

Kurzgutachten



16.04.2012

Bohrung, Verrohrung und Zementierung

Prof. Dr. Frank R. Schilling
Karlsruher Institut für Technologie
Adenauerring 20b
76131 Karlsruhe

INHALTSVERZEICHNIS

Zusammenfassung:	2
1. Vorbemerkung:	2
2. Stand der Technik beim Abteufen von Bohrungen	5
3. Zementation	13
4. Bohrspülungsflüssigkeiten	17
5. Vergleich mit Standards in den USA hinsichtlich Casing – Zementierung	18
6. Einfluss des Frac-Vorgangs auf den Zement	24
7. <i>Versiegelung der Bohrungen und Langzeitdichtheit</i>	29
8. Überwachung des Zementierungsprozesses und der Dichtheit im Betrieb (Monitoring)	33
9. Reparaturmechanismen in schadhafte Bohrlöchern	38
10. Ausblick, neuere Entwicklungen	41
11. Fazit	42
12. Referenzen	43
Anhang I	45
Anhang II	45
Anhang III	46

ZUSAMMENFASSUNG:

Die Geologie kann als ein heterogenes anisotropes Medium beschrieben werden welches einem komplexen Spannungsfeld ausgesetzt ist. Allgemeine Beschreibungen werden dieser Heterogenität nur bedingt gerecht. Dies bedeutet, dass eine Detailbetrachtung und Gefahrenabschätzung immer nur am konkreten Ort, mit den zur Verfügung stehenden Daten erfolgen sollte.

In Deutschland wird bei der Förderung von Erdgas (darunter sollte in diesem Zusammenhang auch Shale Gas fallen) ein Multibarrierensystem vorgeschrieben um das Grundwasser zu schützen, bei dem i.d.R. ein Standrohr (Stahl), eine zementierte Ankerrohrtour¹, eine zementierte Technische Rohrtour und eine zementierte Produktionsrohrtour als Sicherheitsbarriere hergestellt werden. Zusätzlich erfolgt die Produktion über einen Produktionsliner (Stahlrohr), der innerhalb der Produktionsrohrtour geführt wird und gegenüber dieser durch eine Fluidfüllung und Packer getrennt ist. Dadurch wird das Bohrloch geschützt. Durch Druckmessung in den Ringräumen können Undichtigkeiten beobachtet werden und notwendige Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. So kann z.B. ein undichter Produktionsliner einfach ausgetauscht werden.

Für Bohrung, Bohrlochmessungen, Verrohrung, Zementation und Qualitätssicherung gelten internationale Standards und Regeln, die von Land zu Land variieren können. Die wichtigsten Standardverfahren sind in diesem Kurzgutachten zusammengefasst. Für die Sicherheit tiefer Bohrvorhaben ist eine Qualitätssicherung unerlässlich, die ein zertifiziertes internes Qualitätsmanagement der beteiligten Unternehmen, sorgfältige Planung, qualifiziertes Arbeiten und behördliche Überprüfung voraussetzt. Dabei nimmt das Risiko für eine Kontamination des Grundwassers mit zunehmendem Abstand zwischen Reservoir und Grundwasseraquifer ab. Mit zunehmendem Abstand vom Fracturing-Bereich und tiefer Zementation nimmt das Risiko ab, dass die Zementation durch den Fracturingprozess negativ beeinflusst wird.

Für die meisten Bohraktivitäten bei der Shale-Gas-Gewinnung kann auf die nationalen und internationalen Regeln der Erdöl und Erdgasgewinnung zurückgegriffen werden. Durch ein massives Fracturing kann es zu Schäden an der Zementation kommen, die nach Beendigung der Erdgasgewinnung zu Problemen führen könnte. Deshalb wird im Zusammenhang mit der Shale-Gas-Gewinnung ein hochwertiger Bohrlochverschluss vorgeschlagen, der als Multibarrierensystem ausgelegt ist und eine direkte Verbindung zwischen Gebirge und Bohrlochverschluss-Zementation sicherstellt. Diese Art von Verschlüssen wird bereits heute verschiedentlich eingesetzt, wenn ein sicherer Bohrlochabschluss notwendig ist.

1. VORBEMERKUNG:

Jede geotechnische Aktivität ist ein Eingriff in ein komplex rückgekoppeltes System. Die Geologie kann dabei als ein heterogenes Medium beschrieben werden. Allgemeine Beschreibungen werden dieser Heterogenität nur bedingt gerecht. In der Konsequenz kann eine Detailbetrachtung und Gefahrenabschätzung immer nur am jeweiligen Ort, mit den zur Verfügung stehenden Daten erfolgen kann. Deshalb sind eine detaillierte Vorerkundung und hochaufgelöste Untersuchungen während der Bohrphase erforderlich, um die notwendige Datenbasis für eine qualifizierte Gefährdungsabschätzung für den spezifischen Ort vornehmen zu können.

In Deutschland gibt es eine Reihe von Experten zum Bohren, für die Zementierung und die Verrohrung. Neben der Bohrmeisterschule in Celle, den Bergämtern, den Bergakademien in TU Freiberg (Prof. Reich) und TU Clausthal (Prof. Reinicke) sind hier vor allem auch die Bohrfirmen (z.B. Daldrup, Angers & Söhne) und Serviceprovider (z.B. Baker Hughes, Schlumberger, Fangmann, UGS), sowie größere Konzerne (z.B. RWE DEA, Gas de France, Exxon Mobil, e-on) zu nennen. Für Detailfragen steht so eine Vielzahl von Experten zur Verfügung; dieses Kurzgutachten sollte deshalb lediglich als ein Überblick betrachtet werden.

¹ Rohrtouren bestehen aus wasser- bzw. gasdicht verschraubte Stahlrohren (in Ausnahmefällen auch aus Edelstahlrohren).

In diesem Kurzgutachten wird auf einige Fragestellungen eingegangen und auf Tiefbohrungen fokussiert. Brunnenbohrungen und flache Geothermiebohrungen, die mit wesentlich geringerem Aufwand und Sicherheitsauflagen verbunden sind, werden hier ausdrücklich nicht berücksichtigt. Aufgrund der Kürze der zur Verfügung stehenden Zeit und dem Umfang des Themas, kann hier nur ein kurzer und unvollständiger Einblick gegeben und Themen nur kurz angerissen werden.

Die ersten Erdölbohrungen wurden in Deutschland vor über 100 Jahren abgeteuft. Diese sind gleichzeitig mit die ältesten Erdölbohrungen der Welt, nur aus Azerbaijan sind ältere Bohrungen bekannt. Im Laufe der Jahrzehnte haben sich die Bohrtechnologie und die Sicherheitsstandards immer weiterentwickelt. Die Tiefe der Bohrungen, die Richtbohrtechnik, Off-Shore Bohrungen, das Erschließen tiefliegender Reservoirs und das Monitoring (Logging) haben sich seitdem erheblich weiterentwickelt.

So kann heute in Deutschland auf eine jahrzehntelange Erfahrung von tiefen Bohrungen zurückgegriffen werden. Ausgehend von diesen Erfahrungen wurden nationale und internationale Standards entwickelt, die

- eine effektive Erschließung des Untergrundes,
- hohe Sicherheit und
- den Schutz der Umwelt

zum Inhalt haben.

Diese wurden und werden regelmäßig weiterentwickelt und angepasst, um den bestmöglichen Schutz der Gesundheit der Mitarbeiter und der Bevölkerung sicherzustellen, die Umweltbeeinträchtigungen zu minimieren und im Falle von Störungen ein angemessenes Reaktionsschema zur Verfügung zu haben.

Die hier wiedergegebenen Einschätzungen gelten, sofern das Bohren und der Ausbau der Bohrung nach den allgemein anerkannten Regeln der Sicherheitstechnik (§55 Bundesberggesetz, im folgenden BBergG) erfolgen und Standardbohrverfahren (z.B. Rotary oder Richtbohren mit Mud Motors) verwendet werden. Dies wird abgeleitet aus den Erfahrungen weltweiter Bohraktivitäten und der empirischen Betrachtung.

Für Shale-Gas wird die gleiche Bohrtechnologie wie bei E&P (Exploration and Production) für Erdöl- bzw. Erdgasbohrungen angewandt. Für solche Bohrungen muss mit Öl- oder Gas-Zutritten in die Bohrung gerechnet werden. Daher empfiehlt sich, neben der regelmäßigen geochemischen Analyse der Wässer, entsprechende Bohrlochsicherungsmaßnahmen (Preventer) einzusetzen. Darüber hinaus wird erwartet, dass die üblichen Testverfahren (z.B. Microfrac, Minifrac, Leak off Test), die zur Ermittlung der Standsicherheit der Bohrung und zur Vorhersage der Rissorientierung bei Hydrofracs dienen, durchgeführt und die Standardloggingverfahren (Bond/Zement Log, Caliber-Log, etc.) zuverlässig durchgeführt werden.

Um eine Bewertung der Gefährdung für die Stimulationsphase und die Betriebsphase machen zu können, sind geeignete, bei der Bohrphase zu gewinnende Parameter und Parameterbereiche notwendig, auch um Modelle mit Beobachtungsdaten zu hinterlegen. Mit diesen Daten wird im Vorfeld und für die Durchführung der Hydrofracs eine präzisierte Gefährdungseinschätzung ermöglicht.

Vor Beginn der Bohrphase, ist für die Planung die Erhebung von geologischen und geophysikalischen Beobachtungen unabdingbar. Ein Baselinemonitoring über einen geeignet langen Zeitraum (natürlich beobachtbare Stoffflüsse z.B. Methan, CO₂ etc., Hintergrundseismizität) scheint häufig sinnvoll, um später die natürlichen Prozesse von den anthropogenen Einflüssen trennen zu können.

Soweit technisch machbar, sollten bei einer Tiefbohrung für die Shale-Gas-Gewinnung folgende Parameter gewonnen sowie quantitative und qualitative Kontrollen ermöglicht werden:

- Erfassung mechanischer, thermischer sowie ggf. chemischer Eigenschaften von Fluiden, Zielhorizont und Deckgebirge (z.B. Dichte, E-Modul, Poisson-Verhältnis)
- Logging (Spannungsorientierungen, Porendruck, Temperatur, Porosität, Mächtigkeit, Lithologie)
- Erfassung der Stratigraphie
- Qualitative Kontrolle der konzeptionellen Modelle und angesetzten Parameter
- Felsmechanisch basierte Analysen von Gestein und Abschätzung der kluffmechanischen Parameter (z.B. Gesteinsfestigkeiten, Reibungswinkel, Frac Druck, Reibungskoeffizient, Kohäsion).

Weltweit richten sich Tiefbohrungen in der Regel nach den Standards des American Petroleum Institute API, die den Stand der Technik wiedergeben. Dies gilt für das Bohren, die Zementation und auch für die Bohrlochtests. Einige wichtige Regularien sind im Anhang zusammengestellt (Anhang I)

2. STAND DER TECHNIK BEIM ABTEUFEN VON BOHRUNGEN

Beschrieben werden die Bohrphase (Bohren und Komplettierung inkl. Zementierung, Qualitätssicherung) sowie die mit der Bohrphase in einem zeitlichen Zusammenhang stehenden Untersuchungen im Bohrloch, wie das Logging und die Bohrlochtests.

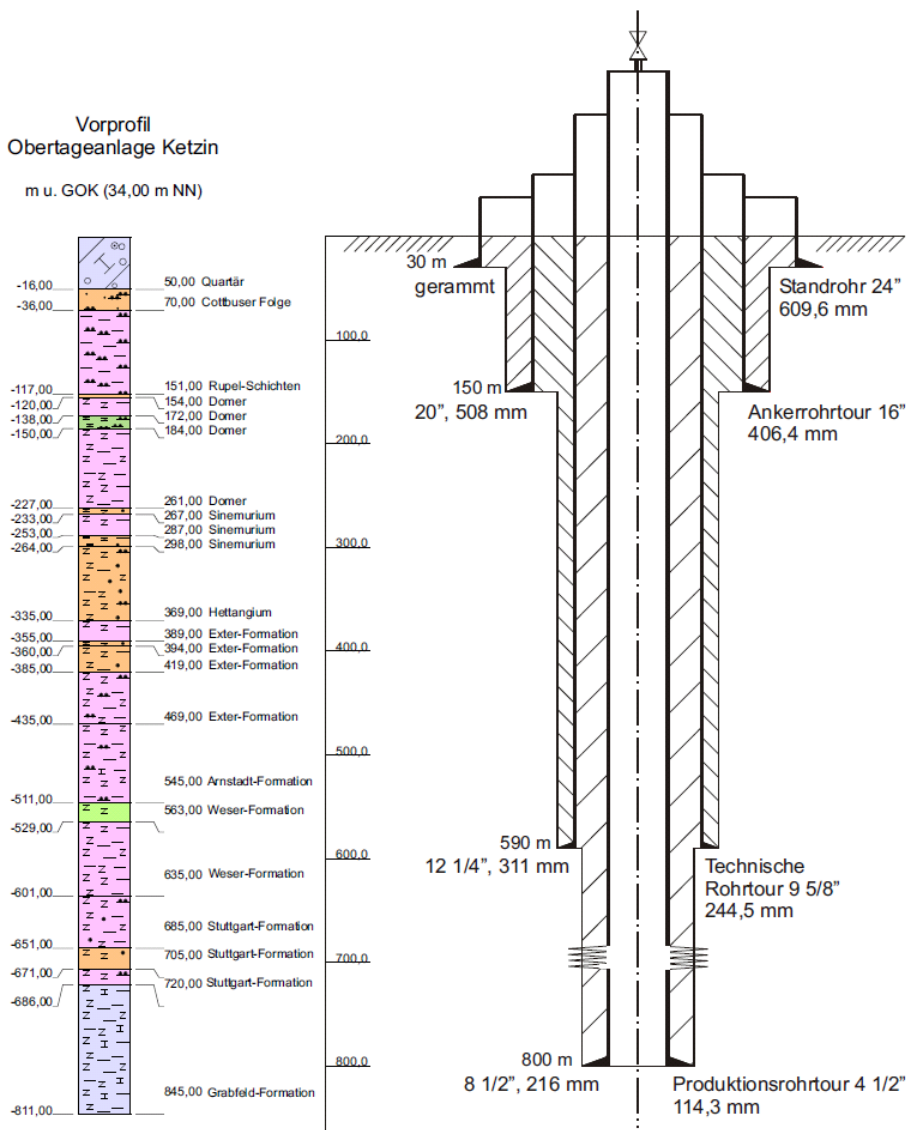


Abbildung 2-1: Verrohrungsschema der Forschungsbohrungen CO₂SINK – Ketzin (GOK entspricht dabei der Geländeoberkante). (Prevedel et al., 2009).

