methoden.

Diese Definition erlaubt sowohl eine wissenschaftsbezogene Zuordnung (Bild 1) als auch eine praxisbezogene Zuordnung (Bild 2) der verschiedenen Stimulationsverfahren, wenn sich auch die Wirkungsmechanismen der einzelnen Methoden durch Modifizierung der Behandlungstechnologien und der Behandlungsflüssigkeiten überlagern.

Stimulationen unter Verwendung von verflüssigten technischen Gasen (CO_2 , N_2 , Propan) werden nicht als gesonderte Verfahren aufgeführt. Verflüssigte technische Gase werden einem Teil oder der gesamten Behandlungsflüssigkeit bei einigen der genannten Stimulationen zudosiert.

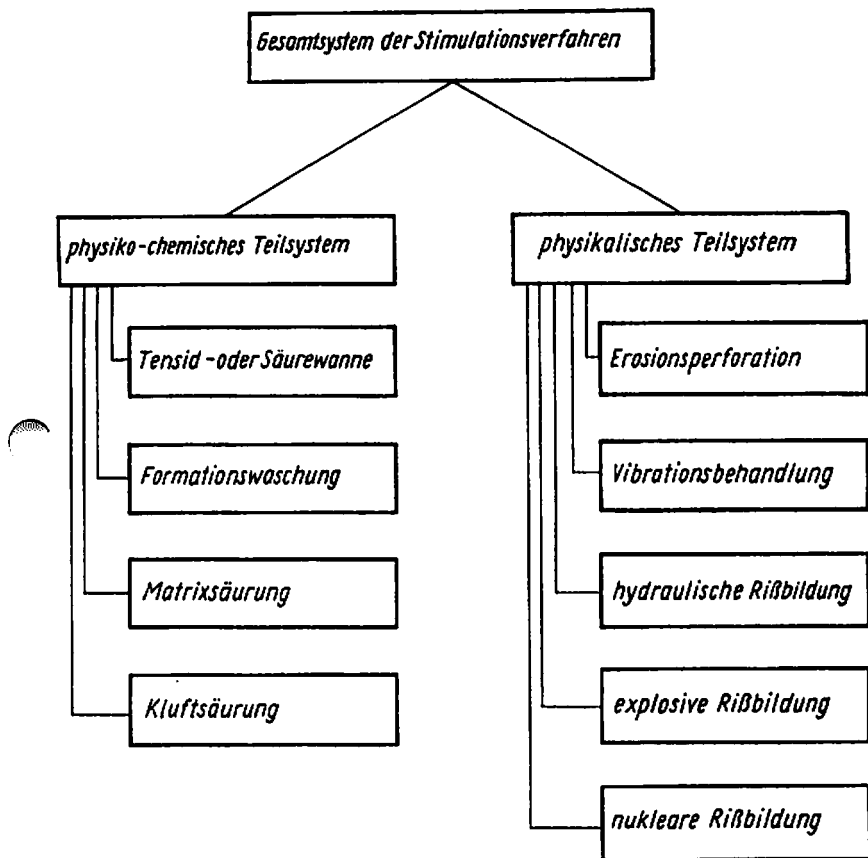


Bild 1. System der wissenschaftsbezogenen Zuordnung der Stimulationsverfahren

3. Ursachen für einen geringen oder verminderten Zufluß zur Sonde bzw. Aufnahme bei Injektionssonden

In vereinfachter Darstellung ist der Zufluß des Schichtinhaltes direkt proportional der Durchlässigkeit (Permeabilität) des Speichergesteines in der bohrlochnahen und bohrlochfernen Zone sowie der Druckdifferenz zwischen Schichtdruck (Lagerstättendruck) und Bohrlochsohlendruck. Umgekehrt proportional ist der Zufluß der Viskosität des Schichtinhaltes sowie dem

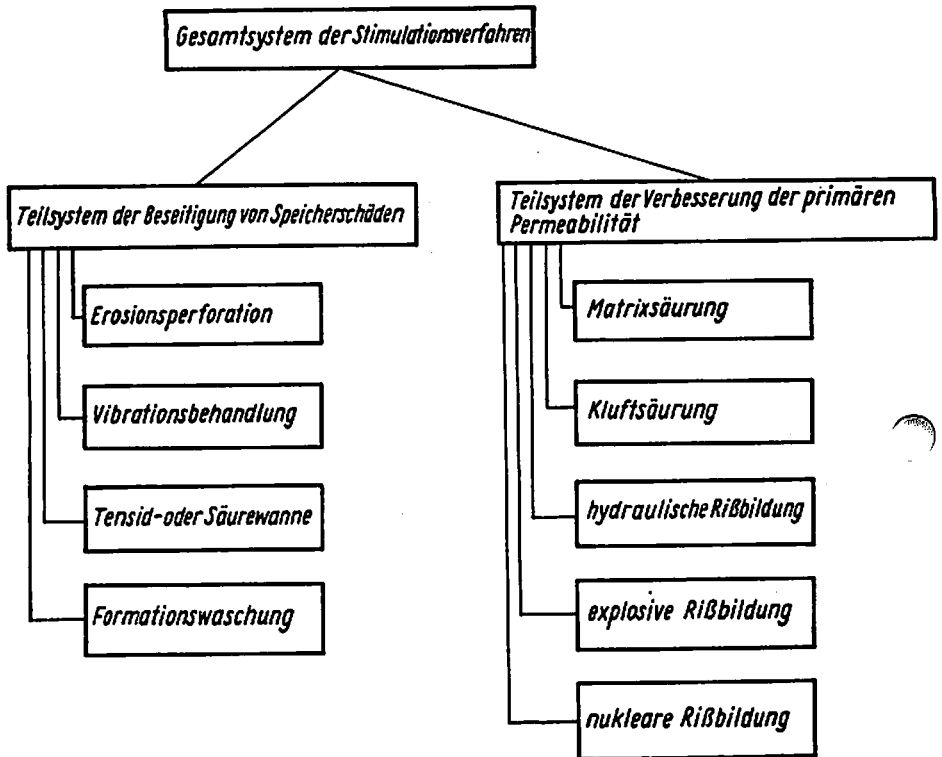


Bild 2. System der praxisbezogenen Zuordnung der Stimulationsverfahren

Einzugsgebiet der Sonde. Ähnliche Beziehungen lassen sich für Injektionssonden ableiten.

3.1. Geringe primäre Permeabilität des Speichergesteins

Das Maß für die Durchlässigkeit eines porösen Stoffes, den das Speichergestein darstellt, wird als Permeabilität bezeichnet. Die Permeabilität eines Speichergesteines ist eine komplexe Größe, da sie sowohl von geologischen Faktoren, wie Mineralbestand, Anordnung der Mineralkomponenten, Art und Menge des Bindemittels, tektonische Beanspruchung, als auch von petrophysikalischen Faktoren, wie Größe der Poren im Gestein,

Windungen der Porenkanäle, Kapillarkräften, Vorhandensein gasförmiger oder flüssiger Phasen, abhängig ist.

Eine Beeinflussung dieser Faktoren ist durch eine Stimulation möglich. Zur Verbesserung der primären Permeabilität haben sich je nach Art des Speichergesteines die verschiedenen Formen der chemischen (Säurebehandlung) und mechanischen (hydraulischen Rißbildung) Stimulationsverfahren bewährt.

3.2. Primär niedriger oder im Verlaufe des Abbaues fallender Schichtdruck

Bei einem niedrigen Schichtdruck (Lagerstätten-~~druck~~) wird die Depression, d. h. die Druckdifferenz zwischen Lagerstätten-~~druck~~ und Bohrlochsohlendruck, trotz maximaler Entlastung der Sonde klein sein. Eine direkte Beeinflussung der Depression durch eine Stimulation ist nur in begrenztem Umfang, z. B. Stimulationen mittels verflüssigten technischen Gasen, möglich. Eine minimale Produktionssteigerung kann auftreten, wenn in einem inhomogenen Speicher permeable Zonen, die bisher nicht an der Förderung beteiligt waren, erfaßt werden. Eine kurzzeitige Erhöhung der Förderrate ist ein wesentliches Merkmal erfolgreicher Behandlungen in druckschwachen Horizonten.

3.3. Hohe Viskosität des Schichtmediums

Die Viskosität ist ein Maß für die Fließfähigkeit des Schichtinhaltes, z. B. fließt Erdöl mit einer hohen Viskosität schwerer. Die Viskosität des Erdöls hängt hauptsächlich von der Menge des in ihm gelösten Gases sowie von der chemischen Zusammensetzung ab.

Durch Zusatz von verflüssigten technischen Gasen bei Stimulationen ist es möglich, die Viskositäten von Schwerölen erheblich zu senken.

3.4. Zuflußhemmende Faktoren

Unter Zuflußhemmungen werden alle sekundär bedingten Faktoren bezeichnet, die den Zufluß zur Bohrung oder die Injektion in den Speicher beeinträchtigen. Sie sind nachträglich durch den Aufschluß des Speichers oder während der Förderung bzw. der Injektion entstanden.

3.4.1. Ungenügende Perforation

Nach MUSKAT /2/ ist ein homogener poröser Speicher mit 14 Schuß je Meter Jetperforation (Hohlladungsperforation) hydrodynamisch vollkommen aufgeschlossen, d. h., der Zufluß erfolgt so, als wenn keine Verrohrung vorhanden wäre.

Gebräuchlich ist im allgemeinen eine Perforationsdichte von 20 Schuß je Meter. Eine größere Perforationsdichte hat nur eine weitere Schwächung der Produktionsrohrtour zur Folge. Durch bohrlochgeophysikalische Messungen, wie Flowmetermessung, Temperaturmessung mittels Differentialthermometer, Einsatz radioaktiver Isotope, läßt sich nachprüfen, ob alle Perforationsöffnungen frei sind. Mittels Muffenlokatormessung, Zweikanalmikro- und Vierkanalmikrokalibermessung lassen sich die Perforationsöffnungen nachweisen.

Verstopfungen können durch Formationswaschungen oder Nachperforationen mittels Jetperforation bzw. Erosionsperforation behoben werden. Zur Verringerung der Injektionsdrücke ist grundsätzlich vor einer Fracbehandlung eine Erosionsperforation durchzuführen /3/.

3.4.2. Speicherschädigungen

Ursachen für Speicherschädigungen (Bild 3) können sein:

- Flüssigkeitsblockierung durch eine erhöhte Wassersättigung in der bohrlochnahen Zone infolge der Infiltration von Spülfiltrat und Zementfiltrat während des bohrtechnischen Aufschlusses, der Komplettierung und infolge von Sondenreparaturarbeiten sowie als Ergebnis eines unzureichenden Austrages von Intensivierungsflüssigkeiten

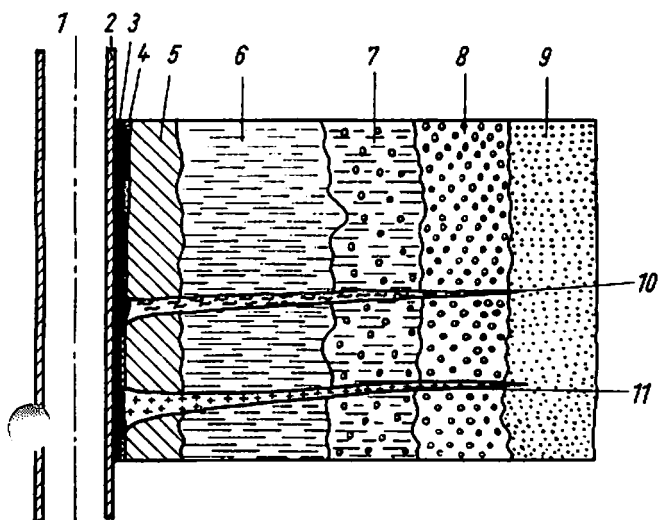


Bild 3. Zustand eines Bohrloches nach Verrohrung und Zementation

- 1 Bohrloch
- 2 Verrohrung
- 3 Zementmantel
- 4 Reste der Filterkruste der Spülung
- 5 Zone mit eingedrunnenen Spülpertikeln
- 6 Wasserblock durch Spülungsfilter
- 7 Zone mit einer Öl-in-Wasser-Emulsion
- 8 Zone mit einer Wasser-in-Öl-Emulsion
- 9 unbeeinflusster erdölführender Speicher
- 10 Tonquellung durch Filtratwasser
- 11 chemische Ausfällungen durch Filtratwasser

- Feststoffblockierung durch das Bohrklein und durch die Feststoffe der Spülung
- Spülings- oder Zementverlust durch unbeabsichtigtes Aufbrechen des Speichers während der Bohr- und Komplettierungsarbeiten
- Ausfällungen von Salzen aus hochmineralisierten elektrolytischen Lösungen (Zementfiltrat, Lagerstättenwasser, ab-reagierte Stimulationsflüssigkeiten)
- Mobilisierung von Feststoffteilchen oder Ausfällung von Salzen während der Förderung
- Verstopfung der Porenkanäle durch das Quellen bestimmter Tonminerale im Speichergestein (Bentonit)

Tabelle 1. Laborativ ermittelte Schädigungen an silikatischen Speichergesteinen

Einwirkendes Medium	Druckdifferenz zur Erzeugung der Schädigung in at	Einwirkzeit am Kern in h	Restpermeabilität nach der Schädigung in %
Spülungsfiltrat (Bentonitspülung)	50	0,75	87
Zementfiltrat (alkalisch pH = 12)	50	0,75	11
Kalziumbentonit	20	0,75	1
Natriumbentonit	50	0,75	1
Bentonitspülung	50	0,75	52
	50	16	11
Kreidespülung	50	19	32
Pottaschespülung und Salz-Soda-Spülung mit jeweils 7% Bentonit	20	20	85
destilliertes Wasser (Permeabilität bis 35 mD)	20	0,75	30
destilliertes Wasser (Permeabilität bis 200 mD)	20	0,75	100

- Bildung hochviskoser Emulsionen zwischen Erdöl und abfiltrierten wässrigen Flüssigkeiten
- Umbenetzung des Speichergesteines in der bohrlochnahen Zone.

Aufschluß über den Grad der Schädigung gibt Tabelle 1.

Die Eindringtiefe der schädigenden Substanzen in den Speicher ist schwer erfaßbar, da sie sowohl von den petrophysikalischen Eigenschaften des Speichers (Permeabilität, Porosität, Porengrößenverteilung) als auch von der Art der schädigenden Substanzen, der Druckdifferenz zwischen Bohrloch und Speicher und der Einwirkzeit abhängig ist. Geophysikalische Bohrlochmessungen haben ergeben, daß die Eindringtiefe in der Größenordnung von mehreren Metern liegen kann.

Beim unbeabsichtigten Aufbrechen des Speichers mit nachfolgendem Spülungs- und Zementverlust wird dieser Orientierungswert weit überschritten.

3.4.3. Spannungskonzentration in der bohrlochnahen Zone

Als primären Spannungszustand bezeichnet man den Spannungszustand, der im Gebirge vor dem Durchteufen vorhanden ist (Bild 4). Durch die Bildung bergmännischer Hohlräume wird der

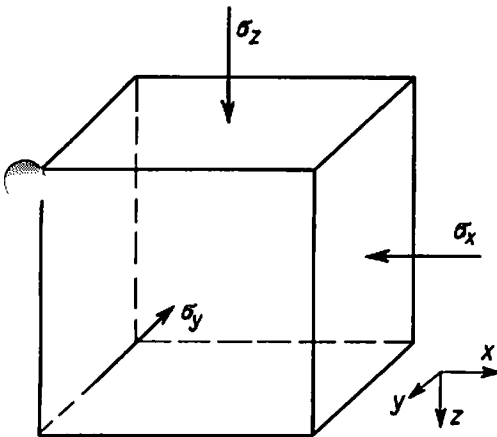


Bild 4
 Der primäre Spannungszustand im Gebirge
 σ_z Vertikalspannung
 σ_x, σ_y Horizontalspannungen

primäre Spannungszustand im Gebirge verändert. Dieser sekundäre Spannungszustand ist generell eine Funktion des primären Spannungszustandes, der physikalisch-mechanischen Eigenschaften des Gebirges sowie der Hohlraumform.

