

### 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

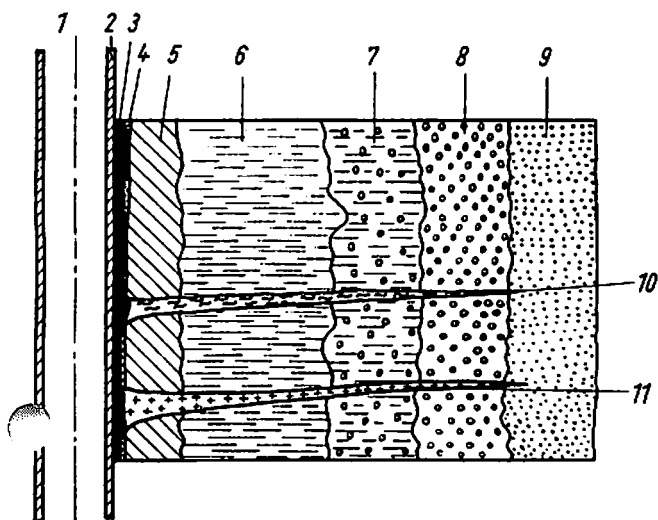


Bild 3. Zustand eines Bohrloches nach Verrohrung und Zementation

- 1 Bohrloch
- 2 Verrohrung
- 3 Zementmantel
- 4 Reste der Filterkruste der Spülung
- 5 Zone mit eingedrunenen 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
- Spülnungs- 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

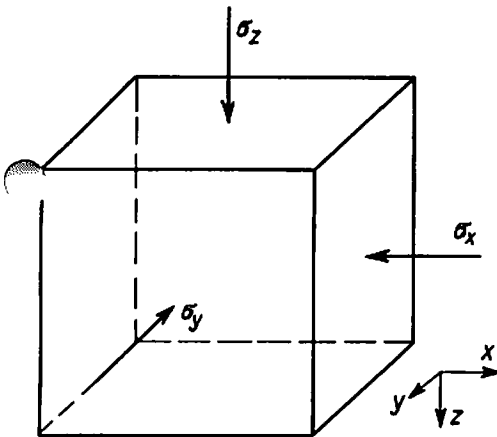


Bild 4  
Der primäre Spannungszustand im Gebirge  
 $\sigma_z$  Vertikalspannung  
 $\sigma_x, \sigma_y$  Horizontalspannungen

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).

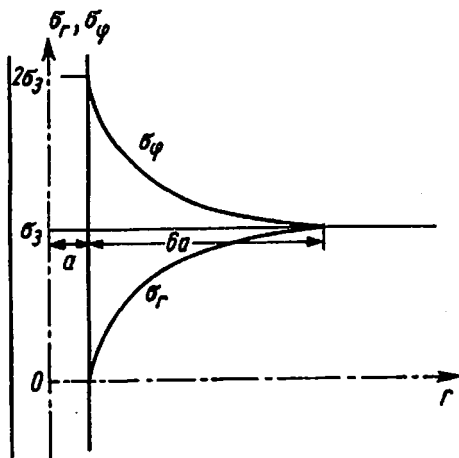


Bild 5  
 Radial- und Tangentialspannungen um eine Bohrung im elastischen Gebirge

$\sigma_\varphi$	Tangentialspannung
$\sigma_r$	Radialspannung
$\sigma_3$	kleinste effektive horizontale Hauptspannung
a	Bohrlochradius
r	Entfernung von der Bohrlochachse

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