Vorbereitung des Bohrplatzes

In Deutschland ist es – anders als z.B. in manchen Staaten der USA – vorgegeben, dass der Bohrplatz so vorbereitet wird, dass die Fläche um das Bohrgerät herum versiegelt wird, um das Eindringen von technischen Fluiden (Öl, Bohrspülung, Fracturing Fluid) in die Umwelt, insbesondere in das Grundwasser zu vermeiden. Dazu sollten zumindest folgende Bedingungen, die dem Stand der Technik entsprechen, erfüllt werden:

- Versiegelung des Bohrplatzes (mit Randbegrenzung, damit das Regenwasser nicht von der Versiegelung in das umliegende Erdreich abfließt).
- abgedichteter Bohrkeller
- Überlauf des Bohrkellers mit Abfluss in einen Ölabscheider und ein Auffangbecken

- Regenüberlaufbecken

Nach Abschluss der Bohrarbeiten muss der Bohrplatz wieder rückgebaut und in den ursprünglichen Zustand versetzt werden.

Vor Bohrbeginn wird ein Verrohrungsschema erarbeitet, bei dem die verschiedenen Rohre (Standrohr, Ankerrohrtour, Technische Rohrtouren, Produktionsrohrtour) entsprechend der Geologie ausgelegt werden (Abbildung 2-1).

Bohrphase

1. Bohrverfahren

Bei klassischen Tiefbohrungen werden Meißel am unteren Ende eines langen vielfach verschraubten Rohres (Bohrstrang) montiert. Je nach Gebirge werden unterschiedliche Verfahren eingesetzt. Die Gesteine werden dabei mit Bohrmeißeln mechanisch zerstört und zerkleinert. Dabei kann auf verschiedene Geometrien von Bohrmeißel zurückgegriffen werden (Abbildung 2-2):

- klassische Rollenmeißel die rotierend das Gestein zerdrücken und zermahlen
- PDC Meißel bei denen das Gestein geschält wird
- imprägnierte Meißel, die das Gestein abschleifen und
- diamantbesetzte Bohrkronen sowie spezielle Rollenmeißel, die es erlauben Bohrkern aus dem Gestein zu erbohren.

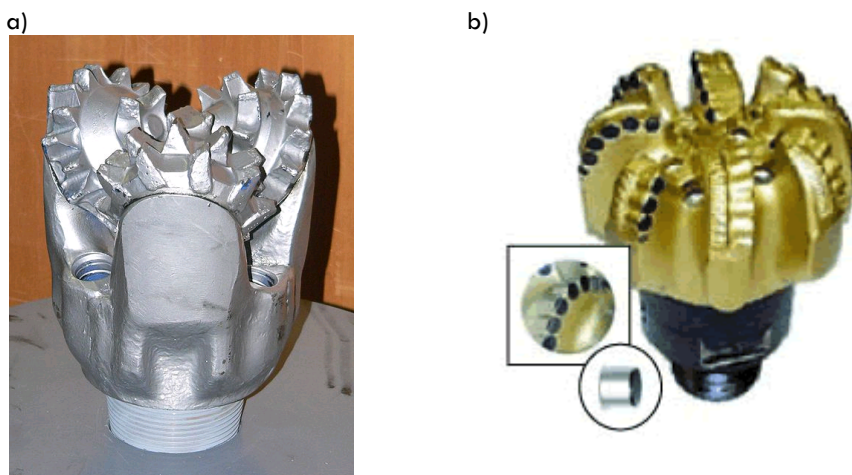


Abbildung 2-2 a) Rollenmeißel (wikipedia.org) b) PDC-Meißel (Baker Hughes).

Dabei werden die Bohrmeißel meist über den Bohrstrang durch einen Motor auf der Bohrplattform angetrieben (Rotary-Verfahren). Dies führt zu erheblichen Reibungsverlusten durch das Schleifen des Bohrstranges im Bohrloch. In größeren Tiefen und bei aus der Vertikalen abgelenkten Bohrungen wird deshalb heute meist ein wassergetriebener Motor (Mud Motor) am unteren Ende des Bohrstrangs montiert, um nahe am Bohrkopf die Meißel anzutreiben. Die nötige Vorschubkraft wird so nahe wie möglich am Bohrkopf durch Schwerstangen erzeugt. Der Strang, bis in den Bereich der Schwerstangen, hängt am „Haken“ des Bohrgerätes (Zugspannung im oberen Bereich des Bohrstranges, ansonsten würde das Bohrgestänge knicken). Mit zunehmender Tiefe werden deshalb größere Bohranlagen benötigt, welche entsprechend hohe Lasten bewältigen können.

Das bei der Gesteinszerstörung und -zerkleinerung anfallende Bohrklein wird über die zirkulierende Bohrspülung nach oben gebracht. Neben der Funktion als Transportmedium für Bohrklein, der Bohrlochstabilisierung und der Kühlung des Bohrkopfes, kann die Bohrspülung, welche innen durch den Bohrstrang gepresst wird, auch die tiefliegenden Motoren antreiben.

Die Bohrspülung hilft, die Stabilität des Bohrloches beim Bohren und den Austrag des Bohrkleins sicherzustellen und enthält Komponenten, die das durchbohrte Gestein verkleistern, damit möglichst wenig der teuren Bohrspülung als Verlust in die tiefliegenden Gesteinsformationen eingepresst werden kann (Spülungsverluste). Die Dichte und viskosen

Eigenschaften müssen auf das Bohrvorhaben angepasst werden, bei tiefen Bohrungen müssen die Spülungen ihre Eigenschaften auch bei höheren Temperaturen behalten können. Neben mineralischen Bohrspülungen (z.B. Bentonit) werden auch organische Mittel (z.B. auf der Basis von Zellulosen) als Bohrspülungen eingesetzt. Um eine Biodegradation dieser Spülungen zu verhindern und Korrosionen am Bohrstrang, ausgebautem Bohrloch und Meißel zu minimieren, werden Biozide und Inhibitoren beigemischt.

In Forschungs- und Entwicklungsprojekten (F&E) wird der Einsatz von hämmernden Bohrverfahren untersucht. Thermische Vortriebstechniken werden bisher nur im Labor verwendet. Dazu gehören:

- das Laserbohren, bei dem mit einem Infrarot-Multilaser-Strahl auch große Durchmesser im Labor erbohrt werden können (z.B. Parker *et al.* 2003),
- das Spallationsbohren, bei dem mit überkritischen Flammen Gestein erhitzt wird (z.B. Heinzlmann, 2010)
- oder auch das Plasmabohren, bei dem durch einen Hochtemperaturstrahl Thermoshocks im Gestein erzeugt werden, welche Gesteinspartikel abplatzen lassen (MIT Studie 2006).



Abbildung 2-3:
Bohranlagen für tiefe Bohrungen (Bild – Herrenknecht AG)

2. Schutz der Bohrung und der durchteuften Schichten.

Das Casing – die Rohrtouren – bilden eine Barriere zwischen dem zu fördernden bzw. einzuspeichernden Fluid und den umliegenden Gesteinsschichten. Das Casing besteht meist aus Stahlrohren (Schwarzstahl) mit hoher Festigkeit. Casingrohre haben eine Länge im 10er m-Bereich (typisch 8-18 m). Die einzelnen Stahlrohre sind über spezielle Verschraubungen miteinander verbunden, die je nach Anforderung gegenüber Öl, Wasser oder Gas technisch dicht sein müssen. Die Verschraubung muss eine hohe Zugfestigkeit besitzen, da beim Einbau das gesamte Gewicht, auch der darunterliegenden Rohrstränge, am obersten Segment anliegt.

Die Festigkeit des Casings muss diese Zugkräfte ableiten können, gleichzeitig aber auch dem Gebirgsdruck standhalten (lithostatischer Druck). Bei plastisch wirkenden tiefliegenden Gesteinen (z.B. Salz) muss das Rohr eine sehr hohe Festigkeit aufweisen. Da die Dicke des Stahlrohres ein wesentlicher Kostenfaktor bei Bohrungen ist, kann bei besonderer Anforderung an die Festigkeit auch ein „doppeltes Rohr“ eingebaut und mit Zement im Zwischenraum verfüllt werden. Dadurch können höhere Druckfestigkeiten erreicht und Materialkosten gespart werden.

Neben den mechanischen Eigenschaften muss das Casing auch den korrosiven Bedingungen im Untergrund gewachsen sein. Bei speziellen Anforderungen – z.B. bei langanhaltender Einwirkung starker Säuren, kann die Korrosion des Casings durch Verwendung von höherwertig legierten Stählen (z.B. Cr-Stähle) reduziert werden. Da diese sehr teuer sind und durch Lochfraß, anders als „Schwarzstahl“, der eine flächigere Korrosion zeigt, für Beschädigungen anfällig ist, werden diese Spezialstähle nur bei besonders beanspruchten Bauteilen (z.B. im Bereich einer Sauergasverpressung) eingesetzt. Auch kommen hier weichere Stähle zum Einsatz, die gegenüber den hochfesten Stählen eine geringere Korrosionsanfälligkeit besitzen, im Bereich der technischen Rohrtouren und Ankerrohrtour wird nahezu ausschließlich hochfester Stahl („Schwarzstahl“) eingesetzt.

Da die Länge der Rohrtour, die lateralen Festigkeiten, die chemischen Wechselwirkungen und die Nutzung (flüssig, gasförmig) betrachtet werden müssen, hängt die Auswahl der Materialien sehr stark vom Einsatzort und den geplanten Aktivitäten ab. Deshalb sollte die Auswahl standortspezifisch erfolgen, und die lokale Geologie berücksichtigen.

Die Rohre werden nach einem vielfach erprobten System eingebaut

- Setzen eines Standrohres
- Setzen der Ankerrohrtour
- Einbau einer oder mehrerer Technischen Rohrtouren
- Einbau der Produktionsrohrtour

3. Setzen eines Standrohres:

Im oberen Bereich – meist bis in den Bereich des Grundwassersleiters wird ein Rohr mit einem großen Durchmesser gesetzt. Dabei wird ein Stahlrohr durch drehende Bewegungen oder Rammen in den Untergrund eingebracht. Das Standrohr kann anschließend mit verschiedenen Werkzeugen freigeräumt werden.

4. Setzen der Ankerrohrtour

Innerhalb des Standrohres wird eine Bohrung abgeteuft, die in einem tieferliegenden Aquitard („Wasserundurchlässige Schicht“) endet. Diese sogenannte Ankerrohrtour soll sicherstellen, dass im weiteren Bohrungsverlauf keine Fluide ins Grundwasser gelangen. Es sollte dabei vermieden werden, dass zwei unterschiedliche Grundwasserleiter auf einmal durchbohrt werden. Dadurch wird verhindert, dass es zu einem hydraulischen Kurzschluss kommt (Verbindung von zwei Grundwasserleitern). Bei einem Kurzschluss kommt es zu unerwünschten Wasserbewegungen durch unterschiedliche Druckverhältnisse im Untergrund, welche zu Hebungen und Setzungen führen kann. Um dies zu erreichen sollte nach dem Stand der Technik gebohrt werden, dazu gehört insbesondere:

- Bohren für die Ankerrohrtour mit Spülungen unter Vermeidung von grundwassergefährdenden Stoffen. Oft kann hier „Leitungswasser“ ohne Zusätze verwendet werden.
- Umsetzung einer Qualitätssicherung (z.B. Überwachung).

Dieses Verfahren entspricht dem Stand der Technik und wird jährlich tausendfach praktiziert. Nachdem die Bohrung für die Ankerrohrtour die Solltiefe erreicht hat, wird der Bohrstrang ausgebaut und das Bohrloch detailliert untersucht. Dazu können verschiedene Logging-Tools verwendet werden, um

- die innere Oberfläche des Bohrloches abzutasten,
- die Spannungsorientierungen zu bestimmen,
- den Porendruck zu messen,
- die Temperatur als Funktion der Tiefe aufzuzeichnen,
- die Porosität abzuleiten oder
- die Mächtigkeit der verschiedenen Gesteinsschichten (Lithologie) zu ermitteln.

Dazu steht eine Vielzahl von Messmethoden zur Verfügung; einige davon sind im Folgenden aufgelistet (Schilling 2009) und können je nach Anforderung eingesetzt werden:

- Druckmessung:
Dehnungsmessstreifen können dazu verwendet werden, um in einer elektronischen Brückenmessanordnung, druckinduzierte mechanische Deformationen in elektrische Signale umzuwandeln. Darüber hinaus können optische Bragg-Gitter verwendet werden, um die druckinduzierten Deformationen einer Glasprobe präzise zu bestimmen. Dabei wird die Änderung eines Interferenzmusters ausgewertet. Die Drucküberwachung am

Bohrlochkopf erfolgt durch mechanische Gasmanometer die als Zeigerinstrument aufgebaut sind. Hierbei wird durch eine druckinduzierte Verformung einer Membran oder Röhre ein Zeiger bewegt. Der Druckwert kann bei diesen Druckmessern z.B. durch Schleifkontakte abgegriffen werden.