An dieser Stelle soll soviel gesagt werden, daß beim Durchteufen eines Speichergesteines mittels einer Bohrung Spannungskonzentrationen an der Bohrlochwandung auftreten, die das Doppelte der primären Spannungen betragen können (Bild 5).

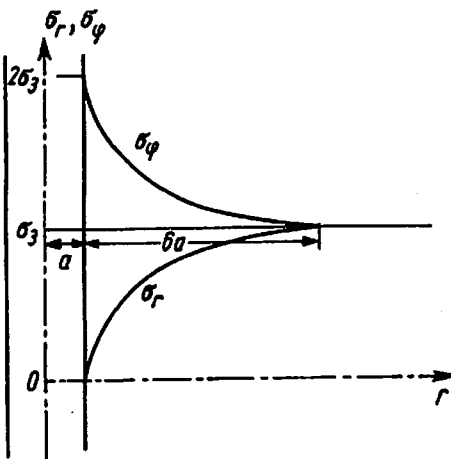


Bild 5
 Radial- und Tangentialspannungen um eine Bohrung im elastischen Gebirge
 σ_φ Tangentialspannung
 σ_r Radialspannung
 σ_3 kleinste effektive horizontale Hauptspannung
 a Bohrlochradius
 r Entfernung von der Bohrlochachse

Letztlich bedeutet das, daß die Zuflußwege im Speicher durch diese Spannungskonzentrationen verengt werden.

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.

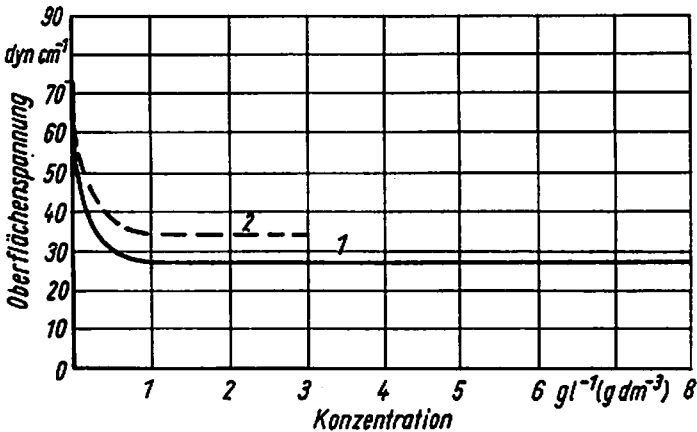


Bild 6. Verringerung der Oberflächenspannung von Wasser durch oberflächenaktive Stoffe (Tenside)
 1 nichtionogenes Tensid
 2 kationogenes Tensid

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.

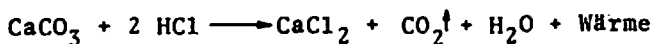
Eine Kluftsäuerung liegt bei einer Säurebehandlung vor, wenn der Injektionsdruck so hoch ist, daß primär vorhandene Klüfte geöffnet oder künstliche erzeugt werden. Das Gestein wird an den Kluftflächen gelöst, wobei infolge der Inhomogenität des Gesteines Rippen stehen bleiben. Aus diesem Grund schließen 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.

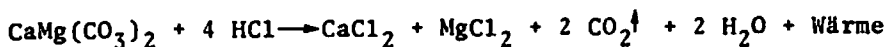
4.3.2. Chemische Reaktionen

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.

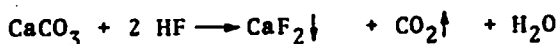
Um die Ausfällung von Salzen sowie von gelatinösem Eisenhydroxid und damit eine sekundäre Blockierung des Speichers zu vermeiden, soll möglichst ein gewisser Restsäuregehalt bei der Rückförderung der abreagierten Säuregemische beibehalten werden. Das kann durch die Einarbeitung von schwachen organischen 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.

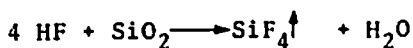
Der Reaktionsablauf der Salzsäure-Flußsäure-Gemische mit den Bestandteilen silikatischer Speicher ist sehr komplex und kann im folgenden nur schematisch erläutert werden /6/.

- 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

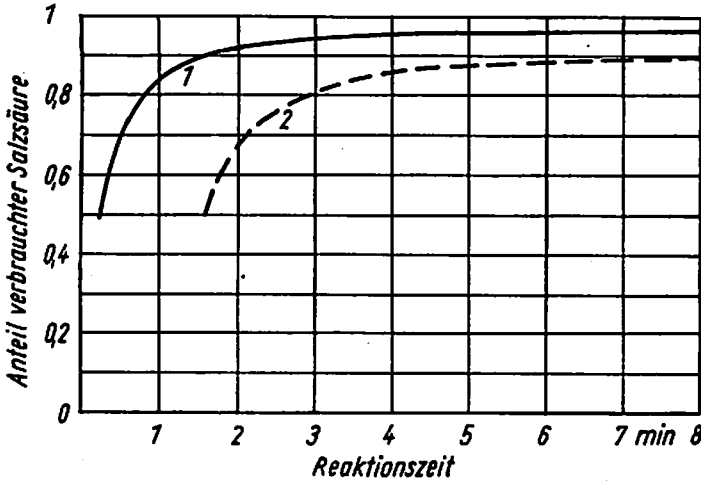


Bild 7. Reaktionszeit 15%iger Salzsäure an karbonatischem Gestein bei einer Temperatur von 20 °C und einem Druck von 1 at (etwa 0,1 MPa)
 1 Kalkstein 2 Dolomit

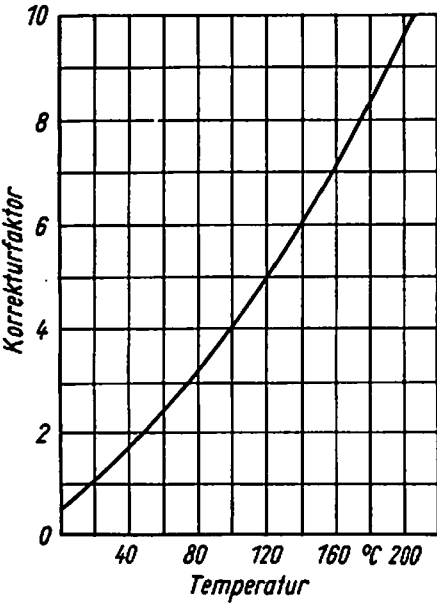


Bild 8
 Korrekturfaktor der Reaktionszeit 15%iger Salzsäure an karbonatischen Gesteinen zur Berücksichtigung der Behandlungstemperatur

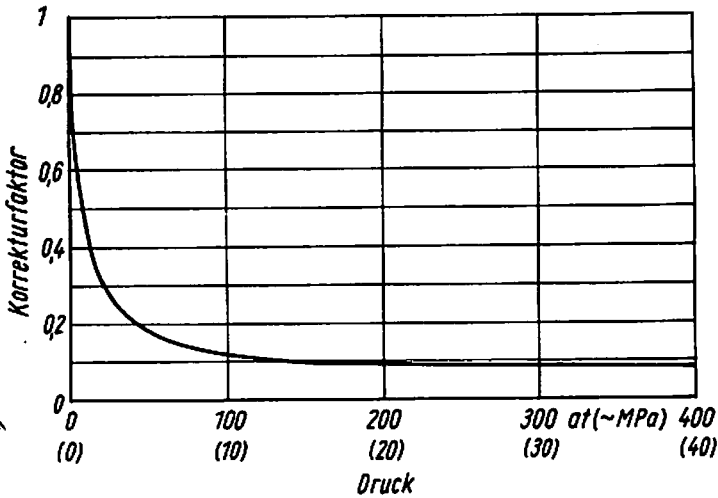


Bild 9. Korrekturfaktor der Reaktionszeit von 15%iger Salzsäure an karbonatischen Gesteinen zur Berücksichtigung des Behandlungsdruckes

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.

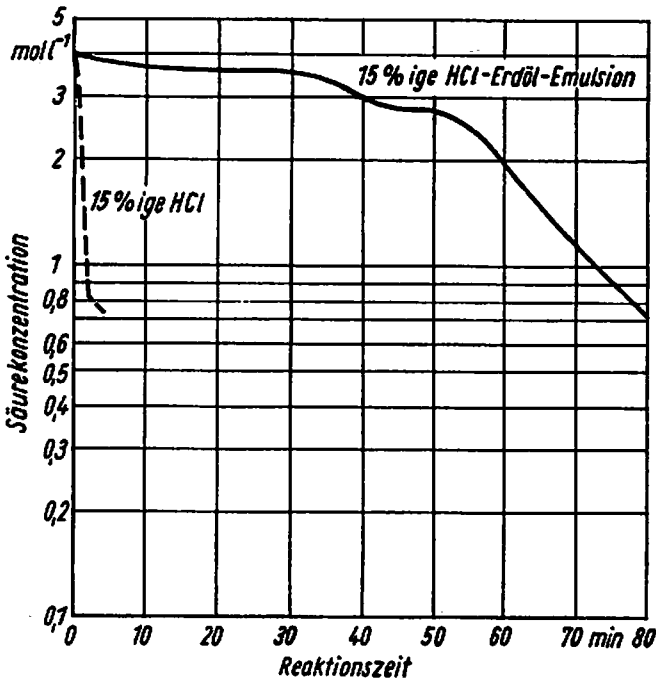


Bild 10
 Vergleich der Reaktionszeiten von 15%iger Salzsäure mit einer Salzsäure-Erdöl-Emulsion an Dolomit bei einer Temperatur von 70 °C und einem Druck von 1 at (etwa 0,1 MPa)

- 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).

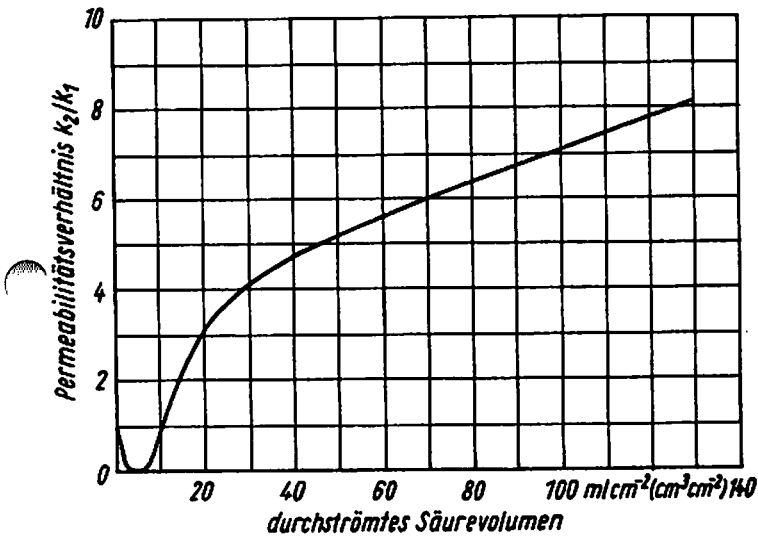


Bild 11. Permeabilität eines Sandsteinkernes als Funktion des durchströmten Volumens eines Salzsäure-Flußsäure-Gemisches

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.

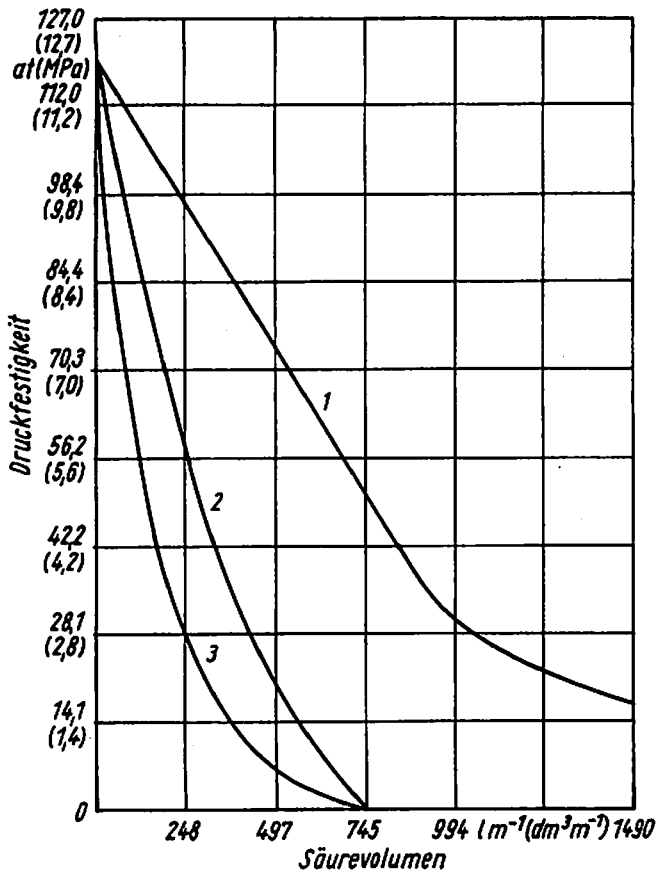


Bild 12. Beispiel für die Abnahme der Gesteinsfestigkeit als Funktion des Volumens und der Konzentration verschiedener Salzsäure-Flußsäure-Gemische

- 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).

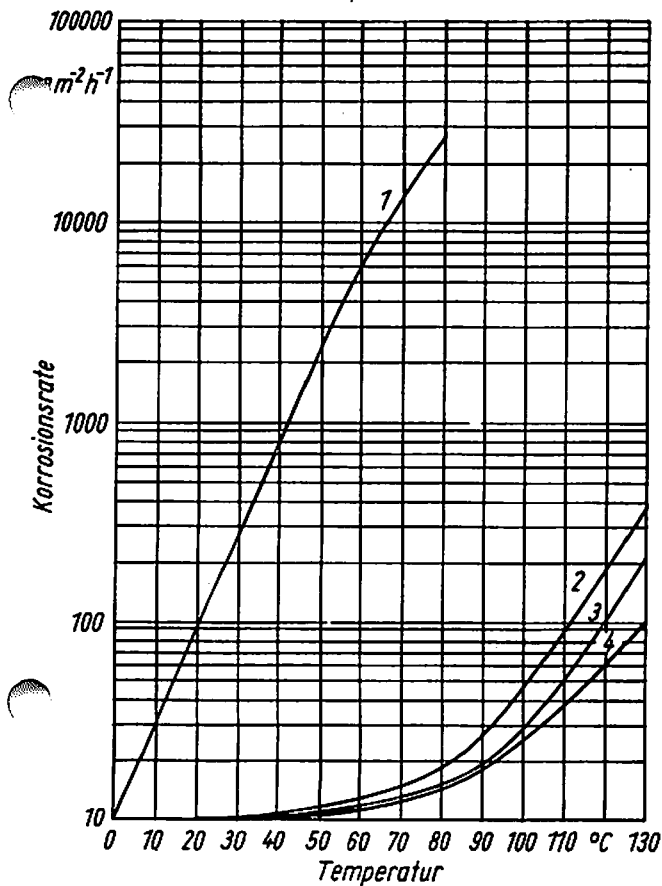


Bild 13. Korrosionsraten von Salzsäuregemischen an Stahl in Abhängigkeit von der Temperatur

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

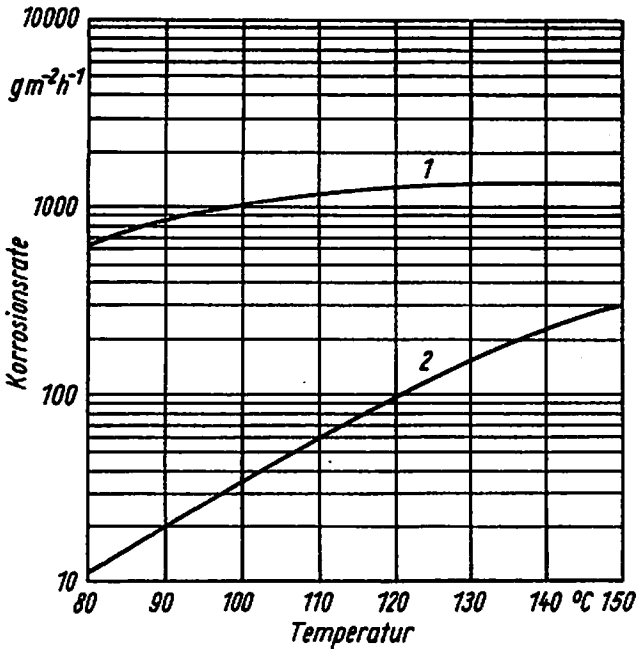


Bild 14. Korrosionsraten von Salzsäure-Flußsäure-Gemischen an Stahl in Abhängigkeit von der Temperatur