- Temperatur
Zur Temperaturmessung werden verschiedenen Verfahren eingesetzt. So kann die thermische Ausdehnung verschiedener Substanzen genutzt werden, um die Temperatur zu bestimmen. Dazu können klassische Flüssigkeitsthermometer eingesetzt werden, aber auch temperaturinduzierte Deformation optisch über Bragg-Gitter bestimmt werden. Neben der thermischen Ausdehnung, werden vor allem auch Thermometer verwendet, bei denen die Änderungen des elektrischen Widerstandes (Widerstandsthermometer – z.B. Pt100), die temperaturinduzierte Änderung des Fermi-Niveaus (Thermoelemente) oder temperaturabhängige Änderungen von Halbleitern (Thermistoren) genutzt werden. Ebenso lässt sich die temperaturabhängige Änderung der Raman-Streuung verwenden, um in einem Glasfaserkabel über die Laufzeit des Lichtes orts aufgelöst Temperaturen zu messen (DTS).
- Lage des Wasserpegels:
Über Widerstandsänderungen kann mit einem Lot die Lage des Wasserstandes bestimmt werden. (In Luft – hoher elektrischer Widerstand, im Wasser geringerer elektrischer Widerstand).
- Bohrlochdimensionen:
Mit einem Kaliberlog wird der Querschnitt der Bohrung als Funktion der Tiefe abgebildet. Dazu wird mechanisch die Bohrlochwand abgetastet und neben der Tiefe auch die Orientierung des Werkzeuges aufgezeichnet. Damit können Ausbrüche im Bohrloch, aber auch Bereiche mit hoher Deformationsrate abgebildet werden. Darüber hinaus wird durch Verwendung hochpräziser Neigungsmesser der 3D-Verlauf der Bohrung im Untergrund aufgezeichnet.
- Variation des elektrischen Widerstandes – Resistivity Logs:
Die elektrische Leitfähigkeit im Bohrloch wird über meist vielpoligen Widerstandsmessungen in Gleich- und Wechselstromverfahren erfasst.
 - Die Widerstandsmessung des Fluids im Bohrloch gibt u. A. Auskunft über den Salzgehalt der angetroffenen Fluide. Damit lassen sich z.B. technische Fluide des Bohrprozesses von Formationsfluiden unterscheiden.
 - Das elektrische Widerstandsverhalten der Gesteine kann über die Verteilung von Fluiden im Porenraum Auskunft geben und ist sensitiv auf kleine Risse im Gestein, die durch Fluide vernetzt sind (diese Beobachtungen sind komplementär zu den Informationen aus Sonic- und γ -Log).
- Variation der elastischen Eigenschaften – Sonic Logs:
Über Schallmessungen (meist im Ultraschallbereich) können die elastischen Eigenschaften des bohrlochnahen Bereiches untersucht und damit auch die Qualität der Zementation der Verrohrung überprüft werden. Die elastischen Eigenschaften sind materialspezifisch und geben darüber hinaus Informationen über Porositäten in Gesteinen (diese Beobachtungen sind komplementär zu den Informationen aus Resistivity- und γ -Log).
- Radioaktive Eigenschaften – γ -Log:
Sowohl die natürliche Radioaktivität als auch durch radioaktive Quellen angeregte Sekundärstrahlung liefern wichtige Hinweise über den Porenraum und die Gesteinszusammensetzung der umgebenden Gesteine.
- Magnetische Eigenschaften – Magnetic Field Log, Magnetic Susceptibility Log:
Die magnetischen Eigenschaften geben Auskunft über den Mineralbestand und die Orientierung verschiedener Gesteinsschichten. Darüber hinaus können, unter günstigen Bedingungen, über die charakteristische Magnetisierung Altersinformationen der Gesteine gewonnen werden.
- Eigenschaften des Bohrloch Fluids – Mud-Logging:
Neben der elektrischen Leitfähigkeit, werden hier meist die Temperatur und der Druck simultan aufgezeichnet. Daraus kann die Zusammensetzung des Bohrloch-Fluids abgeschätzt, und Druck und Temperatur im Reservoir bestimmt werden. Zusätzlich können Gasproben während des Bohrens entnommen und damit die Gaszusammensetzung im Fluid bestimmt werden.
- Probennahme:
 - Fluid-Proben:
Zur geochemischen, mineralogischen und mikrobiologischen Bestimmung der Fluidzusammensetzung können in der Tiefe Proben genommen werden.

- Dazu können Durchflussprobennehmer (die durchströmt werden und dann eine Probe sicher einschließen) und Autoklaven (die das Probenmaterial unter Fluiddruckbedingungen an die Erdoberfläche bringen) eingesetzt werden.
 - Mit einem doppelten Rohr, welches im untersten Bereich über ein Ventil U-förmig verbunden ist (s.g. U-tube), können Fluidproben an die Oberfläche „gepumpt“ werden. Wird im Rohr der Druck reduziert, fließt über das Ventil Flüssigkeit in das Doppelrohr. Anschließend wird N₂ oder Ar-Gas in das eine Rohr gepresst und dadurch die Fluidprobe im anderen Rohr nach oben gedrückt. Die so gewonnenen Proben können anschließend analysiert werden.
 - Gas-Proben
Wird anstelle des Ventils in einer U-Tube eine semipermeable Membran (welche nur Gase, aber keine Flüssigkeiten durchlässt) angebracht, gelangt durch die Membran Gas in das Rohr, welches permanent mit Ar gespült wird. Mit einem Gas-Membran-Sensor (GMS) kann mit einer hohen zeitlichen Auflösung die Gaszusammensetzung bestimmt werden.
 - Gesteinsproben und Untersuchung des Bohrkleins
Während des Bohrens können mit speziellen Bohrmeißeln Bohrkerne geborgen werden. Kontinuierlich wird das Bohrklein, die sogenannten Cuttings, untersucht, die wertvolle Hinweise auf die durchteuften Gesteine ergeben
- NMR-Logs:
Mit Hilfe der Nuklearen Magnetischen Resonanz (NMR) werden Wechselwirkungen von hochfrequenten elektromagnetischen Wellen mit Wasserstoffatomen ausgewertet. Diese erlauben eine Charakterisierung des Porenraumes und der Grenzflächeneigenschaften zwischen Fluid und Gestein.
 - Gesteinsfestigkeit, Spannungsfeld – Hydro-Frac:
Um die Gesteinsfestigkeit im natürlichen Spannungsfeld zu bestimmen, können Bereiche des Abdeckgebirges hydraulisch getrennt werden (mittels zweier Packer) und der Druck in diesem Bereich bis zum Frac-Druck (bei dem das Gestein lokal aufbricht) erhöht werden. Um das Abdeckgebirge nicht zu sehr zu belasten, kann dabei auch der Druck getestet werden, der später (inkl. Sicherheitsmarge) im Speicher maximal auftreten kann, ohne das Gestein zu zerstören.



Abbildung 2-4 : Logging tools des ICDP (International Continental Drilling Programs) am GFZ-Potsdam (www.gfz-potsdam.de).

Anschließend wird die Ankerrohrtour (dicht verschraubte Stahlrohre) eingebaut und auf den s.g. Rohrschuh gestellt. Dabei wird über „Zentraliser“ sichergestellt, dass das eingebaute Rohr mittig in der Bohrung steht. Die technische Nutzung von geologischen Tiefbohrungen für die Förderung von Erdgas oder Erdöl bzw. für Erdgasspeicher erfordert die Verrohrung des Bohrlochs mit einem Stahlrohr, das die Bohrung und die ggf. vorhandenen technischen Einbauten vor dem anstehenden Gebirgsdruck und dem Kontakt zu Tiefenwässern schützt.

Das Stahlrohr muss so ausgelegt sein, dass es dem Gebirgsdruck widersteht und die verschiedenen im Bohrloch möglichen Druckverhältnisse sicher bewältigt. Neben dem Gesteinsdruck (lithostatischer Druck) kommen hydrostatische Drücke durch die anstehende Wassersäule und Formationsdrücke im Reservoirbereich in Betracht. So können im Rohr sehr geringe Drücke bei der Förderung herrschen (Fluiddruck im Reservoir) und gleichzeitig ein hoher lithostatischer Druck auftreten. In 3 km Tiefe können so geringe Drücke im Rohr (z.B. 30 bar Fluiddruck) bei hohem lithostatischen Druck (Dichte der überlagernden Gesteinsschicht z.B. 2,4 g/cm³) z.B. 720 bar auftreten. Dies ergibt einen Differenzdruck von nahezu 700 bar.

5. Technische Rohrtour(en)

Ähnlich wie beim Durchteufen des Grundwasserhorizontes, können auch in größerer Tiefe verschiedene Aquifere durchbohrt werden. Auch hier muss vermieden werden, dass verschiedene Aquifere hydraulisch verbunden werden. Deshalb werden hier – analog zum Setzen von Standrohr und Ankertour - die einzelnen Bereiche nacheinander durchbohrt und verrohrt.

Nach erfolgreichem „Leak Off Test“ (Druckdichtheit) wird der untere zementgefüllte Bereich der vorangegangenen Bohrung (Ankerrohrtour) durchbohrt (siehe unter 2. Zementation). Wird ein weiterer Aquifer durchbohrt, wird der Bohrvorgang bis in den nachfolgenden Aquitard durchgeführt.

Auch hier wird nach dem Bohren das Bohrloch untersucht (s.o.), eine speziell ausgelegte Verrohrung eingebaut und zementiert. Dies geschieht analog zum Setzen der Ankerrohrtour. Auch hier wird über Bond-Log und „Leak-Off-test“ die Dichtheit der Rohrtour inkl. Zementation überprüft. Jede Zementationsstrecke sollte mindestens bis in die vorangegangene Rohrtour hineinreichen, oft wird auch bis zur Geländeoberkante zementiert.

Dieser Vorgang muss – entsprechend der Anzahl unterschiedlicher zu durchteufender Aquifere mehrmals wiederholt werden. Dadurch entstehen ein teleskopartiger Aufbau der Verrohrungen und eine Verjüngung des Durchmessers (Abbildung 2-1).

6. Produktionsrohrtour

Als letzte Rohrtour wird die Produktionsrohrtour eingebaut. Dies geschieht entsprechend dem Einbau der Technischen Rohrtouren. Hier muss besonderen Wert auf das Material des Rohres gelegt werden, da dieses in Kontakt mit den technischen Fluiden und den geförderten bzw. injizierten Substanzen kommt.

Wird die Produktionsrohrtour nicht bis ans „Ende“ der Bohrung geführt entsteht ein Bereich, an dem das Gestein (Fels) sich selber tragen muss (open hole Bereich). Dies ist für Shale-Gas-Bohrungen der Normalfall.

Wird das Rohr über die Gesamtlänge der Bohrung eingebaut, müssen im Produktionsrohr Filterstrecken eingebaut werden oder das Rohr nach dem Einbau perforiert werden um einen Kontakt zum Reservoir herzustellen. Letzteres geschieht mit speziellen Sprengladungen, die z.T. gerichtet für eine Perforation des Produktionsstranges (ggf. auch durch die Zementation hindurch) sorgt.

Da Schäden an der Produktionsrohrtour zum Verlust der Bohrung führen können, wird in der E&P Industrie in das Produktionsrohr noch ein so genannter Produktionsstring (Liner) eingebaut. Dieser wird am unteren Ende gegen das Produktionsrohr bzw. vor den Filtern oder perforierten Rohrabschnitten gegenüber Produktionsliner und Produktionsrohrtour abgedichtet (Packer). Im Ringraum zwischen Liner und Rohrtour wird eine Flüssigkeit (meist Wasser) eingefüllt. Undichtigkeiten im Liner führen zu einem Druckanstieg im Ringraum dessen Druck überwacht wird.

Am oberen Ende wird an die Bohrung der Bohrlochkopf druckdicht angebaut. Aufgrund seines Aussehens wird er auch als „Tannenbaum“ bezeichnet (Abbildung 2-5).

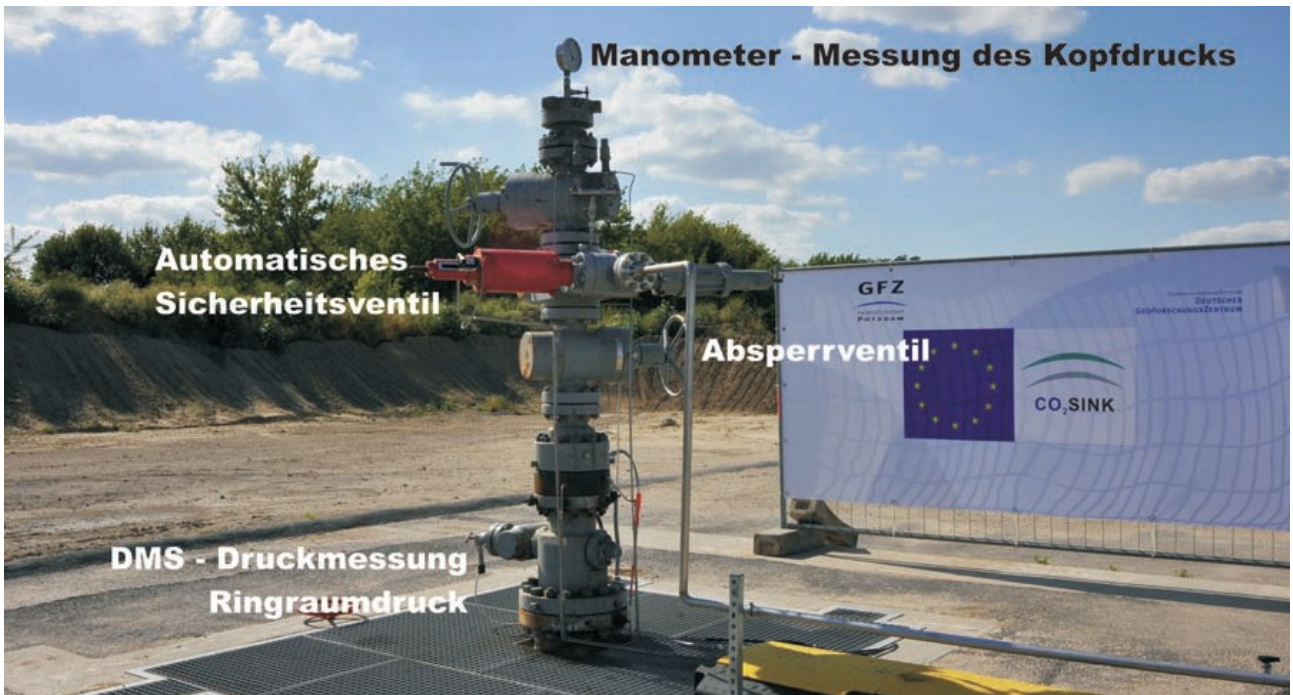


Abbildung 2-5: Bohrlochkopf (Schilling 2009)

3. ZEMENTATION

Nach jedem Setzen einer Verrohrung wird diese Verrohrung im Gestein bzw. den vorausgegangenen Rohrtouren befestigt, dies geschieht meist durch Setzen von Zementbrücken, die in vielen Fällen auch das gesamte Tiefenintervall einer Rohrtour ausmachen können.

1. Eigenschaften der Zementation

Die Zementation muss verschiedene Anforderungen erfüllen:

- dauerhafte Verbindung zwischen Gebirge und Rohrtour,
- effektiv hydraulische Kurzschlüsse verhindern,
- chemisch gegenüber dem Gebirge stabil sein,
- nicht von den technischen Fluiden zerstört werden,
- vom zu fördernden oder einzulagernden Medium nicht angegriffen werden,
- die Stabilität des Bohrloches (Fels – Zement – Rohrtour) erhöhen

Bei der Zementation muss darauf geachtet werden, dass der Frackdruck (der Druck bei dem das anliegende Gestein zerbricht) nicht überschritten wird, da sich sonst zusätzliche Wegsamkeiten entwickeln. Da der Ringraum vor der Verfüllung mit Bohrspülung gefüllt ist, muss beim Einbringen der Zementschlämme darauf geachtet werden, dass es nicht zu einer großvolumigen Vermischung zwischen Zement und Bohrspülung kommt, da diese s.g. „Mash-Zone“ eine geringere Festigkeit und vergleichsweise hohe Permeabilität besitzt. Ähnliches gilt für die Wechselwirkung mit Formationsfluiden die sowohl durch eine Vermischung, aber auch durch chemisch aktive Ionen (z.B. Mg^{2+}) das Abbindeverhalten und die Korrosionsbeständigkeit beeinflussen können. Deshalb ist vor dem Einbringen der Zementation dafür Sorge zu tragen, dass die richtige Zusammensetzung der Zementschlemme eingesetzt wird und das Einpressen in der Geschwindigkeit durchgeführt wird, dass es nur zu einer geringen Vermischung mit Formationsfluiden und Bohrspülung kommt. Zudem gibt es erprobte Verfahren wie die Stopfzementation, die eine Trennung von Zementschlämme und Bohrspülung beim Zementationsvorgang erlauben.

Die Funktionstüchtigkeit der Zementation darf durch Zementkorrosion nicht beeinträchtigt werden. Das heißt, dass durch Korrosion nur kleine Bereiche der Zementation verändert werden dürfen. Dabei wird zwischen lösendem und treibendem Korrosionsangriff unterschieden (Plank & Prandl, 2011). Bei der lösenden Korrosion wird durch wasserlösliche Reaktionsprodukte der Zementstein von der Oberfläche her gelöst.

- Säuren (CO_2 , H_2SO_4 u.A.)
- Chloride (z.B. Magnesiumsalze)
- Nitrate

Entstehen durch Reaktionsprodukte Quelldrücke kann dieser „treibende Angriff“ zur Auflockerung der Zementsteine führen.

- Sulfatangriff (sekundäre Ettringit und Gipsbildung)
- Alkali-Kieselsäure-Reaktion

Je nach Geologie und geplanter anthropogener Aktivität (Fracturing, Förderung von Kohlenwasserstoffen etc.) muss deshalb mit unterschiedlichen Korrosionen gerechnet werden. Darauf abgestimmte Zementzusammensetzungen stehen zur Verfügung, um für die unterschiedlichen Bedingungen maßgeschneiderte Zementschlämme verwenden zu können. Dabei sollte auch auf die im Untergrund herrschenden Temperaturen geachtet werden, da das Reaktionsverhalten und auch das Verhalten der Zemente eine starke Temperaturabhängigkeit besitzen.

Auch nach den Angriffen sollte auf ausreichend langer Strecke die Mindestdruckfestigkeit von > 3 MPa und maximale Permeabilität von 0,1 mD sichergestellt sein.

Eine geringe Permeabilität des Zementsteins erhöht wesentlich die Beständigkeit gegenüber verschiedenen korrosiven Prozessen. Die Permeabilität kann dabei durch Zugabe feinkörniger Zuschlagstoffe und einer angepassten Korngrößenverteilung erzielt werden. Dazu können Gläser, Aschen oder Feinsande in entsprechenden Korngrößen und Korngrößenverteilungen eingesetzt werden. Auch sollte das Gefüge durch die Steuerung des Hydratationsprozesses optimiert werden. Dabei hängt die Festigkeit am Zement zu Wasser Verhältnis (w/z-Wert und die Kapillarporosität signifikant vom w/z Wert und dem Hydratationsgrad ab. Mit zunehmendem w/z Verhältnis nimmt die Kapillarporosität

zu und damit auch die Permeabilität bei Abnahme der Festigkeit. In anderen Worten, eine Dichtezunahme führt zu einer Verbesserung der Korrosionsbeständigkeit. Beim Einbringen der Zementation muss jedoch im Bohrloch darauf geachtet werden, dass die Dichte der Suspension und deren Viskosität nicht zu hoch werden um eine negative Beeinflussung des umgebenden Gebirges zu vermeiden.

Es hat sich gezeigt, dass die Verwendung von Salzzementen, die Permeabilität und Widerstandsfähigkeit gegenüber einer Säurekorrosion deutlich erhöhen kann. Dabei wird der Zement nicht mit Wasser sondern mit einer Salzlaugung angerührt. Dadurch wird ohne stark negative Beeinflussung der Dichte, ein niederpermeabler Zementstein gebildet, der bei Korrosion die Fähigkeit zu einer gewissen Selbstheilung besitzt – z.B. durch das Auskristallisieren von Salzkristallen.

Um den Angriff der wichtigen Zementphase Portlandit zu verringern hat sich zudem die Zugabe von SiO_2 (z.B. Quarzsand oder Quarzglas) bewährt. Die Zusätze spielen auch eine entscheidende Rolle beim Schwindverhalten des Zements beim Abbinden.

Generell sind Zemente empfindlich gegenüber Säuren und Sulfaten. Deshalb werden in Gegenwart sulfathaltiger Gesteine oder bei Verwendung von Säuren, spezielle Rezepturen eingesetzt. Durch Verwendung von Alumosilikaten, Flugasche oder Kieselgur aber auch durch fein gemahlen Sand kann die Korrosion sulfathaltiger Fluide durch die Bildung sekundärer Verbindungen deutlich reduziert werden (Nelson, 1990).

Wird bei „treibendem Angriff“ ein Quelldruck aufgebaut, führt dies an der Erdoberfläche zum Abplatzen des Zementes. In größerer Tiefe, wenn der lithostatische Druck höher als der Quelldruck der Mineralphasen ist, kann das Quellen auch zum Verschließen von Poren und damit zu einer Verbesserung der Barrierewirkung der Zementation führen. Umwandlungsprozesse führen meist zu einer Reduktion der Festigkeit der Zementation.

Details zu verschiedenen international auch zugelassenen Zementen findet sich in der API Spezifikation 10A.

Einige häufig verwendete Stoffe zur Einstellung gewünschter Zementeigenschaften sind:

- Flugaschen, diese besitzen ein größeres Quellvermögen und reduzieren dadurch das Schrumpfen beim Aushärten
- Bentonit, dieses Mineral reduziert die Zementschlammichte und verbessert die Haftung der Zementschlämme an Rohrtour und Gebirge
- Kieselgur (Diatomeenerden – hochporöses SiO_2), reduziert die Dichte der Zementschlämme
- Beschleuniger der Zementaushärtung (z.B. NaCl , Magnesiumlaugen)
- Retardierer der Zementaushärtung (z.B. Weinsäure, Süßwasser, Cellulosederivate)

Zementationsvorgang:

In die Rohrtour wird ein Zementschlamm innen so eingepresst, dass die Zementschlämme den Ringraum zwischen dem Gestein und der Rohrtour im tieferen Bereich der Bohrung und zwischen Rohrtour und vorausgegangener Rohrtour (z.B. Standrohr) möglichst vollständig ausfüllt.

Um das Gebirge nicht bei der Zementation zu schädigen, muss der Frack-Druck der Formationen beim Verpressen der Zementsuspension unterschritten bleiben. Deshalb muss die Dichte der Zementschlämme und der Verpressvorgang präzise eingestellt und gesteuert werden. Ggf. ist bei druckschwachen Formationen eine Links-Zementation (über den Ringraum), die das Gebirge geringer belastet, einzuplanen. Sowohl die Viskosität der Zementschlämme und das Abbindeverhalten der Zementschlämme wird abhängig von Tiefe (und damit Temperatur) über Zusätze eingestellt, um eine homogene und dichte Zementation zu erreichen. Zur Verringerung der Permeabilität der abgebundenen Zemente werden feinkörnige Zuschlagstoffe (z.B. feinkörniger Sand, Glaskügelchen etc.) eingesetzt. In den letzten Jahren wurden verstärkt Cement Pulsation eingesetzt, bei der die Zementbefüllung mit niederfrequenten Druckpulsen beaufschlagt wird, um eine bessere Kompaktion und damit besseren Qualität zu erreichen (Wojtanowicz, 2008). Bei den Zementationsarbeiten wird zwischen Primärzementation und Sekundärzementation unterschieden. Diese klassische Stopfenzementation gilt als technisch und verfahrensmäßig einfachste und damit auch relativ sichere Form der Zementation und ist deshalb auch ein häufig eingesetztes Verfahren.

Weitere Verfahren der Zementation sind:

- *Mehrstufenzementation*, bei der zur Vermeidung zu großer Drücke während der Zementation oder bei Verwendung unterschiedlicher Zementrezepturen bei komplexen geologischen Bedingungen, in mehreren Stufen (i.d.R. zwei) zementiert wird. Dadurch können auch tiefe Bohrungen über die gesamte Strecke bis zur Oberfläche hin zementiert werden. Dazu muss eine spezielle Muffe in die Rohrtour eingebaut werden.
- *Sektionszementation*, bei der das Setzen der Rohrtour und die Zementation in Sektionen erfolgt.
- *Ringraumzementationen*, bei welchem die Zementschlämme nicht von unten nach oben verpresst wird, sondern der Ringraum von oben aufgefüllt wird. So wird bei der *Linkszementation* der Ringraum direkt verfüllt. Dadurch kann der Druck gegenüber dem Gebirge minimiert werden.
- Bei der *Druckzementation* werden unter hohem Druck Zementschlämme verpresst um Laugenzuflüsse zu bekämpfen, Lecks in der Rohrtour zu schließen, Zirkulationsverlusthorizonte und Migrationszonen zu versiegeln, oder Hohlräume zu schließen.
- *Zementbrücken* werden dort eingesetzt, wo keine Packer verwendet werden können, Stützanker gesetzt werden oder verschiedene Horizonte hydraulisch getrennt werden sollen.

Die Wahl der Zemente hängt dabei auch von der geplanten Verwendung des Bohrloches und der anstehenden Gesteine ab.

- werden sulfathaltige Gesteine durchteuft, muss Sorge getragen werden, dass sulfatresistente Zemente eingesetzt werden um eine Zementkorrosion zu verhindern bzw. deutlich zu reduzieren.
- werden Sauegasbohrungen abgeteuft (z.B. zur Gewinnung von Kohlensäure für Mineralwässer, oder bei der Lagerung von Sauegas oder CO₂) müssen spezielle Zemente eingesetzt werden, um eine Zerstörung der Zementation effektiv zu reduzieren.

Nach der Aushärtung der Zementsuspension wird die Druckdichtheit (Leak Off Test) – Stahlrohr-Zementation geprüft. Dazu wird Fluid in das Bohrloch gepumpt, der damit einhergehende Druckaufbau registriert und anschließend der Druck beobachtet. Bleibt der Druck konstant, zeigt dies, dass das System technisch dicht ist.

Die Qualität der Zementation kann über ein Zement-Bond-Log überprüft werden. Dabei handelt es sich um eine Messsonde, die mit Ultraschall das System Bohrloch (Gestein) – Zement – Verrohrung bzw. Verrohrung – Zement – Verrohrung überprüft. Sind die Fehlstellen im Zement oder an der Grenzfläche Stahl-Zement, bzw. Zement Gestein vorhanden, werden die Ultraschallwellen stärker reflektiert als im intakten System. Dadurch kann die Qualität der Zementation ortsaufgelöst überprüft werden.