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:

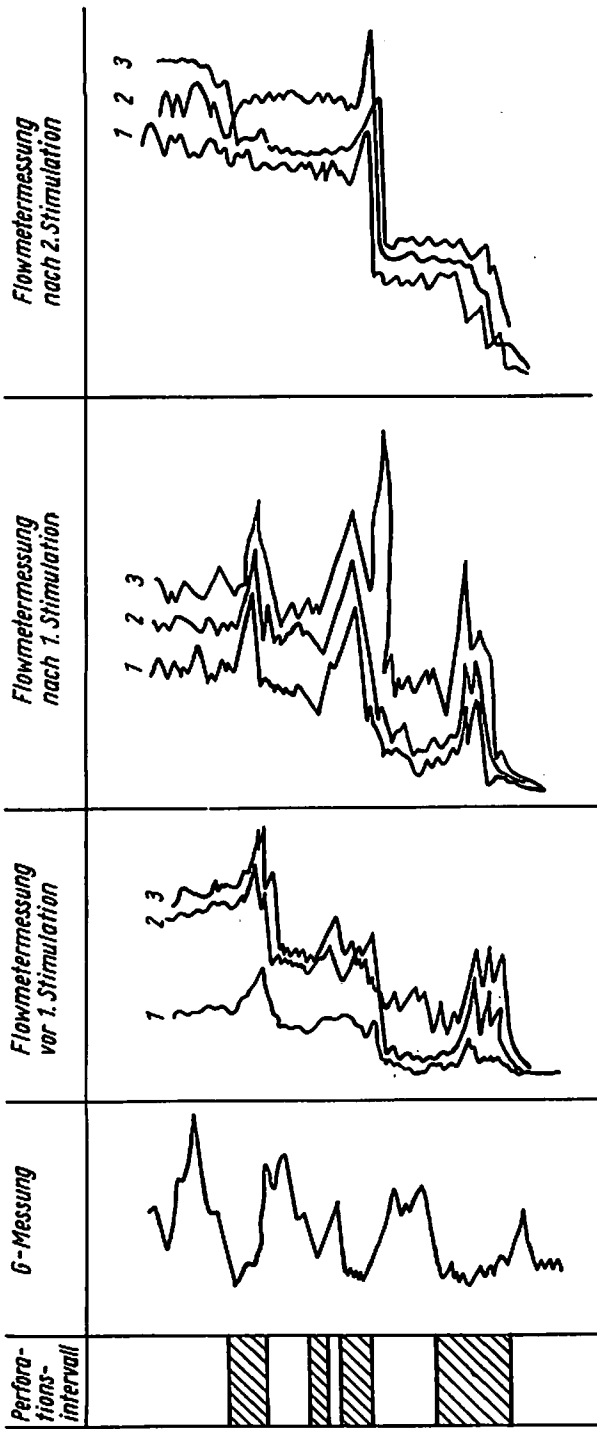


Bild 15. Flowmetermessungen vor und nach Säurebehandlungen in inhomogenen Speichergesteinen
1, 2, 3 Zufluß bei verschiedenen Depressionen

- 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.

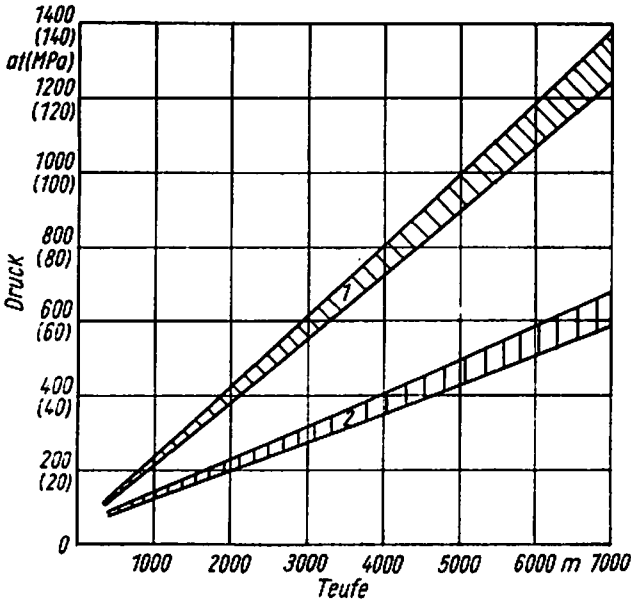


Bild 16. Theoretische Drücke bei vertikaler Rißbildung in Abhängigkeit von der Teufe
 1 statischer Sohlendruck während der Rißbildung
 2 statischer Kopfdruck während der Rißbildung

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.

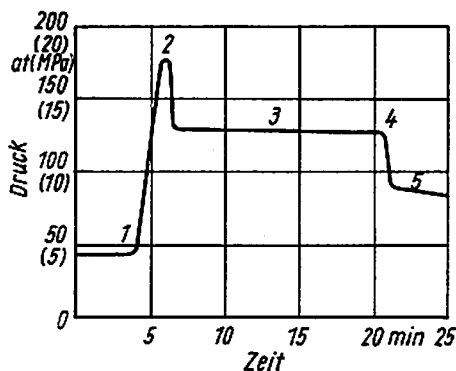


Bild 17
Theoretische Entwicklung
des Injektionsdruckes
während der Fracbehandlung
1 Pumpbeginn
2 Aufbrechdruck (Rißerzeugung)
3 Rißausdehnungsdruck
4 Pumpenstop
5 Schließdruck

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)

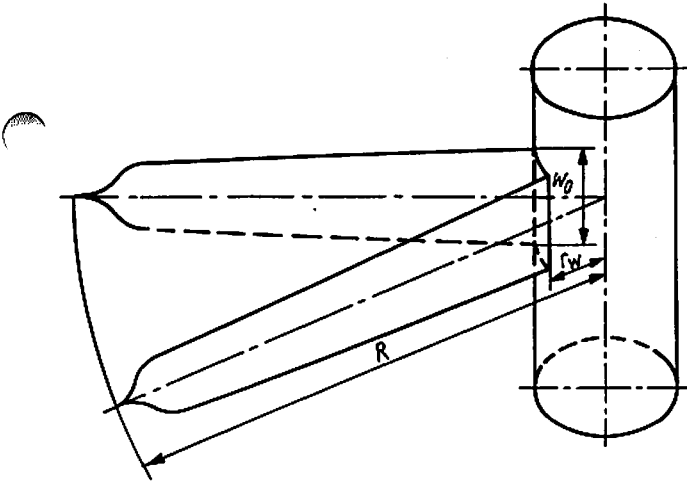


Bild 18
Ausbildung eines horizontalen Risses bei der hydraulischen Rißbildung
 R Rißradius
 w_0 maximale Rißweite

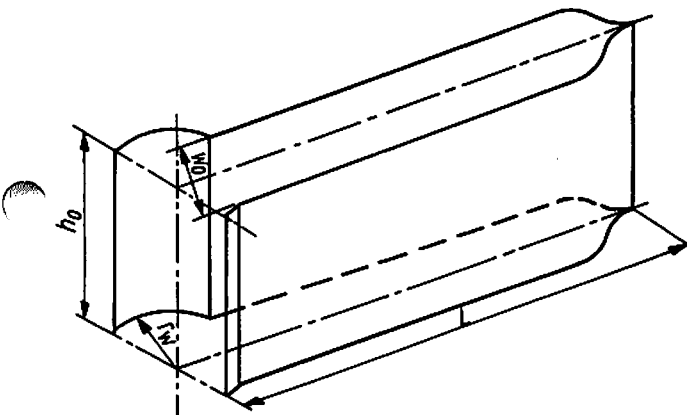


Bild 19
Ausbildung eines vertikalen Risses bei der hydraulischen Rißbildung
 r_w Bohrlochradius
 w_0 maximale Rißweite
 h_0 Rißhöhe
 L Rißlänge

- 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 Riß 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 Rißausdehnung 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: Rißbreite 2 bis 3 mm
Rißradius 10 bis 20 m
- vertikale Risse: Rißbreite 10 bis 15 mm
Rißlänge 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 Rißausbreitung 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-

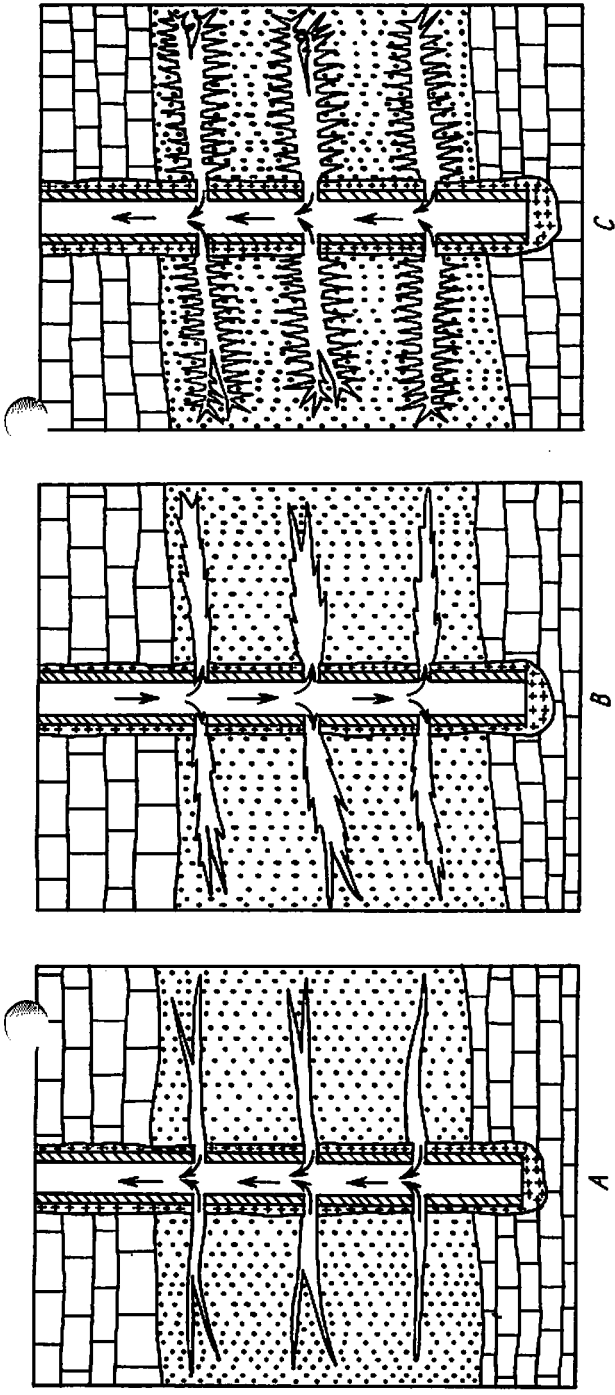


Bild 20. Ausbildung der Rißsysteme bei der explosiven Rißbildung
 A Zustand des Bohrloches nach Durchführung einer hydraulischen Rißbildung
 B Verpressen von flüssigem Explosivstoff in die vorhandenen Klüfte
 C Zustand des Bohrloches nach Zündung des flüssigen Explosivstoffes

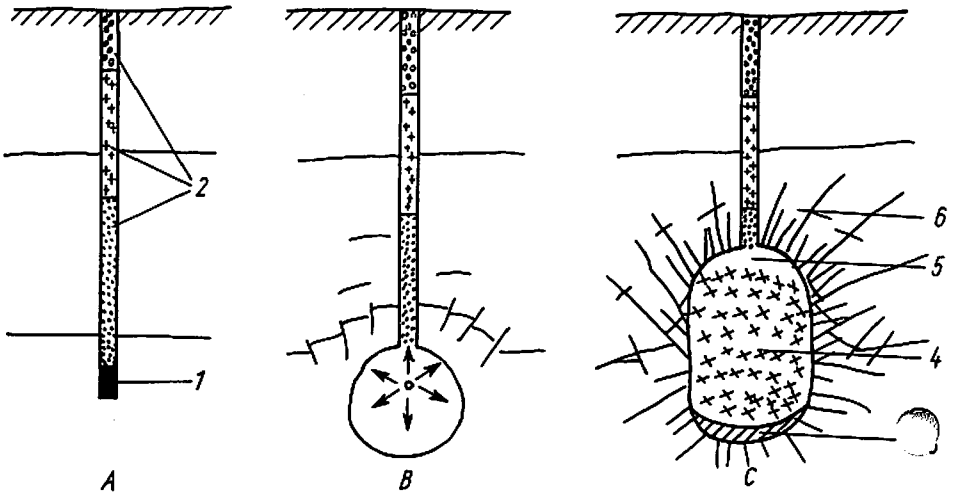


Bild 21. Ausbildung der untertägigen Hohlräume und Rißsysteme bei der nuklearen Rißbildung

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-

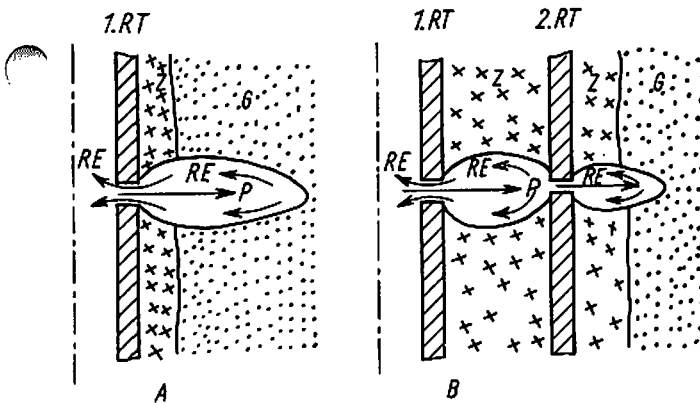


Bild 22. Ausbildung der Kerben im Gebirge nach einer Erosionsperforation

- 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.

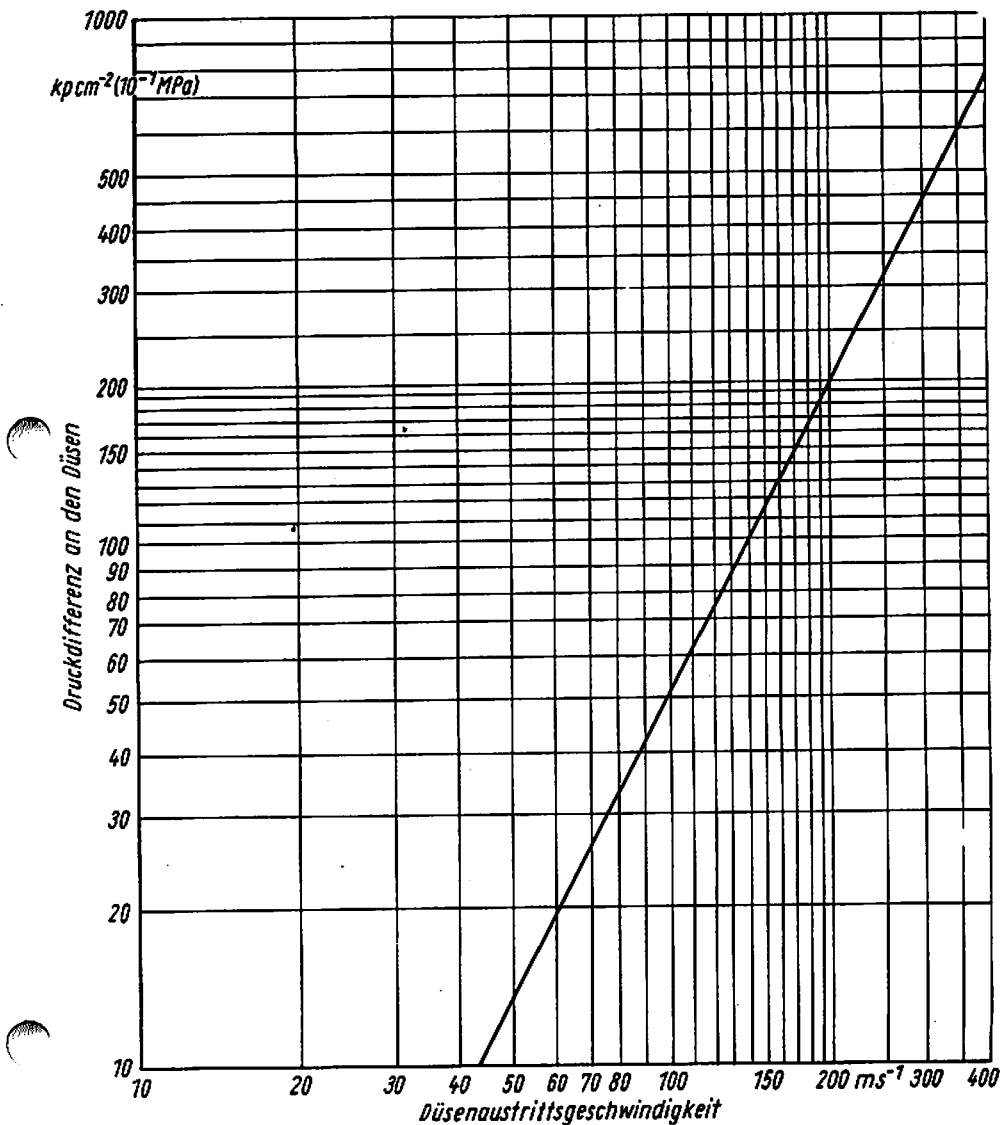


Bild 23. Beziehung zwischen der Druckdifferenz an den Düsen und der Düsenaustrittsgeschwindigkeit bei einer Erosionsperforation (Dichte der Perforationsflüssigkeit $\rho = 1,0 \text{ g cm}^{-3}$)

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

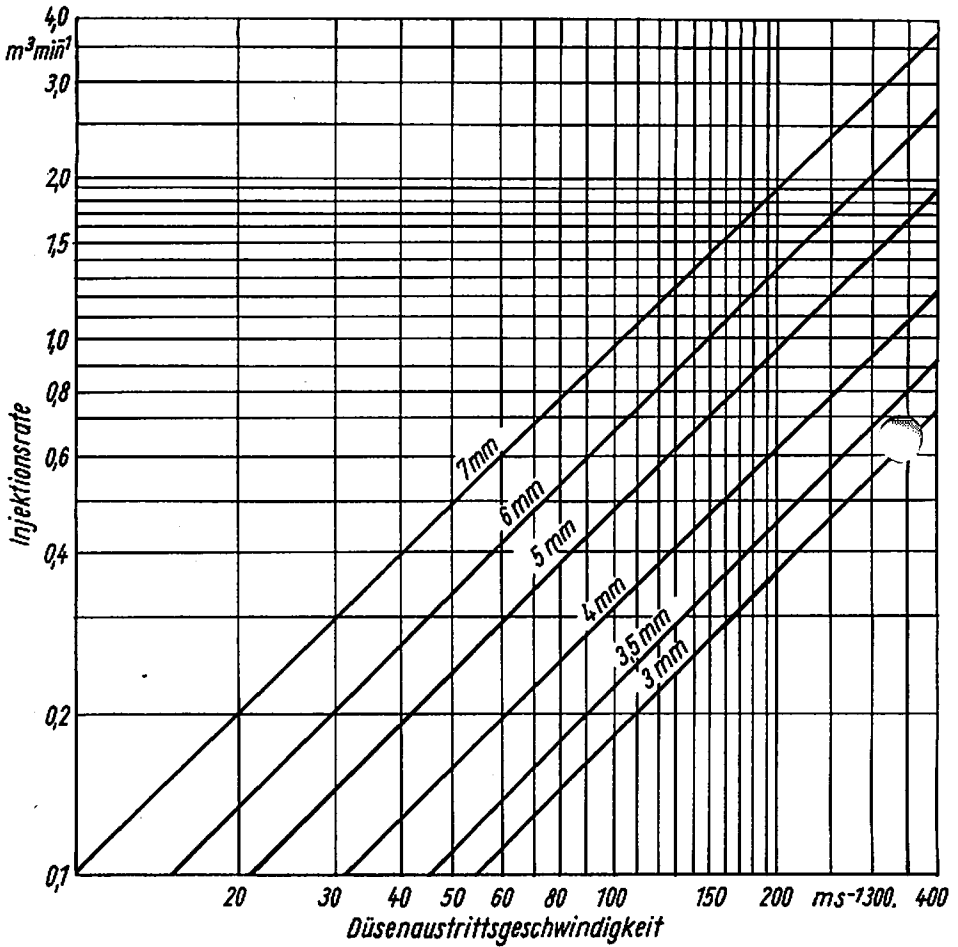


Bild 24. Ermittlung der Injektionsrate bei einer Erosionsperforation in Abhängigkeit von der Düsenaustrittsgeschwindigkeit und dem Düsendurchmesser, Düsenanzahl $z = 4$
 Bemerkung: $z \neq 4$, dann wird die ermittelte Injektionsrate durch 4 dividiert und mit der tatsächlichen Anzahl der Düsen multipliziert

- Berechnung der Reibungsverluste

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

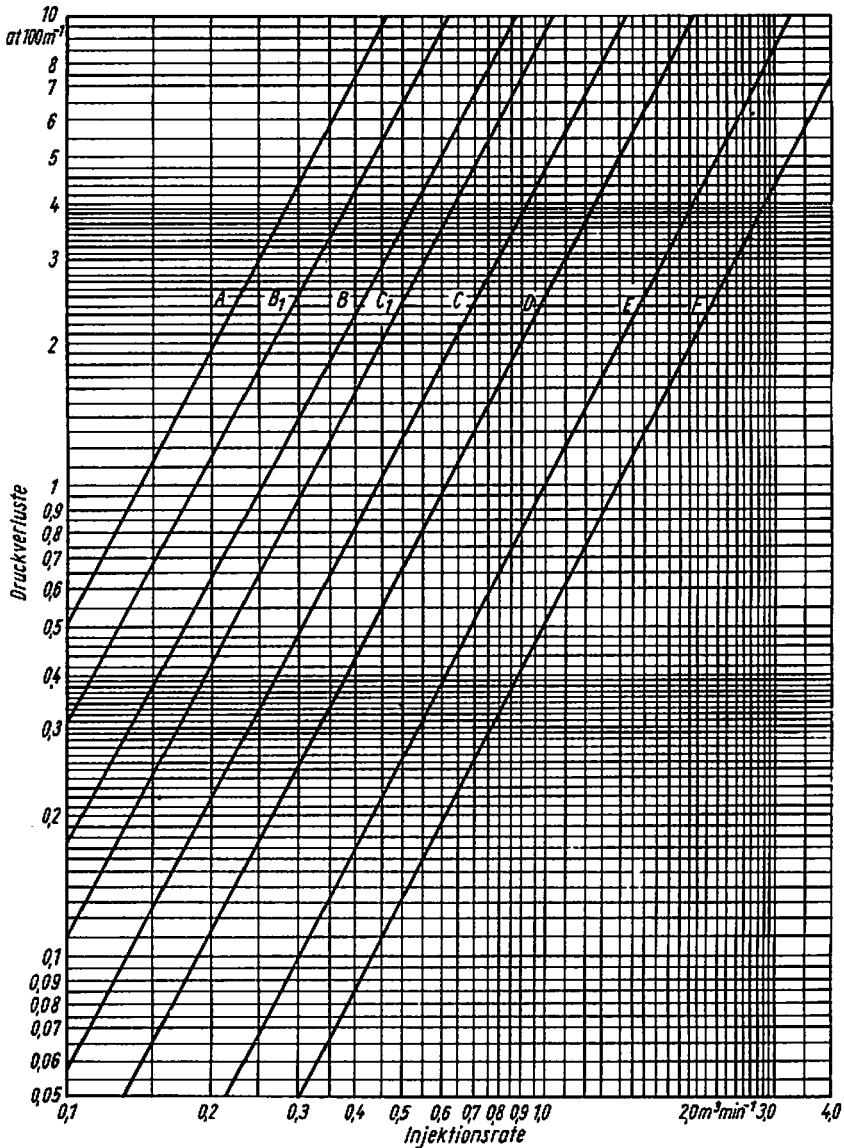
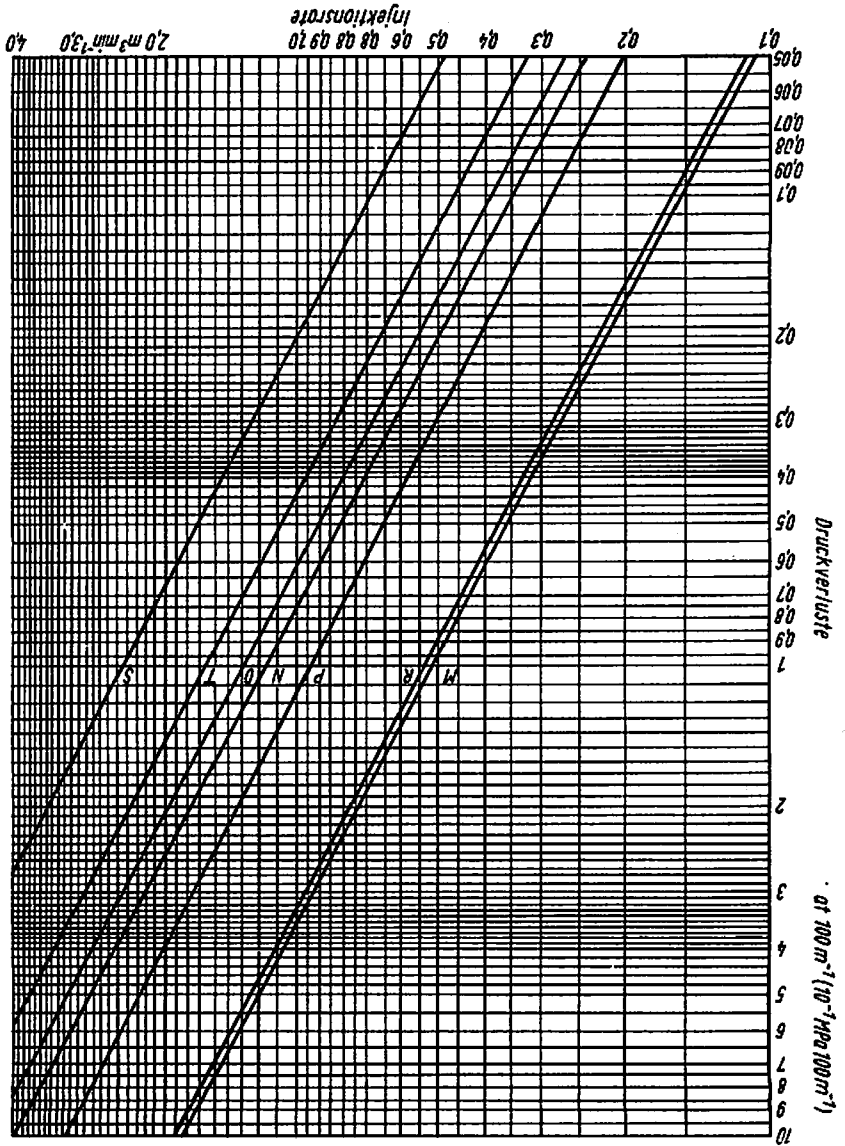


Bild 25. Reibungsverluste von NEWTONschen Flüssigkeiten im Steigraum, Dichte $\rho = 1,0 \text{ g cm}^{-3}$

- | | |
|-------------------------------------|-------------------------------------|
| 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" x 2 7/8" P 5 1/2" x 2 7/8" T 7" x 3 1/2"
 N 5" x 2 3/8" R 5 3/4" x 3 1/2"
 O 5 1/2" x 2 3/8" S 7" x 2 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.

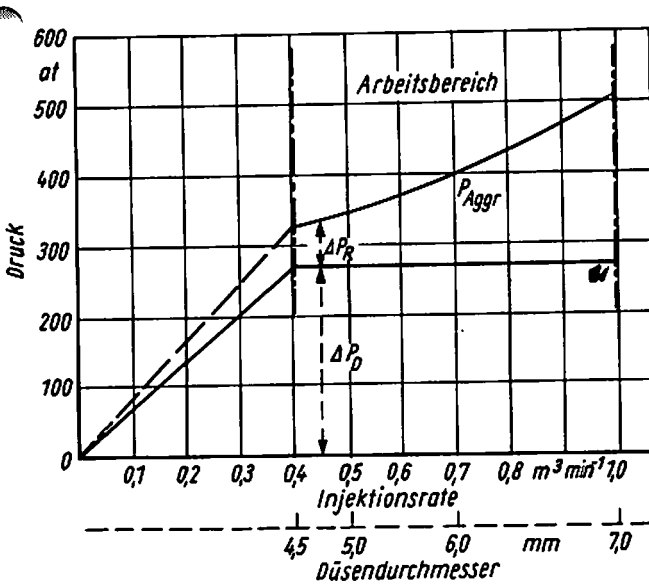


Bild 27. Beispiel für das Arbeitsregime während einer Erosionsperforation
 P_{Aggr} Arbeitsdruck der Pumpfahrzeuge
 Δp_R Reibungsverluste
 Δp_D Druckdifferenz an den Düsen

- Längenänderung des Perforationsstranges (Bild 28)

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

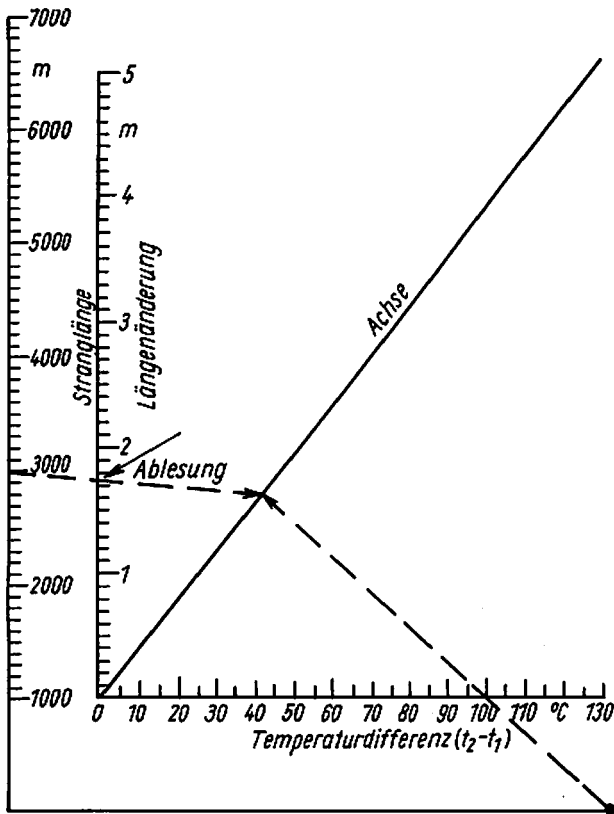


Bild 28. Längenänderung des Perforationsstranges durch den Einfluß der Temperatur beim Einbau
 t_1 Übertagetemperatur
 t_2 Temperatur in Perforationsteufe

- 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.