Probleme bei der Anbindung des Tiefbohrzements an die Formation oder die Verrohrung.

Undichte Zementation kann entstehen durch:

- Leckagen in der Verrohrung oder Gestängeteilen, insbesondere an Übergangsstellen
- Mangelhafte Verdrängung der Spülung beim Zementationsvorgang.
- Falsch gewählte Zementzusammensetzung. Mangelhafte Anbindung an Verrohrung oder Gestein entsteht, wenn die Zementschlämme aufgrund des Überdrucks Wasser in die Formation verliert und dabei an Volumen verliert. Ebenso können Zemente beim Abbinden schrumpfen (Abbildung 3-1).

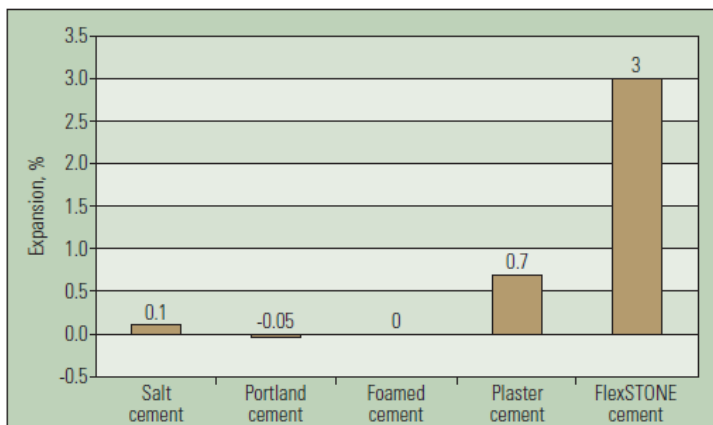


Abbildung 3-1: Veränderung des Zementvolumens beim Abbinden. Die meisten Zemente verändern sich nur gering, Portlandzement schrumpft, andere Zemente expandieren (Brufatto et al., 2003).

Die Rohrtouren werden als Sicherheitsbarriere eingesetzt, um die im Rohr geförderten oder verpressten Fluide sicher von den angrenzenden Gesteinsschichten zu trennen. Deshalb ist es wichtig, dass die Auslegung des Rohres, die Wahl der Zementschlämme, die Durchführung der Zementation und die Qualitätssicherung (Bond-Log, Leak-Off Test) qualifiziert überwacht wird (diese Aufgaben werden in der Regel von spezialisierten Service Providern durchgeführt und die Arbeiten durch die Bergbehörde überwacht). Die Protokolle der Arbeiten und die Aufzeichnungen von Bond-Log und Leak Off Test werden ebenso wie die Ergebnisse der anderen Logging-Verfahren und Analysen bei den zuständigen Bergbehörden hinterlegt und bilden dort die Grundlage für weitere Genehmigungen wie z.B. Frac-Maßnahmen oder die Förderung.

4. BOHRSPÜLUNGSFLÜSSIGKEITEN

Die Bohrspülung muss verschiedene Anforderungen erfüllen und ist damit ein entscheidender Faktor beim Bohren und bei der Zementation. Die richtige Wahl der Bohrspülung trägt dazu bei das Bohrloch zu stabilisieren und über die Ausbildung eines Filterkuchens das Eindringen von Fluiden in das umgebende Gestein zu vermindern. Dabei wird die durchbohrte Oberfläche mit einem dünnen festen Film belegt um die Bohrspülung am Eindringen in das umgebende Gestein zu hindern. Nur bei sehr großen Poren kommt es dann zu einem Eindringen von Bohrspülung in das umgebende Gestein - Spülungsverlust. Damit ein möglicher Spülungsverlust nicht zu einer Kontamination von Grundwasser führt, muss im Bereich der Grundwasserhorizonte mit biologisch unbedenklichen Bohrspülungen gearbeitet werden.

Bei Spülungsverlusten können verschiedene Methoden angewandt werden, um den Verlust der Spülung in die Formation zu stoppen.

- es können Materialien in die Spülung gegeben werden, die die offenen Poren der Formation verschließen (z.B. grobkörniges Material, angepasst an die zu erwartende Porengröße),
- Verwendung einer alternativen Bohrspülung,
- Zementation der Bohrstrecke und Durchbohren der Zementation

Die Bohrspülung ist das entscheidende Medium beim Transport des Bohrkleins vom Bohrkopf zur Oberfläche. Eine geringe Viskosität beim Fließen ist dabei ebenso notwendig wie eine hohe Viskosität beim Stillstand der Bohrung, um das nach unten „Absacken“ des bereits hochtransportierten Bohrkleins zu minimieren. Dieses thixotrope Verhalten wird durch Beimengungen von z.B. Bentonit oder Zellulose-Verbindungen erreicht. Werden organische Zuschlagstoffe (z.B. Zellulose oder Polysaccharide) eingesetzt, werden Biozide notwendig, um eine Biodegradation der Bohrspülung zu verhindern. Bohrungen mit Bioziden dürfen nicht im Bereich des Grundwasserhorizontes eingesetzt werden, um Kontaminationen zu verhindern.

Die Dichte der Bohrspülung muss so eingestellt werden, dass diese

- a) einen effektiven Transport des Bohrkleins erlaubt und
- b) sich bei der Zementation gut verdrängen lässt und
- c) stabilisierend auf die Bohrung wirkt ohne das Gebirge zu fracken.

Gegebenfalls muss vor der Zementierung die Bohrspülung durch eine andere Flüssigkeit (z.B. Frischwasser) ersetzt werden, um eine verlässliche Zementation zu erzielen.

Der Filterkuchen darf die Verbindung zwischen Gestein-Zement-Casing (Verrohrung) nicht unterbinden. Idealerweise kommt es zu einer festen Verbindung von Gestein und Zement sowie Zement und Rohrtour.

Die Eigenschaften der Bohrspülung werden während der Bohrphase kontinuierlich überprüft, damit das rheologische Verhalten, die Dichte und die chemischen Eigenschaften den Vorgaben entsprechen.

Die Bohrspülung spielt beim Eindringen von Flüssigkeiten oder Gasen in die Bohrung eine entscheidende Rolle. Daher wird der Flüssigkeitsstand in den sogenannten Mudtanks laufend überwacht. Ist der Druck der von der Bohrspülung auf das Gestein im Bereich des unverrohrten Bohrlochs zu gering, kann es zu einem sogenannten Kick kommen und Flüssigkeiten oder Gase können plötzlich aufsteigen, die dann mit dem Blow-Out Preventer zurückgehalten werden müssen. Im Falle zu hohen Drucks (z.B. zu hohes Spülungsgewicht) kann das Gestein aufgebrochen werden.

Deshalb wird ebenfalls darauf geachtet, dass beim Aus- und Einbau des Gestänges, der Fluidlevel in der Bohrung konstant gehalten wird, d.h. beim Ausbau von Gestänge wird zusätzliche Bohrspülung in die Bohrung gepumpt.

5. VERGLEICH MIT STANDARDS IN DEN USA HINSICHTLICH CASING – ZEMENTIERUNG

Ähnlich wie in Europa, gibt es auch in den **USA** keine einheitliche Regulierung bei Tiefbohrungen. In der Regel orientieren sich die Staaten jedoch an den Regeln der Railroad Commission/Texas; für die Verfüllung auflässiger Bohrungen ist z.B. die Regel "Rule 14" der Railroad Commission/Texas verbindlich (siehe z.B. Technischer Bericht Nagra 02-24).

Einen guten Überblick über die unterschiedlichen Regeln in den verschiedenen Staaten der USA gibt der Bericht des Energy Institute der Universität in Austin (Texas) von 2012 (Groat & Grimshaw, 2012).

Tabelle 1: Tiefe der Ankerrohrtour unterhalb des Grundwasserleiters (zitiert nach Groat & Grimshaw 2012). Die angegebenen Standards beziehen sich auf das Jahr 2011:

Arcansas	"Surface casing shall be set and cemented at least ...100 feet below the deepest encountered freshwater zone." All Fayetteville Shale fields: 186 min. 500 ft. of surface casing
Colorado	50 ft. Casing must be set "in a manner sufficient to protect all fresh water and to ensure against blowouts or uncontrolled flows; individual casing program adopted for each well.
Kentucky	30 ft. (surface, intermed., or long string). 805 KAR 1:020 Section 3:1
Louisiana	Casing lengths and strengths differ depending on "total depth of contact"; standard lengths and strengths only apply where no danger of pollution of fresh water sources exists." Below 9,000 feet, more than 1,800 ft. of casing required and test pressure at least 1000 lbs. per sq. in. ld.
Maryland	100 ft. or deepest known workable coal, whichever deeper.
Michigan	100 ft. below all fresh water strata.
New Mexico	"Sufficient surface casing must be run to reach a depth below all fresh water located at levels reasonably accessible for agricultural and domestic use."
New York	75 ft. or into bedrock, whichever deeper (100 ft. primary and principal aquifers).
North Dakota	"[A]t sufficient depths to adequately protect and isolate all formations containing water, oil, or gas or any combination of these."
Ohio	50 feet.; no agency specific review if at least 500 ft. between highest perforated portion of casing and lowest groundwater.
Oklahoma	50 ft. or 90 ft. below surface, whichever deeper.
Pennsylvania	50 ft. or into consolidated rock, whichever deeper; if encounters additional freshwater, centralizers required.

In den meisten Bundesstaaten der USA wird eine Mindesttiefe der Ankerrohrtour (Tabelle 1), welche den Grundwasserleiter sichern soll, von 50 bis 100 ft (ca. 15 – 30 m) unterhalb der Unterkante des Frischwasseraquifers vorgeschrieben.

Tabelle 2: Zementation (zitiert nach Groat & Grimshaw 2012). Die angegebenen Standards beziehen sich auf das Jahr 2011:

Arcansas	If "setting and cementing of production and/or any intermediate casing" as planned in cement program does not occur to isolate hydraulic fracturing zone, Dept. may require correction of cement deficiencies before fracturing initiated.
Colorado	Surface, intermediate, and production casing cement 300 psi after 23 hrs., 800 psi after 72 hrs. at 95 deg.
Kentucky	Protective casing cemented to surface or 30 "feet into the next larger string of cemented cases" "Sufficient cement" required where abnormal pressures expected.
Louisiana	Must "fill annular space to a point 500 feet above the shoe," if drop of 10% of test pressure after 30 minutes, must ensure cementing will hold test pressure for at least 30 minutes w/out more than 10% drop.
Maryland	Surface casing cement: API Class A, not > 3% calcium chloride, no other additives, must be "[a]llowed to set at static balance or under pressure for a minimum of 12 hours before drilling the plug."
Michigan	Well casing cement must set "until the tail-in slurry reaches 500 psi compressive strength, but for not less than 12 hours"; cement "of a composition and volume approved by the supervisor".
Montana	Surface casing cement must set until it "has reached a compressive strength of 300 [psi]," no testing until set at least 8 hrs.
New Mexico	By pump and plug unless otherwise authorized. Must fill "annular space behind casing to the top of the hole." May sometimes use oil-based casing packing material in lieu of hard-setting cement. In certain counties, must set until min. compressive strength 500 psi.
New York	Surface casing cement by pump and plug and circulated to surface, minimum 25% excess cement pumped, cement slurry to

	mfr. or contractor specifications, no casing disturbance until achieves compressive strength 500 psi., API Spec. 10A, wait 8 hrs. before disturbing.
North Dakota	Surface casing by pump and plug, fill annular space behind casing to bottom of cellar or to surface of ground; must stand under pressure at least 12 hrs. Surface casing strings must stand under pressure 5 hrs. until reach compressive strength of at least 500 psi. All filler cements must reach 200 psi compressive strengths w/in 24 hrs. Addtl. cementing and pressure tests proposed for fractured wells.
Oklahoma	Tubing and plug, pump and plug, or displacement, set at least 8 hrs. before drilling. If not circulated to surface, shall determine top of cement
Pennsylvania	Surface casing cement must be "cement that meets or exceeds the ASTM International C 150, Type I, II or III Standard or API Specification 10
Texas	Surface casing strings must stand until compressive strength of at least 500 psi in zone of critical cement; cement in this critical zone "shall have a 72-hour compressive strength of at least 1,200 psi.
West Virginia	Cement for annular space API Class A, not > 3% calcium chloride, no other additives, withstand min. 500 psi, set 8 hrs
Wyoming	"[C]emented casing string shall stand under pressure until cement at the shoe has reached a compressive strength" of 500 psi; all cements minimum compressive strength of 100 psi in 24 hours at 80 deg.

Die meisten US Bundesstaaten schreiben eine bestimmte Druckbeständigkeit für die Zementation – „Leak Off Test“ – vor. In einigen Staaten wird auch die Qualität der zu verwendenden Zemente vorgeschrieben sowie die Abbindezeit. Auch hier gilt, dass die Regeln von Staat zu Staat differieren. Dabei wird meist eine Mindestqualität der Zemente vorgegeben, Leak Off Tests und ein Bond-Log) vorgeschrieben. In den meisten Staaten wird ein Blow Out Preventer vorgeschrieben, in einigen Staaten ist dies nicht zwingend vorgeschrieben, aber implizit in praktisch allen Bundesstaaten vorgegeben.

In Deutschland wird bei Tiefbohrungen nach den internationalen Normen (insb. API) auf Grundlage nationaler Gesetze (insb. Bundesberggesetz) und Regelungen (insb. Tiefbohrverordnung des Bundeslandes) gebohrt, verrohrt und zementiert. Als Grundlage gilt in Deutschland das Bundesberggesetz. Dieses verfolgt drei wesentliche Ziele:

- Sicherung der Rohstoffversorgung (§1 N. 1 BBergG)
- Sicherheit der Betriebe und der Beschäftigten des Bergbaus zu gewährleisten (§1 Nr. 2 BBergG)
- die Vorsorge gegen Gefahren, die sich aus bergbaulichen Tätigkeiten für Leben, Gesundheit und Sachgüter Dritter ergeben, zu verstärken, und den Ausgleich unvermeidlicher Schäden zu verbessern (§1 Nr. 3 BBergG).