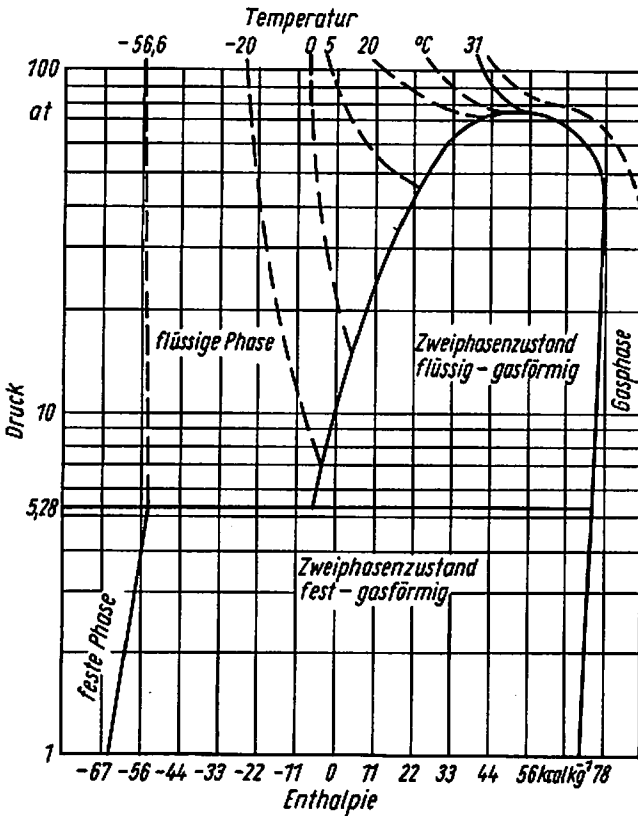


Bild 29. Zustandsdiagramm von CO_2

- 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

5. Vorbereitung und Durchführung von Stimulationen

Die Auswahl der Stimulationsmethode und die Vorbereitung der Arbeiten erfolgen grundsätzlich mit den geologischen und technologischen Bereichen des jeweiligen Auftraggebers, wobei folgende Faktoren zur Entscheidungsfindung herangezogen werden:

- Zielstellung der geplanten Stimulationsarbeiten
- geologisch-lagerstättenkundliche Parameter, wie mineralogische Zusammensetzung des Speichergesteines, Klüftigkeit, Porosität, Permeabilität, Schichtinhalt, Ergebnisse bohrlochgeophysikalischer Messungen, Schichtdruck, Abbauzustand der Lagerstätte, Interpretationen von Druckaufbaumessungen oder Testergebnissen, Fördercharakteristika, Schichttemperatur, Ergebnisse bereits durchgeführter Stimulationen
- technische Parameter der Sonde, wie unter- und übertägige Installation (Verrohrung, Zementation, Perforation, Be-

handlungsstrang, Sondenkopfausrüstung, Behältervolumen), mögliche Schädigung des Speichers während des bohrtechnischen Aufschlusses

- technische Ausrüstungen zur Durchführung der Stimulation, wie Pumpfahrzeuge, Sandmischer, Zisternen, Zupumpeinheiten, Saugsystem, Drucksystem, spezielle Sondenkopfausrüstungen, spezielle untertägige Ausrüstungen, wie Packergarnituren, weitere Komplettierungselemente, Meßeinrichtungen

5.1. Ausrüstungen zur Durchführung von Stimulationen

Infolge der hohen Arbeitsdrücke und hohen Injektionsraten, Zugabe von Feststoffen und Chemikalien zur Behandlungsflüssigkeit während der Injektion und der Verwendung mehr oder weniger konzentrierter Säuren und Laugen sind spezielle Über- und untertägige Ausrüstungen erforderlich.

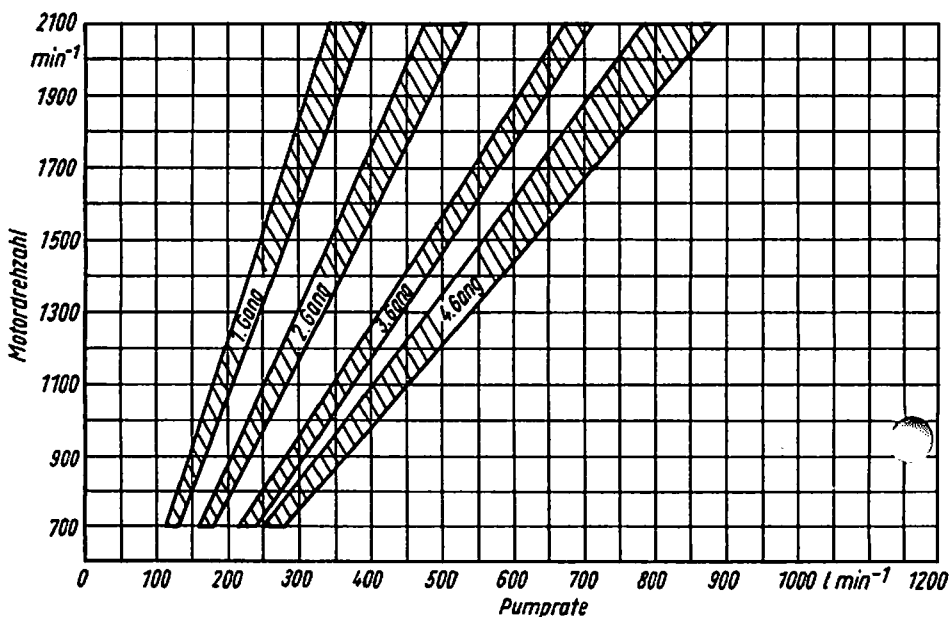


Bild 30. Leistungsparameter des Pumpfahrzeuges 4 AN-700

- a) Kolbendurchmesser: 100 mm
 Kolbenhub: 200 mm
 Wirkungsgrad: 0,8 bis 0,9
 Druckstufen: 1. Gang: 719 at, 2. Gang: 529 at,
 3. Gang: 374 at, 4. Gang: 298 at

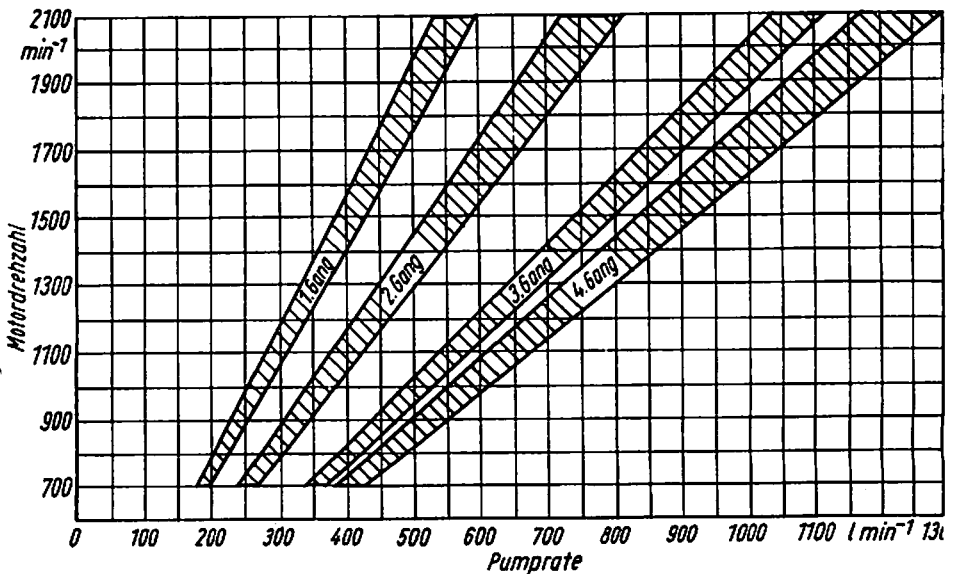
5.1.1. Obertägige Ausrüstungen

5.1.1.1. Pumpfahrzeuge

Die mobilen Pumpfahrzeuge, auch Fracaggregate genannt, bestehen grundsätzlich aus folgenden Baugruppen:

- einfachwirkende Triplexpumpe mit Druck- und Saugsystem
- Reduktionsgetriebe für mehrere Gänge sowie einer Frictionskupplung
- Antriebsmotor für die Triplexpumpe (Dieselmotor oder Turbine)
- Fahrzeug

In Tabelle 7 sind die international am häufigsten verwendeten Pumpfahrzeuge aufgeführt.



- b) Kolbendurchmesser: 120 mm
Kolbenhub: 200 mm
Wirkungsgrad: 0,8 bis 0,9
Druckstufen: 1. Gang: 500 at, 2. Gang: 366 at
3. Gang: 260 at, 4. Gang: 207 at

Tabelle 7. Pumpfahrzeuge

Bezeichnung	Maximaler Arbeits- druck in at	Pumprate bei maximalem Arbeitsdruck in $l \text{ min}^{-1}$	Hydraulische Leistung in HPS
Twin HT-400, Modell 58-F (USA)	1400	250	1000
Turbo-Jet- Pumper, Modell B 902 (USA)	1055	300	825...850
ACF-1050 (SR Rumänien)	1050	180	450
4 AN-700 (UdSSR)	710	250	470
ACF-700 (SR Rumänien)	700	200	450

Die Leistungsdaten des Pumpfahrzeuges 4 AN-700 sind im Bild 30 dargestellt.

5.1.1.2. Sandmischfahrzeuge

Die Sandmischfahrzeuge dienen zum Transport von Feststoffpartikeln (Stützmaterial, Abrasivmaterial) sowie der Zugabe die Medien zur Behandlungsflüssigkeit. Der Mischvorgang erfolgt in einem Trommelbehälter mit Rührwerk. Über eine Schnecke, deren Drehzahl regelbar ist, werden die Feststoffpartikel der Behandlungsflüssigkeit zudosiert (Regelbereich 30 bis 1000 kg min^{-1}). Vom Mischbehälter wird die mit Feststoffpartikeln versetzte Behandlungsflüssigkeit den Fracaggregaten zugepumpt.

5.1.1.3. Zisternen

Zisternen werden bei Stimulationsarbeiten zum Transport der Behandlungsflüssigkeiten (Salzsäure, Essigsäure, Tenside, Wasser usw.) benötigt. Das Bunkervolumen beträgt 9 bis 17 m³. Bei den Säurezisternen sind die Behälter mit einem säureresistenten Material ausgekleidet. Die Zisternen sind mit einer Triplexpumpe bzw. Kreiselpumpe komplettiert, mit der ein Befüllen und Entleeren des Behälters möglich ist.

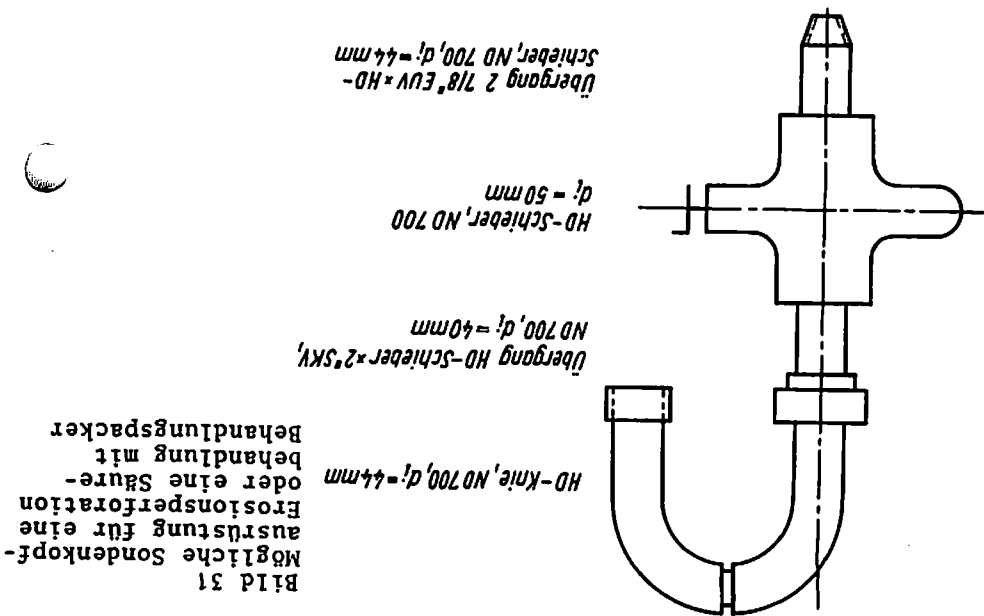
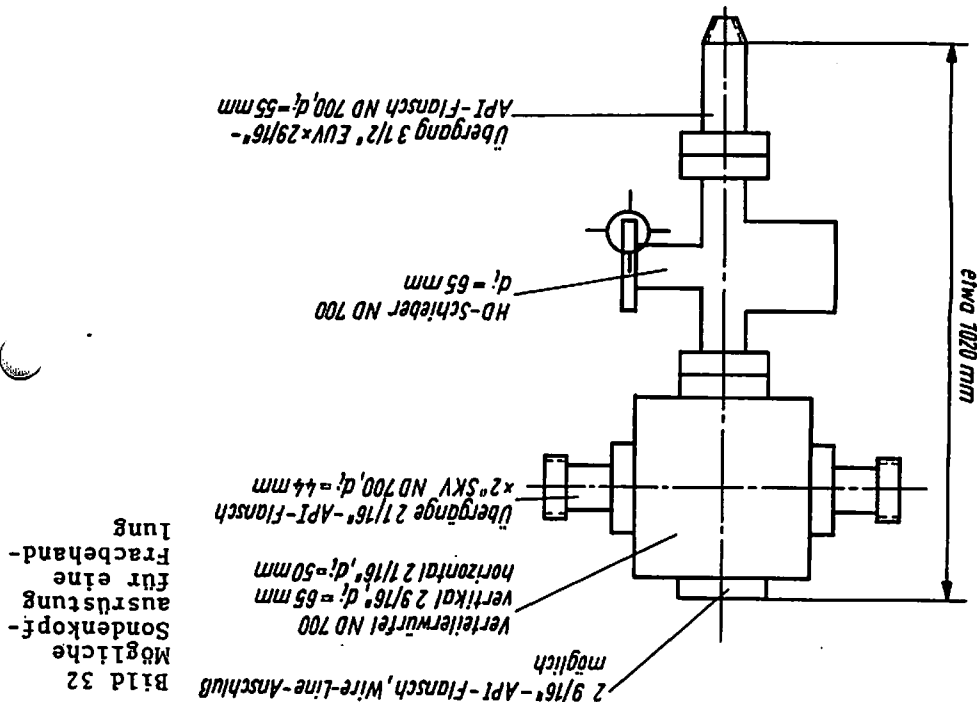
5.1.1.4. Druckmanifold

Als Druckleitungen kommen 2"-Hochdruckstangen mit Schnellkupplungsanschlüssen und entsprechendem Zubehör, wie Hochdruckknie, Hochdruckverteilerstück (Y- oder T-Stück), Hochdruckkükten mit einem zulässigen Arbeitsdruck von 700 kp cm⁻² zum Einsatz. Die Hochdruckleitungen der einzelnen Pumpfahrzeuge können in einem mobilen Druckmanifold, das mit einem Rückschlagblock (Rückschlagventil für jedes Pumpfahrzeug), mit Hochdruckschiebern mit Meßstellen für den Steigraumdruck sowie Entlastungsmöglichkeiten ausgerüstet ist, zusammengefaßt werden. Von diesem Manifold können zwei Hochdruckleitungen zum Steigraum und zwei Hochdruckleitungen zum Ringraum verlegt werden. Es wird angestrebt, nicht mehr als 1,6 m³ min⁻¹ durch eine 2"-Hochdruckleitung zu pumpen, da bei höheren Pumpraten die Erosionsauswirkungen zu groß sind. Durch Umstellen der Schieber können verschiedene Pumprichtungen realisiert werden, z. B. Injektion im Steigraum oder im Ringraum.

5.1.1.5. Sondenkopfausrüstung

Für Erosionsperforationen, Säurebehandlungen mit Packer und Fracbehandlungen mit Packer sind spezielle Sondenkopfausrüstungen erforderlich.

Die genannten Varianten sind in den Bildern 31 und 32 dargestellt. Es ist besonders darauf zu achten, daß eine ausreichende Bügelfreiheit zwischen Elevator und Kloben vorhanden ist, damit der Behandlungsstrang bewegt werden kann.



5.1.1.6. Zupumpeinheiten

Als Zupumpeinheiten dienen eine oder mehrere Kreiselpumpen mit einer maximalen Fördermenge von $2,5 \text{ m}^3 \text{ min}^{-1}$. Saugseitig werden die Kreiselpumpen mittels 5"-Saugschläuchen mit Schnellkupplungsanschlüssen an die Behälterbatterie angeschlossen. Verbindungselemente zwischen Kreiselpumpen und Sandmischfahrzeugen sind 4"-Saugschläuche mit Schnellkupplungsanschlüssen. Als Verbindungselemente zwischen Sandmischfahrzeugen und Saugkollektor der Pumpfahrzeuge dienen ebenfalls 4"-Saugschläuche mit Schnellkupplungsanschlüssen.

5.1.1.7. Meßleitstand

Im Meßleitstand werden folgende Injektionsparameter erfaßt und aufgezeichnet:

- Druck Steigraum in kp cm^{-2}
- Druck Ringraum in kp cm^{-2}
- Injektionsrate in $\text{m}^3 \text{ min}^{-1}$
- Sandzugabe eines jeden Sandmischfahrzeuges in kg min^{-1}

Sämtliche Pumpfahrzeuge und Sandmischaggregate sind über eine Sprechanlage mit dem Meßleitstand verbunden. Das Einfahren der Pumpfahrzeuge und der Sandmischaggregate sowie das Einstellen des endgültigen Injektionsregimes erfolgen auf Anweisung des Leiters der Behandlung vom Meßleitstand.

5.1.1.8. Ausrüstung der Test- bzw. Bohranlage

Von den jeweiligen Test- bzw. Bohranlagen sind gemäß Projekt bereitzustellen:

- Behandlungsstrang
- Behälterbatterie für die Behandlungsflüssigkeiten, verbunden durch ein 10"-Saugmanifold, komplettiert mit 5"-Schnellkupplungsanschlüssen. Jeder Behälter muß abgeschiebert werden können, sie müssen sauber und dicht sein. Unsauberkeiten können dazu führen, daß die Behandlungsflüssigkeiten, wie Gele,

Emulsionen, vorzeitig zerstört werden. Geringe Undichtheiten werden bei der Bevorratung von Säuren stark angegriffen, so daß es zum Auslaufen der Säure und zur Umweltverschmutzung kommen kann.

- Behälter mit Totpumpflüssigkeiten
- Entlastungsmanifold
- Separator mit Fackeln und Meßeinrichtungen
- E-Anschluß für Kreiselpumpen und Meßleitstand (Lichtstromaggregat bzw. Trafostation).

5.1.2. Untertägige Ausrüstungen

Zu den untertägigen Ausrüstungen gehören alle Elemente, die zum Zwecke der Stimulation in das Bohrloch eingebracht werden. Im einzelnen werden dazu gezählt:

- der Behandlungsstrang mit den Übergangselementen (Dimensionsübergänge)
- Erosionsperforatoren, Behandlungspacker sowie spezielle Komplettierungselemente

Grundsätzlich sind stimulationsspezifische untertägige Ausrüstungen erforderlich.

- Perforatoren der verschiedenen Konstruktionen sowie Fensterstücke bei Erosionsperforationen
- Behandlungspacker sowie spezielle Komplettierungselemente bei Fracbehandlungen
- Behandlungspacker und spezielle Komplettierungselemente bei Formationswaschungen und Säurebehandlungen, wenn der zu erwartende Kopfdruck bei der Injektion den zulässigen Innendruck der Rohrtour überschreitet oder wenn eine schnellere technische Freiförderung über Packer und Behandlungsstrang angestrebt wird

5.1.2.1. Behandlungspacker

Der Zweck der bei Stimulationen benutzten lösbaren Packer läßt sich wie folgt zusammenfassen:

- Die hohen Behandlungsdrücke in größeren Teufen wirken sich nicht auf die gesamte Endverrohrung, deren Innendruckfestigkeit kleiner als die eines Steigrohrstranges ist, aus. Des weiteren erfolgt keine Beschädigung des Zementmantels infolge Innendruckbelastung der Endverrohrung.
- Chemisch und mechanisch korrosive Flüssigkeiten wirken nicht auf die Endverrohrung.

☞ Mit Hilfe speziell zusammengestellter Behandlungsgarnituren (Straddle-Garnitur) können selektive Stimulationen (Behandlung eines ausgewählten Horizontes) durchgeführt werden.

Als Behandlungspacker können folgende Typen eingesetzt werden:

- Schlipspacker Psch-500 und hydraulischer Packer PG-500 in Verbindung mit speziellen Anker (UdSSR)
 - zulässiger Differenzdruck am Packer: 500 kp cm^{-2}
 - maximale Bohrlochsohlentemperatur: $90 \text{ }^{\circ}\text{C}$
 - Setzmechanismus: mechanisch, hydraulisch
 - Setzvorgang: $1/4$ Umdrehung links und Entlastung des Behandlungsstranges um etwa 7 Mp
 - Lösen: Anziehen auf Normallast
 - Wirkung des Ankers: hydraulisch
 - Bewertung des Packers: in geringen Teufen anwendbar, relativ robust
- ☞ • technische Daten dieses Packertyps: siehe Tabelle 8
- HRP-1-Packer (hydraulic set, retrievable Packer, USA)
 - zulässiger Differenzdruck am Packer: 700 kp cm^{-2}
 - maximale Bohrlochsohlentemperatur: $170 \text{ }^{\circ}\text{C}$
 - Setzmechanismus: hydraulisch
 - Setzvorgang: Einwerfen einer Setzkugel und Abscheren des Kugelsitzes in der Setzvorrichtung mit einem Differenzdruck zwischen Steig- und Ringraum von 280 kp cm^{-2}

Tabelle 8. Technische Daten der SU-Behandlungspacker

Bezeichnung des Packers	Abmessung der Futter- rohre	Wanddicke der Futter- rohre	Innendurch- messer der Futterrohre	Außen- durch- messer des Pak- kers	Innen- durch- messer des Packers	Länge des Packers	Anschluß Kopf	Anschluß Fuß	Bemerkungen
	in Zoll	in mm	in mm	in mm	in mm	in mm			
Schlipspacker Psch 5"-500	5 3/4	8...11	122...132	118	47	1480	2 7/8" EU M1	2 3/8" NU Vr	Setzvorgang mechanisch mit 7,5 Mp
Schlipspacker Psch 6"-500	6 5/8	7...12	144...154	138	57	1510	3 1/2" EU M1	2 7/8" NU Vr	Setzvorgang mechanisch mit 7,5 Mp
Schlipspacker PG 5"-500	8 5/8	7...12	197...205	192	76	1650	4 1/2" EU M1	3 1/2" NU Vr	Setzvorgang mechanisch mit 5 Mp
Hydraulischer Packer PG 6"-500	6 5/8	7...12	144...154	138	57	1275	3 1/2" EU M1	2 7/8" Nu Vr	ohne Fuß- ventil
Hydraulischer Anker ¹⁾ JAMA 5"-500	5 3/4	8...11	122...132	118	70	800	2 7/8" NU Mr	2 7/8" EU V1	-
Hydraulischer Anker Jag 6"-500	5 5/8	7...12	144...154	138	63	970	3 1/2" NU Mr	3 1/2" EU V1	-
Hydraulischer Anker Jag 8"-350	8 5/8	7...12	197...205	192	74	1150	4 1/2" NU Mr	4 1/2" EU V1	-

1) verbesserte Konstruktion

Tabelle 9. Technische Dat
der Packer HRP-1 (USA)

Bezeichnung des Packers	in Zoll		in mm		in mm		in mm	
	in 1b/ft							
7 5/8	33,7...39,0	7 5/8	10,92...12,70	171,8...168,3	158,8	73,0	3 1/2"	EU M 3 1/2"
7	17,0...20,0	7	5,78... 6,91	166,1...164,0	158,8	73,0	3 1/2"	EU M 3 1/2"
7 5/8	29,0...38,0	7	10,36...13,72	157,1...150,4	144,4	60,3	2 7/8"	EU M 2 7/8"
5 5/8	20,0...24,0	5 5/8	7,32... 8,94	153,6...150,4	144,4	60,3	2 7/8"	EU M 2 7/8"
5 5/8	24,0...32,0	6 5/8	8,94...12,06	150,4...144,1	139,7	60,3	2 7/8"	EU M 2 7/8"
5 3/4	22,5	5 3/4	-	128,0...122,0	114,3	49,2	2 3/8"	EU M 2 3/8"
5 1/2	14,0...20,0	5 1/2	6,20... 9,17	127,3...121,4	114,3	49,2	2 3/8"	EU M 2 3/8"
5	11,5...15,0	5	5,59... 7,52	115,8...112,0	107,1	49,2	2 3/8"	EU M 2 3/8"
	15,0...18,0	5	7,52... 9,19	112,0...108,6	101,6	49,2	2 3/8"	EU M 2 3/8"
4 1/2	9,5...13,5	4 1/2	5,21... 7,37	103,9... 99,6	95,3	47,6	2 3/8"	EU M 2 3/8"

Abmessung Wanddicke der Innendurchmesser Außen-
 der Fut- Futterrohre der Innendurchmesser durch-
 terrohre durch-
 messer des
 Packers
 in mm
 Innen-
 Kopfanschluss
 durch-
 des Packers
 messer
 des
 Packers
 in mm
 Fußanschluss
 des Packers

- Lösen: nach 4 Umdrehungen rechts am Packer werden Zirkulationsöffnungen für den Druckausgleich zwischen Ring- und Steigraum frei, nach weiteren 12 Umdrehungen ist der Packer gelöst
- Bewertung des Packers: Einsatz als Behandlungspacker in größeren Teufen möglich
- Nachteile des Packers: kein Sicherheitsverbinder im Packer, keine Niederhaltevorrichtung
- technische Daten dieses Packertyps: siehe Tabelle 9

5.1.2.2. Spezielle Komplettierungselemente

Bei komplizierten Operationen in der Sonde (Fracbehandlung) können spezielle Komplettierungselemente in den Behandlungsstrang eingebaut werden:

- Landennippel D: (ermöglicht folgende Operationen)
 - Abdrücken des Behandlungsstranges in der Sonde nach vorherigem Setzen eines Stopfens
 - Abdichten des Steigraumes gegen den Speicher durch Setzen eines CA-Stopfens
 - Absetzen eines Tiefenmanometers
- Trennstück LJ-1: Sicherheitsverbinder über dem Packer, Trennung des Steigrohrstranges vom Packer durch 1/4 Umdrehung links, Verbindung des Steigrohrstranges mit dem Packer durch Auffahren
- Trennstück LJD-1: Sicherheitsverbinder mit integriertem Landennippel
- Schiebemuffe C: Herstellen der Zirkulation zwischen Steigraum und Ringraum ohne Lösen des Packers. Öffnen und Schließen ist beliebig oft möglich.

Die genannten Operationen werden mittels Wire-line-Arbeiten (Drahtseil-Technik) durchgeführt. Technische Daten der Komplettierungselemente enthält Tabelle 10.

Des Weiteren ist bei Packereinsätzen in größeren Teufen die Verwendung eines Steigrohrdehnstückes vorteilhaft. Nach dem Setzen des Behandlungspackers wird das Steigrohrdehnstück ausgeklinkt und in Test- oder Förderstellung gefahren.

Tabelle 10. Technische Daten. Untertägiger Ausrüstungen für Behandlungspacker (USA)

Bezeichnung	Abmessung	Außen- durch- messer	Innen- durch- messer	Anschluß Kopf	Anschluß Fuß	Bemerkungen
	in Zoll	in mm	in mm			
Setzvorrichtung	2 3/8	77,8	49,2	2 3/8 EU M	-	Nach Kugleinwurf hydraulisches Setzen des Packers Kugeldurchmesser 2 3/8" = 38,1 mm Kugeldurchmesser 2 7/8" = 50,8 mm
	2 7/8	84,2	60,3	2 7/8 EU M	-	
Trennstück LJ-1	2 3/8	95,3 ¹⁾	50,8	2 3/8 EU M	2 3/8 EU V	Trennung des Steigrohrstranges vom Packer durch 1/4 Umdrehung links unter Spannung. Verbindung des Steigrohrstranges mit dem Packer durch Auffahren. Durch die Ausführung mit Oberwaschrohr können Ablagerungen auf dem Packer ausgespült werden.
		108,0 ²⁾	50,8	2 3/8 EU M	2 3/8 EU V	
		123,7 ³⁾	50,8	2 3/8 EU M	2 3/8 EU V	
	2 7/8	112,7 ¹⁾	60,3	2 7/8 EU M	2 7/8 EU V	
		127,0 ³⁾	60,3	2 7/8 EU M	2 7/8 EU V	
Trennstück LJD-1	2 3/8	95,3	46,1	2 3/8 EU M	2 3/8 EU V	mit Landennippelprofil zum Absetzen eines Manometers oder eines CA- bzw. P-Stopfens zum Abdichten des Steigraumes gegen den Speicher
	2 7/8	127,0	57,2	2 7/8 EU M	2 7/8 EU V	
Schiebemuffe C	2 3/8	77,8	49,2	2 3/8 EU M	2 3/8 EU V	Öffnen und Schließen mittels Schlaggerät Herstellen der Zirkulation zwischen Steigraum und Ringraum ohne Lösen des Packers
	2 7/8	95,3	59,5	2 7/8 EU M	2 7/8 EU V	
	3 1/2	107,9	73,8	3 1/2 EU M	3 1/2 EU V	
Landennippel D	2 3/8	65,9	46,1	2 3/8 EU M	2 3/8 EU V	dient zum Absetzen eines Manometers oder eines CA- bzw. P-Stopfens und damit der Abdichtung des Steigraumes
	2 7/8	78,6	57,2	2 7/8 EU M	2 7/8 EU V	
	3 1/2	95,3	69,9	3 1/2 EU M	3 1/2 EU V	
Landennippel W-1	2 7/8	92,1	58,8	2 7/8 EU M	2 7/8 EU V	wie bei Landennippel D
	3 1/2	95,3	71,5	3 1/2 EU M	3 1/2 EU V	

1) Ohne Oberwaschrohr

2) mit Oberwaschrohr für Futterrohre 5 1/2" bis 6 5/8"

3) mit Oberwaschrohr für Futterrohre 6" bis 7 5/8"

Längenänderungen des Steigrohrstranges während der Injektion kalter Behandlungsflüssigkeiten oder während der Förderphase werden vom Steigrohrdehnstück aufgenommen, ohne daß der Behandlungspacker belastet wird.

5.1.2.3. Erosionsperforatoren

Die Perforatoren für die Erosionsperforation bestehen grundsätzlich aus folgenden Teilen:

- Perforatorgehäuse mit den vertikalen und horizontalen Perforationsöffnungen. Der Außendurchmesser des Perforatorgehäuses variiert im Bereich von 93 bis 180 mm.
- Düseneinsätze, die in das Perforatorgehäuse eingeschraubt werden
- Düsen, die in die Düseneinsätze eingelötet werden. Die aus Hartmetall bestehenden Düsen haben einen Düsendurchmesser (Innendurchmesser) von 3,5 bis 6 mm. Die Düsen bestehen aus einem konvergenten Teil und einem geraden Teil. In ihnen erfolgt die Umsetzung der Druckenergie (Differenzdruck an den Düsen) in Geschwindigkeitsenergie.

Nach der Zielstellung der geplanten Erosionsperforation wird der Perforator entsprechend komplettiert.

Vertikalperforation

Die horizontalen Perforationsöffnungen im Perforatorgehäuse werden blindgeschlossen. Der Erosionsstrahl tritt durch die vertikalen Düsen aus.

Horizontalperforation

Je nach Anzahl der gewünschten Perforationen je Ebene werden zwei oder vier Perforationsöffnungen mit den Düsen komplettiert oder blind geschlossen. Die Perforationsöffnungen in einer Ebene sind dabei um 180° oder 90° versetzt. Durch Einbau von Zwischenstücken kann gleichzeitig oder nacheinander in mehreren Ebenen perforiert werden. Der Abstand zwischen den Ebenen kann beliebig gewählt werden. Beim Einbau ist die

Bodendüse offen. Vor Beginn der Horizontalperforation wird diese Bodendüse durch eine Kugel verschlossen. Nach Beendigung der Horizontalperforation wird die Kugel über der Bodendüse durch Linkszirkulation ausgespült, oder es werden mittels einer weiteren Kugel vertikale Spülkanäle geöffnet. Der in der Sonde abgesetzte Sand kann durch Zirkulation rechts ausgespült werden.