Dabei können die Ausführungsbestimmungen von Bundesland zu Bundesland abweichen. In Deutschland liegen noch keine umfangreichen Erfahrungen im Bereich von Shale-Gas-Bohrungen vor, so dass hier auch die Entscheidungsgrundlagen der Landesbehörden noch nicht verglichen werden können.

Die Genehmigungen erfolgen dabei entsprechend dem Bundesberggesetz, den entsprechenden Gerichtsurteilen (z.B. Moers-Urteil) und den Bestimmungen der Länder. Das Risiko (im Sinne von Schadenseintrittswahrscheinlichkeit * Schadenshöhe = Risiko) durch den Eingriff muss dabei wesentlich geringer sein als der Nutzen durch den Bergbau. Es gilt generell folgendes Verfahren in Deutschland und ist damit auch Grundlage für den Bohrprozess:

- ein Interessent stellt einen Antrag (Hauptbetriebsplan) in welchem die vorgesehenen Aktivitäten beschrieben sind.
- Bei größeren Vorhaben werden auch für einzelne „Bewilligungsabschnitte“ Sonderbetriebspläne verwendet, um die im Projektfortschritt gewonnen Erkenntnisse für die Genehmigung der folgenden Schritte nutzen zu können (z.B. Bohrung und Bohrlochtests, anschließend, basierend auf der Auswertung der Loggingergebnisse, geologischen Befunde und Bohrlochtests) vor einer möglichen Freigabe zur Stimulation (Fracturing, chemische Stimulation).
- jeder einzelne Schritt ist dabei ein eigener Verwaltungsvorgang, der unabhängig von den vorangegangenen Entscheidungen befürwortet oder abgelehnt werden kann.

Durch dieses gestufte Verfahren wird sichergestellt, dass die aktuellsten Kenntnisse durch die Bohrung und bei Fortschritten beim Stand der Technik in den Explorationsprozess einfließen.

Die vom Antragsteller der Bergbehörde vorgelegten Pläne (Hauptbetriebsplan und Sonderbetriebspläne), werden eingehend geprüft. Die Bergbehörde übernimmt dabei auch die Abstimmung mit weiteren, durch das Vorhaben tangierten Behörden (z.B. Wasserbehörde). Nach eingehender Prüfung und nach dem Rücklauf der Stellungnahmen der

weiteren Behörden, erfolgt von der Bergbehörde ein Beschluss – bei Zulassung eines Vorhabens in der Regel mit spezifischen Auflagen. Dabei geht das Deutsche Genehmigungsverfahren davon aus, dass die Geologie und Standortbedingungen an jedem Ort einzeln zu prüfen sind und sichergestellt werden muss, dass alle Arbeiten nach dem Stand der Technik durchgeführt werden. In der Regel kommen nur nach ISO zertifizierte Unternehmen und Subunternehmen bei Tiefbohrungen zum Einsatz. Tiefbohrungen werden von spezialisierten Firmen durchgeführt, die sich auf einzelne Bereiche der Bohrung fokussieren, dazu gehören Bohrunternehmen (Bedienung des Bohrgerätes, Setzen von Rohrtouren), Firmen die sich auf die Rezeptur und Qualitätskontrolle der Spülungen spezialisiert haben und eng mit dem Bohrunternehmen zusammenarbeiten, geologische Untersuchungen, Muduntersuchungen, Zementation und Zementationskontrolle, Logging. Neben der Firmeneigenen Qualitätskontrolle ist die Überwachung durch die Bergbehörden elementarer Bestandteil der Qualitätssicherung beim Tiefbohren.

Die Länderbestimmungen zum Tiefbohren werden hier exemplarisch an der Tiefbohr- und Gasspeicher-Bergpolizeiverordnung – TGBPVO des Landes Baden Württemberg dargelegt. Dem Wesen nach, ähneln sich alle Tiefbohrverordnungen der Länder, auch wenn es bisher nicht geglückt ist einen einheitlichen Verordnungsrahmen zu schaffen.

Neben den detaillierten Vorschriften die im Wesentlichen die Sicherheit an der Oberfläche im Fokus hat (§§ 4-11, Arbeitsschutz und Umweltschutz, §§12, 13 technische Arbeitsmittel, §§14-28 Explosions-, Brandschutz, §§ 30-46 Gasschutzwesen und Gerüste) wird ab § 47 der Bohrbetrieb geregelt. Einige der Regelungen sind im Folgenden in Auszügen wiedergegeben:

§ 49 TGBPVO **Verrohrung und Zementation**

- (1) Bohrungen, mit denen Erdöl- oder Erdgaslagerstätten erschlossen werden sollen ..., sind mit Standrohren zu versehen und durch Verrohrung zu sichern.
- (2) Die Ankerrohrfahrt ist einzubauen, bevor die Bohrung mögliche erdöl- oder erdgasführende Gebirgsschichten erreicht. Sie ist so abzusetzen, dass eine zuverlässige Verankerung der Absperreinrichtungen und der nachfolgenden Rohrfahrten gewährleistet ist. ...
- (3) Die Absetzteufen der einzelnen Rohrfahrten sind unter Berücksichtigung der Gebirgsfestigkeit und des zu erwartenden Lagerstättendrucks so festzusetzen, daß ein Aufbrechen des Gebirges in dem jeweils unverrohrten Teil des Bohrloches beim Auftreten von Erdöl oder Erdgas vermieden wird.
- (4) Die Verrohrung ist durch Zementation im Gebirge zuverlässig zu verankern. Die einzelnen Rohrfahrten sind so weit aufzuzementieren, dass ein dichter Abschluss des Bohrloches gegen den nicht zementierten Teil des Ringraumes erreicht wird. Die Ankerrohrfahrt ist vollständig zu zementieren.
- (5) Die Zementationsstrecken sind ferner so zu bemessen, dass nutzbare Wasserstockwerke, nicht genutzte Erdöl- oder Erdgasträger und laugenführende Gebirgsschichten abgedichtet werden und ein Eindringen von Wasser in nutzbare Salzlagerstätten vermieden wird.
- (6) Die Lage der Zementationsstrecken ist durch Messungen zu ermitteln. Nach der Zementation ist durch eine Druckprobe festzustellen, ob die Zementation und die Verrohrung dicht sind.

Preventer

§ 50 TGBPVO **Absperreinrichtungen**

- (1) Beim Niederbringen der in § 49 Abs. 1 und 7 genannten Bohrungen muß der Bohrlochkopf mit Absperreinrichtungen ausgerüstet werden, die im Falle eines Ausbruches den Vollabschluss des Bohrloches und den Abschluss des Ringraumes gewährleisten. Die Bohrungen dürfen nach dem Einbau der Ankerrohrfahrt und der nachfolgenden Rohrfahrten erst dann weiter vertieft werden, wenn die Absperreinrichtungen für die einzelnen Rohrfahrten eingebaut worden sind.

- (2) Die Druckstufen der Absperreinrichtungen müssen den höchsten Kopfdrukken genügen, die bis zum Erreichen der Einbauteufe der nächsten Rohrfahrt oder nach Einbau der letzten Rohrfahrt bis zum Erreichen der Endteufe zu erwarten sind.
- (3) Ist der höchste zu erwartende Kopfdruck größer als 5 bar, müssen für jede der beiden in Absatz 1 genannten Absperrfunktionen mindestens zwei voneinander unabhängige und nach unterschiedlichen Prinzipien arbeitende Absperreinrichtungen eingebaut werden.
- (4) Ist mit dem Anbohren oberflächennahen Erdgases zu rechnen, bevor die Ankerrohrfahrt eingebaut werden kann, ist der Bohrlochkopf mit einer Einrichtung zu versehen, mit der das Bohrloch geschlossen und gleichzeitig gefahrlos entlastet werden kann.
- (5) Zum Verschließen des eingebauten Bohrstranges muss die Mitnehmerstange an beiden Enden mit einem Absperrhahn versehen sein. Zum Verschließen des von der Mitnehmerstange gelösten Bohrstranges muss auf der Arbeitsbühne eine geeignete Absperreinrichtung griffbereit zur Verfügung gehalten werden.
- (6) Aufwältigungsarbeiten an Bohrungen, bei denen die Gefahr eines Ausbruchs nicht auszuschließen ist, dürfen erst begonnen werden, nachdem der Bohrlochkopf mit Absperreinrichtungen ausgerüstet worden ist. Absatz 1 Satz 1 und die Absätze 2, 3 und 5 finden entsprechende Anwendung.
- (7) Absperreinrichtungen dürfen nur abgebaut oder unwirksam gemacht werden, wenn das Bohrloch gegen Ausbrüche sicher ist.
- (8) Die Absperreinrichtungen müssen von der Arbeitsbühne des Gerüsts sowie von einem in sicherer Entfernung vom Bohrloch befindlichen weiteren Bedienungsstand außerhalb des Gerüsts betätigt werden können.
- (9) Die Absperreinrichtungen sind nach dem erstmaligen Aufbau, nach jedem Umbau, nach jeder Instandsetzung und nach jedem Backenwechsel einer Druckprobe und einer Prüfung auf Funktionssicherheit zu unterziehen. Der Prüfdruck muss mindestens dem höchsten am Bohrlochkopf zu erwartenden Druck entsprechen. Annularpreventer dürfen mit einem um 30 vom Hundert niedrigeren Druck geprüft werden. Beim Aufwältigen von Förderbohrungen kann die Druckprobe nach Satz 1 entfallen, wenn sie technisch nicht möglich ist oder nur mit unverhältnismäßigem Aufwand durchgeführt werden könnte.
- (10) Die Absperreinrichtungen sind unbeschadet der in Absatz 9 vorgeschriebenen Prüfungen in den vom Unternehmer festzulegenden Zeitabständen regelmäßig weiteren Druckproben und weiteren Prüfungen auf Funktionssicherheit zu unterziehen.

§ 51 regelt die notwendigen Maßnahmen, die einer geregelten Druckentlastung dienen.

§ 52 TGBPVO **Bohrspülung**

- 1) Beim Niederbringen der in § 49 Abs. 1 und 7 genannten Bohrungen müssen Menge und Beschaffenheit der umlaufenden Bohrspülung eine ausreichende Sicherung des Bohrloches gewährleisten. Stoffe zur Herstellung und Beschwerung von Bohrspülung sind an jeder Bohrung in ausreichender Menge vorrätig zu halten.
- (2) Beim Ziehen des Bohrgestänges ist rechtzeitig Spülung nachzufüllen, damit der erforderliche Mindestdruck der Spülung im Bohrloch ständig erhalten bleibt.
- (3) Vergaste Spülung ist über einen Gasabscheider zu leiten, der ein gefahrloses Ableiten der aus der Spülung abgeschiedenen Gase ermöglicht.
- (4) Der Spülungsumlauf und die Beschaffenheit der umlaufenden Spülung sind nach näherer Weisung des Unternehmers sachgerecht zu überwachen. Die Überwachung muss sich auch auf Anzeichen von Öl und Gasen erstrecken. Das Spülungssystem muss mit geeigneten Messgeräten zur Überwachung des Spülungsumlaufs und zur Überwachung der Spülung auf Gase ausgerüstet werden.

Wie diese Regelungen technisch durchgeführt und sichergestellt werden können, ist in den Kapiteln 1-4 des Kurzgutachtens dargelegt.

Weitere Regelungen die der Sicherheit und Dokumentation dienen finden sich unter § 61 TGBPVO Verhalten bei Bohrlocheinbrüchen, § 62 TGBPVO Überwachung des Bohrlochverlaufs, § 63 TGBPVO Bohrergebnisse (z.B. Geologie), § 64 TGBPVO Schutz angebohrter Lagerstätten und Wasserhorizonte, § 65 TGBPVO Bohrbericht, § 66 TGBPVO Sicherung stillliegender Bohrungen,

Für Förderbohrungen (Erdöl und Erdgas, aber auch Shale Gas) gelten spezifische Regelungen:

§ 67 TGBPVO Allgemeine Anforderungen

(1) Bei Förderbohrungen dürfen nur dicht schließende Bohrlochverschlüsse verwendet werden. Der Bohrlochkopf ist so ausulegen, dass er dem höchsten zu erwartenden Kopfdruck standhält. Die für den Bohrlochverschluss und den Förderstrang verwendeten Werkstoffe müssen gegen Korrosion durch die zu fördernden Stoffe widerstandsfähig sein.

(2) Der Bohrlochkopf ist mit Absperrrichtungen zu versehen, mit denen der Förderstrom jederzeit zuverlässig unterbrochen werden kann. Wird neben dem Förderstrang auch ein Ringraum zum Fördern oder Einleiten benutzt, muss der Förderstrom auch im Ringraum unterbrochen werden können.

(3) Am Bohrlochkopf sind Messeinrichtungen einzubauen, die den Druck im Förderstrang und im Förderringraum ständig anzeigen. Bei druckschwachen Bohrungen genügt es, wenn die Möglichkeit zum Anschluss geeigneter Messeinrichtungen besteht.

(4) Förderbohrungen sind durch ein Schild zu kennzeichnen, auf dem die Bezeichnung der Bohrung, die örtliche Betriebsstelle des Unternehmers und die Rufnummer der ständig besetzten Stelle vermerkt sind.