Ist ein Aufspülen nach der Perforation nicht nötig, kann über den Perforator ein Fensterstück angebracht werden. Dieses Fensterstück wird ebenfalls mit Hilfe einer Kugel geöffnet und erlaubt die Zirkulation über Ring- und Steigraum oder umgekehrt.

5.2. Vorbereitungen von Stimulationen

5.2.1. Laborative Vorbereitung der geplanten Stimulationen

Die laborativen Arbeiten erstrecken sich auf:

- die Auswahl der Behandlungsflüssigkeit in Abhängigkeit von der Zielstellung (Beseitigung der Bohrlochschädigung, Verbesserung der primären Permeabilität). Zu diesem Zweck werden Tests unter lagerstättenähnlichen Bedingungen mittels einer Fließapparatur durchgeführt.
- die Auswahl spezieller Zusätze zum Korrosionsschutz, zur Verminderung der Reibungsverluste, zur Verringerung der Filtration aus der Kluft in die Matrix, zur Verhütung von Ausfällungen im Speicher, zur Verbesserung der Rückführung der abreagierten Behandlungsflüssigkeit, zur Verhinderung von Wasser- und Emulsionsblockierungen im Speicher. Zu diesem Zweck werden Korrosionsteste, Verträglichkeitsteste unter übertägigen sowie speicherähnlichen Bedingungen zwischen Schichtinhalt, Behandlungsflüssigkeit und abreagierter Behandlungsflüssigkeit sowie statische und dynamische Filterpressenteste durchgeführt.
- die Ermittlung der Reaktionszeit unter lagerstättenähnlichen Bedingungen
- den Einsatz der Behandlungsflüssigkeiten im Winterhalbjahr

- Vorschläge zum Anrühren der Behandlungsflüssigkeiten im Feld
- die Eignungseinschätzung der vorgesehenen Stützmaterialien für Fracbehandlungen mittels Testen am Kernmaterial

Es ist erforderlich, daß folgende Materialien und Daten zur laborativen Vorbereitung zur Verfügung gestellt werden:

- Förder- bzw. Testverhalten der Sonde vor der Stimulation
- Kernmaterial, mineralogische Zusammensetzung des Speichers
- Lagerstättentemperatur und Lagerstättendruck
- Flüssigkeitsproben vom Schichtinhalt (Erdöl, Schichtwasser) und von dem Wasser, mit dem die Rezeptur angerührt wird

5.2.2. Technologische Vorbereitung der vorgesehenen Behandlungen

Die technologische Vorbereitung umfaßt die Erarbeitung und Bestätigung des Projektes mit folgenden Teilen:

- geologischer Teil, in dem die geologisch-lagerstättenkundliche Situation, die Zielstellung der vorgesehenen Arbeiten, die reservoirmechanischen Untersuchungen und die Meßprogramme präzisiert sind
- technisch-technologischer Teil mit der Darlegung der technischen Situation der Sonde und den Besonderheiten des Objektes, der Präzisierung und Begründung der technischen Ausrüstung, den Berechnungen für den Materialeinsatz, dem technologischen Ablauf der Arbeiten mit der Konzipierung optimaler Varianten gemäß Aufgabenstellung aus dem geologisch Teil, den Terminen, den Verbindlichkeiten für die einzelnen Arbeitsetappen sowie die Einbeziehung von Kooperationspartnern (z. B. Gesteinestest, Bohrlochgeophysik)
- Teil für Gesundheits- und Arbeitsschutz
- ökonomischer Teil

Zur technologischen Vorbereitung zählt weiterhin die Erarbeitung von Arbeitsprogrammen durch die Kooperationspartner mit den erforderlichen Berechnungen (z. B. Packerberechnungen)

sowie die Einweisung des Arbeitskollektives in die geplanten Arbeiten.

5.2.3. Technische Vorbereitungen

Die technischen Vorbereitungsarbeiten lassen sich unterteilen in die

- Vorbereitung der zu behandelnden Sonde
- übertägigen Vorbereitungsarbeiten

Die Arbeiten zur Vorbereitung der zu behandelnden Sonde schließen ein:

- Einhaltung der im Projekt geforderten Spülungsparameter
- Klarspülen der Sonde, besonders wichtig in Vorbereitung eines Packereinbaues und einer Erosionsperforation (Verstopfen der Perforationsdüsen). Die Sonde ist bis zur geforderten künstlichen Endteufe aufzuwältigen.
- Durchführung erforderlicher bohrlochgeophysikalischer Messungen (Flowmetermessung, Zementlog)
- Durchführung erforderlicher Teste zur Bestimmung der Leistungsparameter der Sonde (Gestängetest in der Endverrohrung, Casingtest)
- Überprüfung der Maßhaltigkeit der Endrohrtour vor Einbau eines Behandlungspackers
- Einhaltung der Einbautechnologie des Behandlungsstranges. Es dürfen nur Materialien mit einem gültigen Prüfattest eingesetzt werden. Das gilt für alle Steigrohre, Übergänge, Verbindungselemente und Flansche.
- Installation einer typengerechten Bohrlochkopfausrüstung
- Installation funktionstüchtiger Meßeinrichtungen am Sondenkopf
- Einbindung aller Ringräume in ein typengerechtes Eruptionsmanifold, um im Havariefall in kürzester Zeit Totpumparbeiten aufnehmen zu können

Die übertägigen Vorbereitungsarbeiten schließen ein:

- Herrichten des Aufstellungsplatzes für Aggregate und Behälter
- Aufstellen und Montage der benötigten Behälterbatterie mit einem Saugmanifold. Die Behälter müssen untereinander abgeschiebert werden können.
- Bereitstellung der erforderlichen untertägigen Ausrüstungen sowie der Materialien und Flüssigkeiten zur Herstellung der Behandlungsflüssigkeit
- Aufstellen der Aggregate unter Einhaltung der einschlägigen Sicherheitsabstände
- Komplettierung der Saug- und Druckleitungssysteme. Dabei zu beachten, daß das Druckleitungssystem spannungsfrei verlegt wird. Beanspruchungen auf Zug, Biegung oder Knickung müssen vermieden werden. Die Dichtflächen der Schnellkuppelungsverbindungen dürfen keine Beschädigungen aufweisen und müssen gut gesäubert sein.
- Abdrücken aller Druckleitungen bis zum Sondenkopf (Steig- und Ringraum) mit dem 1,5fachen des zu erwartenden Arbeitsdruckes, maximal bis zum zulässigen Nenndruck.

5.3. Ausführung der Behandlungen

Vom exakten technologischen Ablauf der jeweiligen Stimulation hängt das Erreichen der Zielstellung der Behandlung wesentlich ab. Alle Unregelmäßigkeiten, Unterbrechungen oder nicht eingehaltene Pumpregime können die Effektivität der Stimulation in Frage stellen. Ein exaktes Arbeiten aller Beteiligten ist erforderlich. Voraussetzung dafür ist, daß alle Kollegen der Bohr-, Test- und Behandlungskollektive über die durchzuführenden Arbeiten aktenkundig belehrt werden.

5.3.1. Formationswaschungen und Säurebehandlungen

In Abhängigkeit der Installation der Sonde sind nachstehende technologische Varianten möglich:

5.3.1.1. Behandlung bei abgestelltem oder freihängendem Behandlungsstrang - Volumen der Behandlungsflüssigkeit ist kleiner als das Steigraumvolumen

- Einzirkulieren der Behandlungsflüssigkeit in den Steigraum bei geöffnetem Ringraum
- Nachpumpen von Süßwasser, bis das Steigraumvolumen erreicht ist
- Ringraum schließen
- Nachpressen von Wasser in den Steigraum, bis das Nachpreßvolumen dem einzirkulierten Säurevolumen entspricht
- Reaktionszeit bzw. Freiförderung über Steigraum

5.3.1.2. Behandlung bei abgestelltem oder freihängendem Behandlungsstrang - Volumen der Behandlungsflüssigkeit ist größer als das Steigraumvolumen

- Einzirkulieren eines Steigraumvolumens an Behandlungsflüssigkeit bei geöffnetem Ringraum
- Ringraum schließen
- Verpressen der restlichen Behandlungsflüssigkeit und eines Steigraumvolumens Nachpreßwasser
- Reaktionszeit bzw. Freiförderung über Steigraum

5.3.1.3. Behandlung mit Behandlungspacker - Volumen der Behandlungsflüssigkeit ist kleiner als das Steigraumvolumen

- Einzirkulieren der Behandlungsflüssigkeit in den Steigraum bei geöffnetem Ringraum
- Nachpumpen von Süßwasser, bis das Steigraumvolumen erreicht ist
- Setzen des Packers

- Entsprechend dem Arbeitsprogramm ist ein Schutzdruck auf den Ringraum zwischen Behandlungsstrang und Endrohrtour auszuüben oder diesen Ringraum offen zu lassen und auf Oberlauf zu kontrollieren
- Nachpressen von Süßwasser in den Steigraum, bis das Nachpreßvolumen dem einzirkulierten Säurevolumen entspricht
- Reaktionszeit bzw. Freiförderung über Steigraum

5.3.1.4. Behandlung mit Behandlungspacker - Volumen der Behandlungsflüssigkeit ist größer als das Steigraumvolumen

- Einzirkulieren eines Steigraumvolumens an Behandlungsflüssigkeit bei geöffnetem Ringraum
- Setzen des Packers
- Entsprechend Arbeitsprogramm Schutzdruck auf Ringraum zwischen Behandlungsstrang und Endrohrtour ausüben oder Ringraum offen lassen und auf Oberlauf kontrollieren
- Verpressen der restlichen Behandlungsflüssigkeit und eines Steigraumvolumens Nachpreßwasser
- Reaktionszeit bzw. Freiförderung über Steigraum

5.3.1.5. Behandlung bei Permanentinstallation

- Schutzdruck auf Ringraum zwischen Behandlungsstrang und Endrohrtour gemäß Arbeitsprogramm ausüben
- Verpressen der Behandlungsflüssigkeit und des Nachpreßwassers über den Steigraum. Das sich im Steigraum befindliche Medium wird in den Speicher verpreßt. Die im Arbeitsprogramm angegebene minimale Temperatur der Behandlungsflüssigkeit ist einzuhalten.
- Reaktionszeit bzw. Freiförderung über Steigraum

5.3.2. Fracbehandlung

Wegen der zu erwartenden hohen Kopfdrücke bei der Injektion der Aufbrech- und Trägerflüssigkeit werden Fracbehandlungen unter Verwendung von Packergarnituren durchgeführt.

- Einbau der Packergarnitur sowie der anderen untertägigen Komplettierungselemente bis zur Packersetzzeufe
- Abdrücken des Behandlungsstranges gemäß den Angaben im Arbeitsprogramm nach dem Setzen eines Fußventils in einem Landenippel
- Ausbau des Fußventils
- Montage des Frackopfes
- Einzirkulieren der technischen Flüssigkeit in den Behandlungsstrang
- Setzen des Packers
- Ablanden des Behandlungsstranges im Landekonus bzw. Absetzen des Behandlungsstranges auf dem Drehtisch und Schließen des Preventers (EU-Muffe unter Preventerbacken)
- Anrühren der Behandlungsflüssigkeit
- Aufstellen der Aggregate, Montage der Saug- und Druckleitungen
- Abdrücken des Hochdrucksystems zum Steigraum und Ringraum
- Schutzdruck auf den Ringraum zwischen Behandlungsstrang und Endrohrtour ausüben
- Durchführung der Behandlung, wobei das Injektionsregime operativ vom Leiter der Behandlung angewiesen wird
- Einpumpen der Nachpreßflüssigkeit
- Sonde zur Reaktionszeit bzw. zum Druckabfall schließen

5.3.3. Erosionsperforation

Vor Beginn der Erosionsperforation wird der Behandlungsstrang mittels markierter Isotopenmuffen und Gammamessung durch die Bohrlochgeophysik eingemessen und der Perforator im Perforationsintervall fixiert. Damit werden Längenänderungen des Behandlungsstranges durch das Eigengewicht, die Temperatur und durch das Verschrauben des Stranges eliminiert. Die Längen-

Änderung durch den Differenzdruck an den Düsen wird berechnet und im Arbeitsprogramm zur Erosionsperforation angegeben.

Zur Sicherung des Ringraumes zwischen Endverrohrung und Behandlungsstrang werden Preventer mit Vollabschluß und entsprechenden Backeneinsätzen benutzt.

Die Erosionsperforation wird wie folgt durchgeführt:

- Schließen des Bodenventils durch Kugleinwurf
- dynamisches Abdrücken des Behandlungsstranges vor der Zugabe des Abrasivmaterials (Sand)
- Einfahren des projektierten Injektionsregimes
- Perforation der jeweiligen Ebene gemäß projektiertem Kopfdruck, projektierte Injektionsrate sowie angegebener Perforationsdauer
- nach der Perforation der entsprechenden Ebene Arbeitsdruck verringern, Preventer öffnen, Behandlungsstrang auf das nächsthöhere Intervall ziehen, Preventer schließen, Fortsetzung der Perforation
- Nach Beendigung der Perforation wird entweder die Kugel über die Bodendüse durch Linkszirkulation ausgespült, oder es werden durch Einschleußen einer weiteren Kugel Spülkanäle im Perforator geöffnet. Der abgesetzte Sand wird bis zur künstlichen Endteufe ausgespült.
- Ist es erforderlich, eine Zuglänge des Behandlungsstranges auszubauen, wird ohne Sand ein Bohrlochvolumen zirkuliert und die Perforation unterbrochen. Nach Ausbau des Zuges wird die Perforation mit den gleichen Arbeitsgängen wiederholt.

5.3.4. Stimulation mit flüssigem CO₂

Für den Transport von flüssigem CO₂ sind spezielle Transportfahrzeuge erforderlich. Nachstehend wird ein Typ dieser Transportfahrzeuge mit den entsprechenden technischen Daten angegeben:

- Fahrzeug: Volvo-Sattelschlepper
 - Zisterne: wärmeisolierte Großraumzisterne
- Volumen: 20 t CO₂-flüssig (18,2 m³)

- Temperatur: $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ bis $-42\text{ }^{\circ}\text{C}$
- Druck: 13 bis 15 kp cm^{-2}
- Entleerung: mittels Zahnradpumpe
- Anschluß des Entleerungssystems: spezieller Übergang auf 2" SKV
- Maximale Pumprate während der Entleerung: 250 bis 300 l min^{-1}

Beim Verpumpen des CO_2 -flüssig müssen folgende Gesichtspunkte beachtet werden:

- Die Bildung einer Gasphase im Saugsystem und im Pumpenkörper der Pumpfahrzeuge muß während des Injektionsvorganges vermieden werden.
- Der Druck im Saug- und Drucksystem muß über dem kritischen Druck von $5,28\text{ kp cm}^{-2}$ liegen, um die Bildung von Trockeneis und damit das Verstopfen des Leitungssystems zu vermeiden.
- Die Zuordnung zur Behandlungsflüssigkeit muß so erfolgen, daß der Gefrierpunkt dieser Flüssigkeit nicht unterschritten wird. Die Mischungstemperatur wird nach folgender Gleichung berechnet:

$$t_m = \frac{c_2 t_2 + \frac{m_1}{m_2} c_1 t_1}{c_2 + \frac{m_1}{m_2} c_1} \quad \text{in } ^{\circ}\text{C} \quad (22)$$

- $\frac{m_1}{m_2}$ Mischungsverhältnis von CO_2 -flüssig zur Behandlungsflüssigkeit in t m^{-3}
- t_1 Temperatur des CO_2 -flüssig in $^{\circ}\text{C}$
- t_2 Temperatur der Behandlungsflüssigkeit in $^{\circ}\text{C}$
- c_1 spezifische Wärme des CO_2 -flüssig
(= $0,5\text{ kcal kg grd}^{-1}$ bei $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$)
- c_2 spezifische Wärme der Behandlungsflüssigkeit
(= $0,75\text{ kcal kg grd}^{-1}$ für 10%ige Salzsäure)

- Meßeinrichtungen (Manometer, Thermometer), Rückschlagventile sowie die Pumpen müssen durch Präparierung mit Frostschutzmitteln gegen Vereisung geschützt werden.