§ 68 TGBPVO Erdöl- und Erdgasförderbohrungen

(1) Bei Förderbohrungen, die der Ausbeutung von Erdöl- oder Erdgaslagerstätten dienen (Erdöl- oder Erdgasförderbohrungen), gilt als höchster Kopfdruck derjenige Druck, der nach den Lagerstättenbedingungen bei geschlossenem Bohrloch zu erwarten ist. Kann durch Fördermaßnahmen ein höherer Kopfdruck entstehen, ist dieser maßgebend.

(2) Förderstrang und Förderringraum der Erdöl- und Erdgasförderbohrungen sind mit Anschlüssen zur Druckentlastung und zum Totpumpen zu versehen.

(3) Die Bohrlochverflanschung ist mit Vorrichtungen zum Anschluss von Messeinrichtungen zu versehen, mit denen der Druck in den Ringräumen zwischen den fest eingebauten Rohrfahrten ermittelt werden kann. Dies gilt nicht für die Verflanschung druckschwacher Erdölförderbohrungen sowie bei Ringräumen, die bis zu Tage zementiert sind.

(4) Bei eruptiv fördernden Erdölbohrungen und bei Erdgasförderbohrungen ist hinter dem Bohrlochkopf eine Absperrrichtung einzubauen, die das Bohrloch selbsttätig schließt, wenn der betriebliche Mindestdruck in der dem Bohrloch unmittelbar nachgeschalteten Anlage oder in der von der Bohrung abgehenden Rohrleitung unterschritten wird. Wird der Betriebsdruck des geförderten Erdöls oder Erdgases in einer dem Bohrloch unmittelbar nachgeschalteten Anlage gemindert, muß die in Satz 1 genannte Absperrrichtung das Bohrloch auch dann selbsttätig schließen, wenn der zulässige Betriebsdruck im Niederdruckteil der nachgeschalteten Anlagen überschritten wird.

(5) Im Förderstrang der in Absatz 4 genannten Bohrungen sind im Bereich des Rohrschuhs und des Bohrlochkopfes jeweils Vorrichtungen anzubringen, die es ermöglichen, den Förderstrang durch Einbau geeigneter Rückschlagventile oder Stopfen abzusperren. Soweit es der Stand der Technik zulässt, ist im Förderstrang außerdem eine Absperrrichtung vorzuhalten, die den Förderstrom im Bohrloch bei Bruch der Bohrlochverschlüsse selbsttätig unterbricht.

(6) Bei Förderung mit Tiefpumpen oder bei Anwendung anderer Förderverfahren sind Erdölförderbohrungen mit Einrichtungen zu versehen, die das Antriebsmittel selbsttätig abschalten, wenn der zulässige Betriebsdruck in der von der Bohrung abgehenden Leitung überschritten oder der betriebliche Mindestdruck in dieser Leitung unterschritten wird.

Zusammenfassend kann dies so betrachtet werden, dass im BBodMG und in den Tiefbohrregularien der Länder die Maßnahmen vorgeschrieben werden, die nach dem Stand der Technik zu einem sicheren Betrieb der Anlage führen. Deshalb werden die Verordnungen auch regelmäßig aktualisiert.

Anders als in den USA², bei denen meist ein bis zwei Barrieren bestehend aus einer zementierten Rohrtour und einer zweiten Rohrtour für den Schutz des Grundwasser vorgeschrieben sind, wird in Deutschland bei der Förderung von Erdgas (Shale Gas) ein Multibarrierensystem verlangt, bei dem i.d.R. ein Standrohr, eine zementierte Ankerrohrtour, eine zementierte Technische Rohrtour und eine zementierte Produktionsrohrtour das Grundwasser schützt. Zusätzlich erfolgt die Produktion über einen Produktionsliner, der innerhalb der Produktionsrohrtour geführt wird und gegenüber dieser durch eine Fluidfüllung und Packer getrennt ist. Durch Druckmessung in den Ringräumen können dabei Undichtigkeiten beobachtet werden und die notwendigen Gegenmaßnahmen eingeleitet werden.

² dies hängt sehr stark vom US-Bundesstaat ab!

6. EINFLUSS DES FRAC-VORGANGS AUF DEN ZEMENT

Die Richtlinien für den Ausbau von Bohrungen, in denen hydraulische Stimulationen (Fracs) durchgeführt werden sollen, sind im API Guidance Document HF1 festgelegt: Für den Rohrschuh der Ankerrohrtour wird empfohlen, dass dieser mind. 100 Fuß unterhalb des höchst gelegenen Trinkwasserhorizonts liegt (USDW Underground Source of Drinking Water) und die Ankerrohrtour vollständig zementiert wird. Der Zement für die Produktionsrohrtour sollte mindestens 500 Fuß oberhalb der Formation, in denen Fracs vorgesehen sind, eingebracht werden. Vor der Frac-Stimulation sollte ein casing pressure test, also eine Druckprüfung der Verrohrung erfolgen und entsprechendes Logging (z.B. CBL) durchgeführt werden. Bei Bohrungen mit Horizontalstrecken wird empfohlen, dass zumindest bis zu der Formation, die von den Fracs nicht mehr erreicht werden sollte, zementiert wird (Abbildung 6-1).

Nach Dusseault (2001) entstehen Schädigungen der Verrohrung an Bohrungen zum großen Teil durch Schervorgänge entlang der Schichtung aufgrund von Setzungen oder Hebungen im Reservoir bzw. entlang von geneigten Störungszonen durch Änderungen der Spannungen und des Porendrucks (

Abbildung 6-2,

Abbildung 6-3, Abbildung 6-4). Detaillierte Untersuchungen zu den Spannungsänderungen aufgrund von Porendruck- und Temperaturänderungen finden sich auch bei Soltanzadeh (2009). Drei Regionen, in denen Beschädigungen auftreten, werden unterschieden:

- Lokalisierte horizontale Bewegungen an Grenzflächen im Deckgebirge aufgrund von Reservoirkompaktion.
- Lokalisierte horizontale Scherung an der Oberseite eines Produktions- oder Injektions-Intervalls aufgrund von Druck- oder Temperatur-induzierten Volumenänderungen in diesem Intervall.
- Einknicken und Abscherung der Verrohrung im Produktionsbereich.

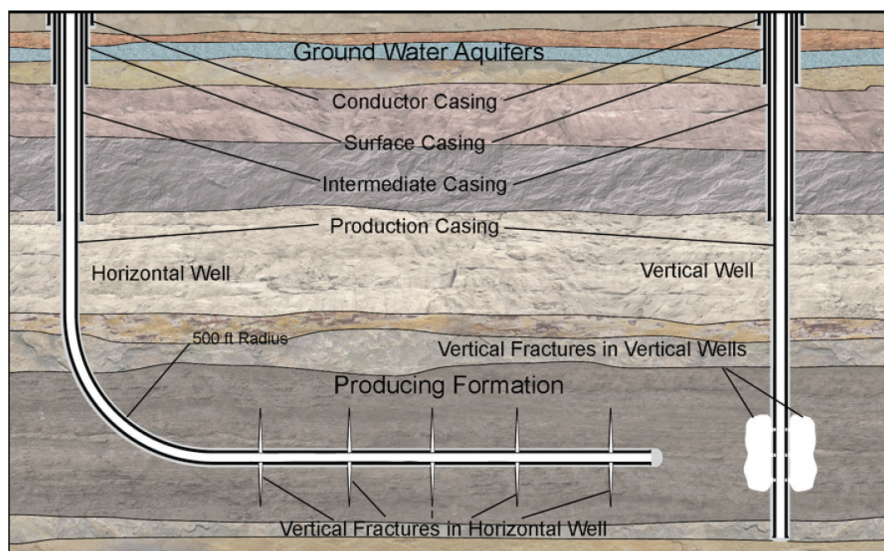


Abbildung 6-1: Beispiel für horizontale und vertikale Bohrungen mit Fracs (API Guidance Document HF1).

Beim Fracturing zur Förderung von Shalegas kann durch die erheblichen auftretenden Drücke die Zementation geschädigt werden. Solange der Druck im Produktionsliner deutlich geringer ist, als der geringste Druck im umgebenden Gestein wird das Gas bevorzugt den Weg durch den Produktionsliner wählen. Nach Abschluss der Förderung muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Zementation geschädigt sein kann und deshalb geeignete Abschlussverfahren gewählt werden.

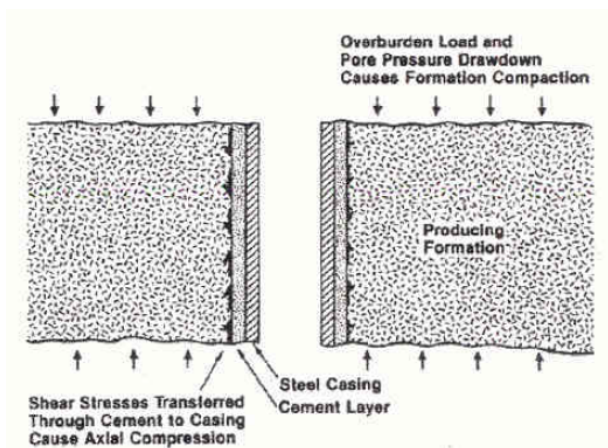
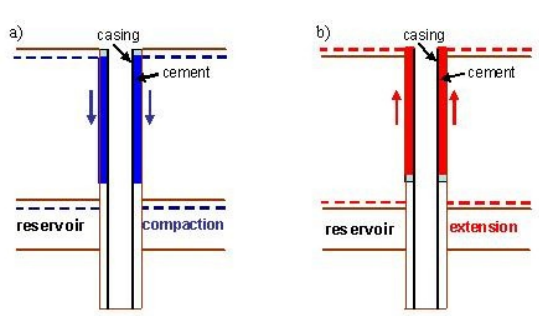


Abbildung 6-2: Belastungen von Verrohrung und Zementierung aufgrund der Kompaktion der Formation. Die Auflast und die Porendruckreduktion verursachen die Kompaktion der Formation und damit Scherspannungen die über den Zement an die Verrohrung übertragen werden.

Abbildung 6-3: Axiale Deformation an den Bohrungen bei Kompaktion des Reservoirs (Förderung von und Gasen) und b) Extension des Reservoirs Injektion (Orlic, 2009)



a) Fluiden bei

Scherung bei Produktion aus dem Reservoir:

Aufgrund der meist linsenförmigen Profile der Reservoirs, bedeutet Kompaktion sowohl horizontale als auch vertikale Deformation. Unter Kompaktion versteht man die Volumenänderung des Reservoirs durch die Druckänderung und Produktion der Fluide. Diese kann an der Oberfläche zur Subsidenz führen. Diese beschreibt den Prozess der Senkung deiner Fläche (Oberfläche, Formationsfläche). Oberhalb des zentralen Reservoirbereichs führt die Kompaktion zu einem Anstieg der horizontalen Spannungen, während die Spannungen an den Flanken geringer werden und im Deckgebirge entstehen so hohe Scherspannungen im Bereich der Reservoirschultern (Abbildung 6-4: Kompaktionsinduzierte Scherung an den Schichtgrenzen im Deckgebirge (Abb. Oben: Dusseault, 2007) ³In Bohrungen in Zonen erhöhter Scherspannungen treten auch die häufigsten Beschädigungen der Verrohrung auf (Dusseault, 2001) und zwar verstärkt mit zunehmender Volumenänderung bzw. Porendruckreduktion im Reservoir. Befinden sich Störungszonen, in diesem Bereich, so können diese durch die veränderten Spannungsbedingungen reaktiviert werden und die Bohrung beschädigen.

³ Anmerkung des Autors: dies gilt strenggenommen nur für Reservoirs in tektonischen Regimen, in denen Abschiebung vorherrscht wie in den meisten Sedimentbecken mit Kohlenwasserstoffen. Zonen erhöhter Scherspannungen können aber auch für andere tektonische Regime und Reservoirgeometrien modelliert werden (z.B. Hilbert, 1996).

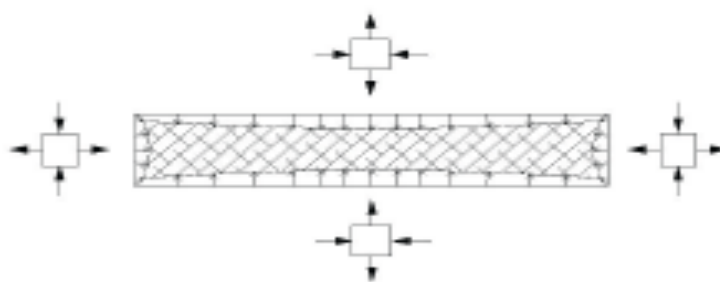
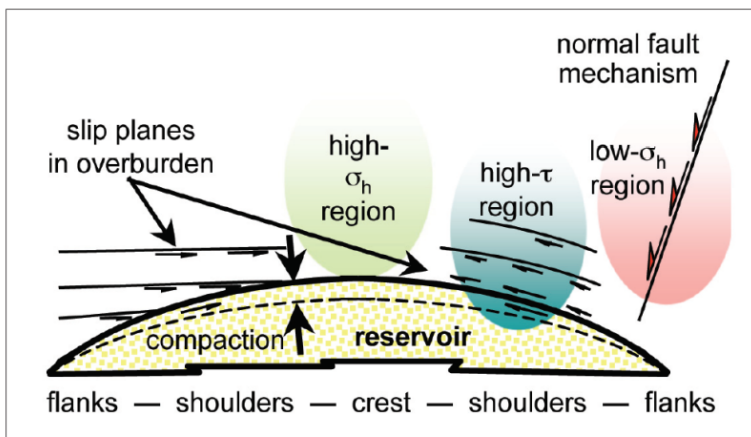


Abbildung 6-4: Kompaktionsinduzierte Scherung an den Schichtgrenzen im Deckgebirge (Abb. Oben: Dusseault, 2007) und schematische Darstellung der Spannungsänderungen (stress arching) um ein Reservoir (Abb. Unten: Soltanzadeh, 2009)

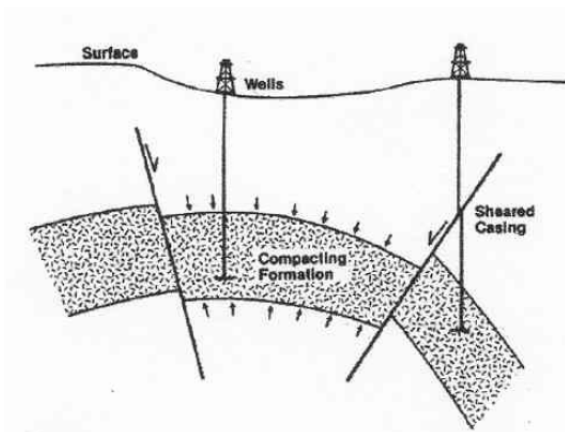


Abbildung 6-5: Reaktivierung von Scherzonen durch Porendruckänderung im Reservoir (hier Produktion, Bruno, 1992).