5.3.5. Tensid- und Säurewanne

- Einzirkulieren des Tensid- oder Säuregemisches in den Steigraum bei geöffnetem Ringraum
- Nachpressen von Süßwasser entsprechend dem Steigraumvolumen bei geöffnetem Ringraum
- Steigraum und Ringraum schließen, Sonde zur Reaktion stehen lassen
- nach der Reaktionszeit Tensid- oder Säuregemisch in die Schlammgrube oder den Rücklaufbehälter links auszirkulieren

5.4. Nachfolgearbeiten

Nach Beendigung der Injektion der Behandlungsflüssigkeiten folgen nachstehende Arbeitsetappen mit ihren speziellen Besonderheiten:

- Reaktionszeit
 Sie dient der weiteren Einwirkung der Behandlungsflüssigkeiten auf das Speichergestein oder die Schichtmedien bzw. der Zerstörung strukturviskoser Behandlungsflüssigkeiten (z. B. bei Fracbehandlungen) unter Lagerstättenbedingungen. Die Dauer der Reaktionszeit ist abhängig von der Zielstellung der durchgeführten Stimulation, der Art der Behandlungsflüssigkeit sowie der Stimulationsmethode. Bei Säurungen wird die Reaktionszeit möglichst kurz gewählt, da die Rückförderung zur Vermeidung von Ausfällungen noch mit einem bestimmten Restsäuregehalt erfolgen soll.
- Technisches Freifördern
 Während der Periode des technischen Freiförderns der behandelten Sonde soll die Behandlungsflüssigkeit möglichst vollständig aus dem Speicher und der Sonde ausgetragen werden. Dabei muß darauf geachtet werden, daß keine nachteiligen Effekte auf die zu erwartende Effektivität der Be-

handlung entstehen (z. B. Austrag von Stützmaterial nach einer Fracbehandlung oder eines Frac-pac, Zerstörung des Stützmaterials im Riß bei hohen Depressionen).

- Ausbau der Packergarnitur und des Behandlungsstranges
Zum Ausbau der Packergarnitur und des Behandlungsstranges ist das Totpumpen der Sonde, meist mit Spülung, erforderlich. Diese Totpumparbeiten sind sorgfältig vorzunehmen, um eine erneute Schädigung des Speichers zu vermeiden.

6. Arbeitsschutz und technische Sicherheit

Zu den allgemeinen Gefährdungen, die sich bei dem Niederbringen von Bohrungen, dem Testen und Fördern von Sonden ergeben, treten bei Stimulationsarbeiten zusätzliche Gefahrenmomente auf.

Diese zusätzlichen Gefährdungen sind:

- unter hohem Druck stehende Leitungen, wobei die unter Druck stehenden Medien aus Flüssigkeiten bestehen, in denen ätzende Chemikalien oder Feststoffe (Sand) enthalten sind
- Umgang, Lagerung und Transport von Chemikalien
- das Arbeiten mit verflüssigten technischen Gasen, besonders CO_2
- Einflüsse der Chemikalien auf das umliegende Territorium, die Umwelt und auf das Grundwasser
- Erhöhte Beanspruchung der technischen Einrichtungen, wie Produktionsrohrtour, Steigrohrtour, Kolonnenkopf oder anderer Absperrorgane, auf Druck und Korrosion. Hier müssen die Belange der Bergbausicherheit einbezogen werden.
- Brand- und Explosionsgefährdung bei Anwendung von Ölen oder Ölemulsionen als Behandlungsflüssigkeit. Bei der Fülle der Belange des Arbeits- und Brandschutzes sowie der technischen Sicherheit bei Intensivierungsarbeiten dürfen die gesetzlichen Bestimmungen, Weisungen und Anordnungen, die die Sicherheit der Werk tätigen, der Produktionsanlagen, der Einrichtungen, die Bergbausicherheit und die Sicherheit des Territoriums garantieren, nicht außer acht gelassen werden.

Für die jeweils durchzuführenden Stimulationen sind in den zutreffenden Arbeitsprogrammen die spezifischen Bestimmungen und Anordnungen des Gesundheits- und Arbeitsschutzes, des Brandschutzes, der technischen Sicherheit und des Umweltschutzes konkret benannt und festgelegt.

Insbesondere sind die nachstehenden Punkte zu beachten:

1. Belehrungen über die durchzuführenden Arbeiten unter Einbeziehung des Gesundheits- und Arbeitsschutzes sowie der technischen Sicherheit mit allen Kollegen sind durchzuführen.
2. Nur durch den verantwortlichen Mitarbeiter benannte und unterwiesene Kollegen dürfen sich in den jeweiligen Arbeitsbereichen aufhalten.
3. Alle anderen Kollegen und Personen haben sich in einem Mindestabstand von 15 m von unter Druck stehenden Leitungen aufzuhalten.
4. Auf dem Bohrplatz im Umkreis von 30 m von der Sonde und von den Aggregaten besteht Rauchverbot.
5. Anweisungen über Arbeitsoperationen, die nicht vor Beginn der Behandlung abgesprochen wurden, dürfen nur vom leitenden Mitarbeiter, dem die Gesamtleitung der Intensivierung unterstellt ist, gegeben werden.
6. Das Bohrloch, die nachgeschalteten Ringräume und die Sicherheitselemente des Bohrlochkopfes müssen ständig beobachtet werden.

7. Effektivität einer Stimulation

Eine Stimulation wird als erfolgreich bzw. effektiv bezeichnet, wenn die gestellte Zielstellung erreicht worden ist.

Im Konkreten bedeutet das:

- Erfolgreicher Aufschluß des Speichers mittels einer Erosionsperforation. Der Nachweis erfolgt gewöhnlich durch eine Überprüfung der Aufnahmebedingungen nach der Perforation.
- Beseitigung von Verschmutzungen in einer Sonde durch eine Säure- oder Tensidwanne

- Beseitigung von Speicherschäden durch eine Formationswaschung oder Säurebehandlung, Verbesserung der Zuflußbedingungen zur Sonde durch eine Säurebehandlung oder Fracbehandlung

Die Effektivität dieser Stimulationsverfahren wird nachgewiesen durch:

- den Vergleich der Förderraten einer Sonde vor und nach der Stimulation bei gleichen Depressionen
- reservoirmechanische Untersuchungen (Isochronaltest, Druckaufbaumessung, Differentialthermometermessung)

Der Nachweis der Effektivität einer Stimulation ist ein wesentliches Hilfsmittel, eine Eignungseinschätzung des jeweiligen Verfahrens für konkrete geologisch-lagerstättenkundliche und technische Bedingungen vorzunehmen, eine Modifizierung der Rezepturen und Behandlungstechnologien in Erwägung zu ziehen sowie die Stimulationsverfahren zu optimieren.

Der Effektivitätsnachweis ist damit der Ausgangspunkt für die Weiterentwicklung der gegenwärtigen Stimulationsverfahren.

8. Schlußbetrachtung

Mit zunehmender Industrialisierung steigt der Energiebedarf unserer Volkswirtschaft ständig an. Da unser bisheriger Hauptenergieträger, die Braunkohle, diesen großen Energiebedarf unter Berücksichtigung ökonomischer Aspekte nicht decken kann, kommt der Förderung, Suche und Erkundung von eigenen Erdgas- und Erdöllagerstätten und damit der Stimulation von Test- und Förder sonden immer mehr Bedeutung zu.

Um dieser Bedeutung gerecht zu werden, müssen folgende Aufgaben gelöst werden:

1. Selektive Stimulation von mehrschichtigen Lagerstätten

Da durch Flowmetermessungen bewiesen wurde, daß innerhalb der Speicherpakete hochpermeable Schichten bestehen, aus denen der größte Zufluß an Gas erfolgt, müssen die gerin-

denen der größte Zufluß an Gas erfolgt, müssen die geringer permeablen Schichten selektiv stimuliert werden.

Das bedeutet:

- Einsatz von verschiedenen Packertypen (Straddle-Packer)
- Abdichtung der hochpermeablen Speicherschichten mit mechanischen Methoden (Abdichtbälle zum Verschließen der Perforationsöffnungen)
- Verschließen der hochpermeablen Porenkanäle mit chemischen Mitteln

2. Durchführung von Stimulationen, wenn der Lagerstättendruck (P_L) unter dem hydrostatischen Druck (P_h) liegt

Das bedeutet, daß die herkömmlichen Verfahren ohne Modifizierung nicht angewandt werden können. Neue Möglichkeiten ergeben sich beim Einsatz von:

- belüfteten oder durchgasten Behandlungsflüssigkeiten
- Schaum, einmal soll der Wasseraustrag durch Schaumbildner ermöglicht werden, zum anderen soll mittels Säureschaum stimuliert werden
- verflüssigten technischen Gasen
- flüssigen Explosivstoffen, dabei soll zusätzliche Energie in die Lagerstätte eingebracht werden

3. Durchführung von Stimulationen in größeren Teufen

Daraus ergeben sich folgende Aufgabenstellungen:

- Bereitstellung leistungsfähiger Pumpeinheiten, da mit zunehmender Teufe die erforderlichen Drücke steigen
- Entwicklung neuer Behandlungsrezepturen, die den veränderten Bedingungen entsprechen

Die bisherigen Erfahrungen haben gezeigt, daß erfolgreich durchgeführte Stimulationen wesentliche Reserven zur Erhöhung der Förderung von flüssigen und gasförmigen Kohlenwasserstoffen darstellen. Durch die Ausnutzung der schöpferischen Gedanken aller Werkstätigen sowie durch eine effektive praxisbezogene Forschung unserer Wissenschaftler wird es möglich

sein, unserer Volkswirtschaft die benötigte Primärenergie zur Verfügung zu stellen.

Literaturverzeichnis

- /1/ MEINHOLD, R.: Erdölwirtschaft und Erdöllagerstätten mit besonderer Berücksichtigung der europäischen Erdölversorgung. Sitzungsberichte der Deutschen Akademie der Wissenschaften zu Berlin. Berlin: Akademie-Verlag 1963
- /2/ DOLAK, E.: Über Ursachen und Behandlung von Zuflussschwierigkeiten. Erdölzeitschrift 78 (1962) 1, S. 1-15
- /3/ DANESHY, A. A.: Experimental Investigation of Hydraulic Fracturing Through Perforations. Journal of Petr. Technology (1973) 10, S. 1201-1206
- /4/ GIMM, W., T. DÜRING und G. ROSETZ: Gebirgsmechanik, 2. Lehrbrief. Lehrbriefreihe der Bergakademie Freiberg, Freiberg 1968
- /5/ KROSSNER, L., und M. FÖRSTER: Anwendung von Tensiden bei der Sondenstimulation. Vortrag anlässlich der V. Internationalen Geochemischen Konferenz 1967 in Magdeburg, FIEE Gommern 1967
- /6/ SMITH, C. F., und A. R. HENDRICKSON: Hydrofluoric Acid Stimulation auf Sandstone Reservoirs. Journal of Petr. Technology (1965) 2, S. 215-222
- /7/ BREDICKA, R.: Grundlagen der physikalischen Chemie. Berlin: Akademie-Verlag 1958
- /8/ DOWELL: Division of The Dow Chemical Co.: Super X Acid, Technical Report, 1968
- /9/ BARRON, A. K., A. R. HENDRICKSON und D. R. WIELAND: The Effect of Flow on Acid Reactivity in a Carbonate Fracture, Journal of Petr. Technology (1962) 4, S. 409 bis 415
- /10/ US-Patent Nr. 3169867 vom 3.3. 1960
- /11/ BUDA, E.: Die Anwendung von CO₂ für Stimulationszwecke. Beiträge zur Bohrtechnik (1966) 13, S. 28-43 Leipzig: VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie 1966

- /12/ KROSSNER, L., und M. FÜRSTER: Säurebehandlung silika-tischer Speichergesteine. Erdöl-Erdgas-Informationen (1968) 17, S. 20-23
- /13/ HENDRICKSON, A. R., R. E. HURST und D. R. WIELAND: Engineered Guide for Planning Acidizing Treatments Based on Specific Reservoir Characteristics Transactions AIME 219 (1960), S. 16-23
- /14/ CARPENTER, N. F., und E. A. ERNST: Acidizing with Swellable Polymers. Transactions AIME 225 (1962), S. 1041-1047
- /15/ LE TIRANT, P., L. GAY, D. VEILLON, P. KERBOURCH und J. MOULINIER: Manuel de Fracturation Hydraulique, Paris 1972
- /16/ LE TIRANT, P., und M. DUPUY: Dimensions des Fractures ohtenues par Fracturation hydrauliques des Chouches petroliferes. Revue de l'Institut Francais du Petrole (1967) 1, S. 44-98
- /17/ Autorenkollektiv: Hydraulikhandbuch für den Einsatz von Düsenrollenmeißeln und Bohrturbinen, FIEE Gommern 1966

Im gleichen Verlag sind erschienen:

F R E I B E R G E R F O R S C H U N G S H E F T E
Schriftenreihe für alle Gebiete der Montanwissenschaften

D 104 Wirtschaftswissenschaften
Sozialistische Betriebswirtschaft

H. HIEKE, J. NEUBERT und W. WILDE
Zu einigen Fragen des Rechnens
mit Deckungsbeiträgen und der Anwendung
der statistischen Entscheidungstheorie
bei der Lösung betriebswirtschaftlicher
Probleme

138 Seiten mit 4 Bildern und 14 Tabellen
Format 14,7 x 21,5 cm · Broschur 42,- M
Bestell-Nr. 544 758 6

D 105 Wirtschaftswissenschaften
Wissenschaftliche Arbeitsorganisation

Autorenkollektiv
Probleme der Intensivierung
von Leitungsprozessen im Bergbau

97 Seiten mit 3 Bildern
Format 14,7 x 21,5 cm · Broschur 30,- M
Bestell-Nr. 544 759 4

D 107 Marxismus-Leninismus
Politische, Ökonomie

H.-G. TROST
Beiträge zur marxistisch-leninistischen
Reproduktionstheorie

120 Seiten mit 2 Bildern und 12 Tabellen
Format 14,7 x 21,5 cm · Broschur 36,- M
Bestell-Nr. 544 761 5

Geochemische Tabellen

Von Prof. Dr. rer. nat. habil. H. J. RÖSLER
und Dr. rer. nat. H. LANGE

2., stark überarbeitete und erweiterte Auflage
674 Seiten mit 514 Bildern und 1 Beilage
Format 16,7 x 24 cm · Leinen 86,- M
Bestell-Nr. 541 056 4

Vertriebsrechte für das gesamte nichtsozialistische
Ausland sind vergeben.

Ausgehend von den chemischen und physikalischen Grundbegriffen werden neueste Erfahrungen und Daten aus den Bereichen der geochemischen Arbeitsmethodik, der mathematischen Behandlung und Interpretation geochemischer Daten sowie der Mineralchemie vermittelt.

Die vorliegende 2., ergänzte Auflage zeichnet sich durch eine ausführliche Darstellung der Teilgebiete Isotopenchemie, Mineralchemie, Petrochemie, angewandte Geochemie und geochemische Prospektion sowie spezielle und analytische Geochemie aus. Durch die Erweiterung und Präzisierung der Kapitel Isotopengeochemie, Kosmochemie, Methoden und Ergebnisse der angewandten Geochemie sowie Geochemie der Umwelt wird die Bedeutung des Buches für künftige Schwerpunkte der geochemischen Forschung unterstrichen.

Das in diesem Wissensspeicher zusammengefaßte und aufbereitete geochemische Faktenmaterial entspricht den Erfordernissen der Lehre und Forschung für die Lösung geochemischer Aufgabenstellungen vieler volkswirtschaftlich bedeutungsvoller Bereiche, wie Suche und Erkundung von Lagerstätten, optimale Nutzung der Rohstoffe und Erhöhung der Bodenfruchtbarkeit.

Bestellungen nehmen alle Buchhandlungen und der
Verlag, 7031 Leipzig, Postschließfach 16, entgegen.

VEB DEUTSCHER VERLAG FÜR GRUNDSTOFFINDUSTRIE · LEIPZIG