Scherung bei Injektion:

Bei der Injektion (z.B. auch Hydrofrac) in ein Reservoir wird der Porendruck im Reservoir (oder bei fehlerhafter Zementation auch oberhalb des Reservoirs) lokal erhöht und damit die effektive Normalspannung auf Scherflächen reduziert und eine volumetrische Expansion hervorgerufen. Das Deckgebirge und umgebende Gestein erfahren diese Veränderungen nicht, was wiederum zu Scherspannungen am Übergang von Deckgebirge zu Reservoir führt. Diese Scherspannungen können benachbarte Bohrungen beeinträchtigen (Abbildung 6-6).

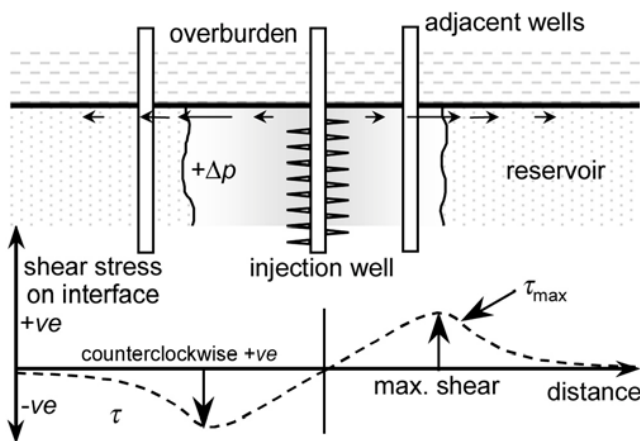


Abbildung 6-6: Injektionsinduzierte Scherspannungen.

Beim Fracturing Vorgang werden große Flüssigkeits-Volumina unter erhöhtem Druck in den Untergrund verpresst. Wird mit Drücken oberhalb des Frac-Drucks gearbeitet, so können bestehende Störungszonen reaktiviert werden. Wird der Porendruck so hoch gewählt, dass die Scherfestigkeit in der Bohrlochumgebung reduziert wird, kann das sich allerdings auch vorteilhaft auswirken, insofern, dass die Bohrlochumgebung sich um die Verrohrung deformiert (Dusseault, 2007).

Beim Fracturing Vorgang werden große Flüssigkeits-Volumina in den Untergrund verpresst. Dabei breitet sich der Fluiddruck von der Bohrung ausgehend aus und kann zu den beschriebenen Effekten führen. Folgende Maßnahmen wurden untersucht, um die Auswirkungen von Scherungen auf die Verrohrung zu verringern:

1. **Erhöhung der Festigkeit des Verrohrung-Zement-Systems:** anhand von Modellrechnungen und Feldbeobachtungen zeigte sich, dass hieraus kaum eine Veränderung im Hinblick auf die Widerstandsfähigkeit gegenüber Scherung erzielt werden kann, da die Scherfläche im Vergleich zum Verrohrung-Zement-System deutlich größer ist. Im Gegenteil: Je steifer die Verrohrung und der Zement, desto eher kommt es dort zu Spannungskonzentrationen und damit zu einer Desintegration des Verbundsystems. Verbesserungen konnten nur in weichen und porösen, plastisch fließenden Formationen erreicht werden. Darin verteilt sich die Scherung, so dass es nur zu geringeren Deformationen der Verrohrung und der Zementierung kommt.
2. **Erhöhung der elastischen Nachgiebigkeit des Systems Verrohrung-Zement:** Da eine Versteifung des Systems meist keine Vorteile bietet, wird versucht, die Nachgiebigkeit des Systems zu erhöhen und zwar durch
 - a. Keine Zementierung in empfindlichen Regionen bzw. Verwendung eines duktilen Zements.
 - b. Aus der Erdöl- und Erdgasfördertechnik hat sich bewährt, dass in Problembereichen durch sogenanntes Underreaming der Bohrl Lochdurchmesser vergrößert wird.
 - c. Verwendung von Verrohrung mit größerem Durchmesser, um eine größere Deformation zu ermöglichen, bevor der Förderstrang berührt wird (Abbildung 6-7).
 - d. Schwächung der Formation durch Fluidverpressen, um plastische Deformation zu ermöglichen.
3. **Wahl des Bohrpfads zur Vermeidung von Störungsflächen und Wahl einer geeigneten Produktionsstrategie:** Die Bohrung sollte möglichst in Regionen mit einer geringen Tendenz zum Scherversagen (Slip Tendency) platziert werden. Durch numerische Modellierung kann die räumlich zeitliche Variation von Porendruck und Spannungen über den Zeitraum der Produktion bzw. der Injektion vorab eingegrenzt werden. Bei sehr einfachen Reservoirgeometrien empfiehlt es sich, die Bohrung in der Mitte des Reservoirs abzuteufen und dann eher abzulenken, statt am Rande vertikal zu bohren. Generell sollten bekannte Störungszonen nicht durchbohrt werden, sondern der Bohrlochverlauf eher parallel zu den Schwerflächen ausgerichtet sein.
4. **Reduktion des Schervermögens der Formation:** Für den Fall der Kompaktion ist der Betrag des Scherversatzes proportional zur Kompaktion und alle Maßnahmen zur Erhaltung des Reservoirdrucks wie z.B. Injektion von Wasser sind Maßnahmen zur Reduzierung des Scherversatzes.
5. **Management der Reservoirspannungen:** Mit 3D numerischen Modellierungen können alternative Produktionsstrategien, die zu geringeren Scherspannungen führen, entwickelt werden. Für diese Modellierungen müssen die entsprechenden (Material-) Parameter und Randbedingungen gewonnen werden und die Berechnungen müssen mit realen Daten kalibriert werden.

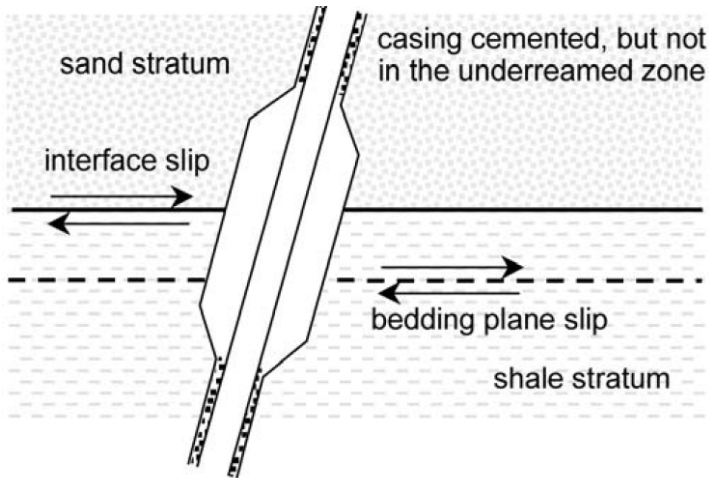


Abbildung 6-7: Im Bereich möglicher Scherzonen wird der Bohrlochdurchmesser vergrößert und die Bohrung nur oberhalb und unterhalb der Sektion zementiert (Dusseault, 2001).

Schädigungen der Zementation und der Verrohrung können dadurch verhindert werden, dass der Betrag der Scherung in der Bohrungsumgebung während der Produktion, aber auch während der Frac-Stimulation möglichst gering gehalten wird. Die Erhöhung der Festigkeit des Zements bringt keine Verbesserung, kann allerdings die Schädigung der Verrohrung hinauszögern. Wesentlich sind allerdings die Wahl der Bohrlokation und des Reservoirmanagements (Dusseault, 2001). Der Frac-Stimulation vorausgehen sollte eine Nullmessung der folgenden Parameter.

1. eine möglichst vollständige Kenntnis der Störungssysteme im Untergrund vorliegen,
2. durch numerische geomechanische Modellierung bestimmt werden:
 - die Magnitude der Scherungen auf den bekannten Störungen
 - die Entwicklung von Bereichen erhöhter Scherspannungen in Abhängigkeit vom Injektionsdruck beim Fracvorgang
 - die Ausdehnung und Orientierung der Fracs
3. nur in geeigneten Bohrlokationen mit entsprechendem Verrohrungsschema und Zementbrücken außerhalb potenzieller Scherhorizonte stimuliert werden
4. die gewählte Produktionsstrategie berücksichtigt werden, insbesondere der Abstand zu benachbarten (insbesondere Alt-) Bohrungen bzw. den vertikalen Sektionen der Stimulationsbohrung.
5. Die Dichtigkeit der Bohrung vor der Frac-Stimulation geprüft werden.
6. Ein Überwachungskonzept erstellt werden im Hinblick auf
 - a. seismisches Monitoring während der Stimulation zur Detektion der Migration der Seismizität (ggf. muss die Stimulation abgebrochen werden, wenn die Gefahr besteht, dass eine Scherzone, die durchbohrt wurde bzw. in der Nähe der Bohrung verläuft, reaktiviert werden könnte und die Bohrung beschädigen könnte)
 - b. Überwachung des Gasgehalts in den Aquiferen nach der Stimulation
 - c. Überwachung der Ringraumdrücke.

7. VERSIEGELUNG DER BOHRUNGEN UND LANGZEITDICHTHEIT

In Deutschland wird die Versiegelung durch das Bundesberggesetz (BbergG, 1992), die Tiefbohrverordnung (BVOT, 1976) und die Richtlinie des Oberbergamtes in Clausthal-Zellerfeld über das Verfüllen auflässiger Bohrungen (1998) geregelt. In den USA ist "Rule 14" der Railroad Commission Texas aus dem Jahr 1983 verbindlich. Allerdings gibt es hierin keine Richtlinien bzgl. der Langzeitstabilität. Für horizontale Bohrungen oder Bohrlochsektionen gibt es kaum spezielle Regelungen (S.24). Eine Zusammenfassung findet sich auch im Nagra NTB Bericht 02-24, der sich allerdings mit Bohrungen für die Lagerung radioaktiven Abfalls befasst. Dem Nagra NTB Bericht 02-24 liegen dabei die aktuellsten Untersuchungen und maßstabsgerechten Feldexperimenten zugrundeliegen.

Je nach Region gibt es unterschiedliche Standards, als Beispiel seien hier die unterschiedlichen Zementierungsintervalle am Übergang von der Verrohrung zum Open-hole Bereich genannt (Abbildung 7-1). Auch der Anteil der versiegelten Bohrungen ist in den USA regional sehr unterschiedlich, so sind nach Bishop⁴, 89% der aufgegebenen Erdöl und Erdgasbohrungen im Staat New York nicht korrekt versiegelt und es existiert dort auch kein Monitoring Programm für Bohrungen, die bereits Leckagen aufweisen.

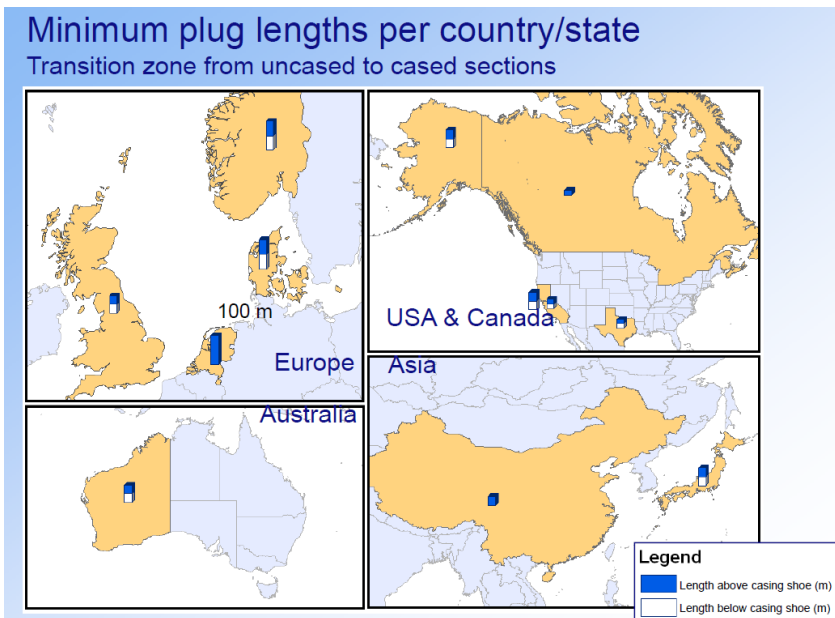


Abbildung 7-1: Minimum der Höhe des Zementierungsintervalls zwischen Verrohrung und open-hole Bereich (aus Benedictus, 2009).

Im Folgenden wird kurz die Versiegelung von Bohrungen erläutert. Im Detail wird aber auf die entsprechende aktuelle Fachliteratur (McManus, 2010; BC Oil&Gas, 2012) und die deutschen und internationalen Richtlinien verwiesen. Darüber hinaus sei auf den DGMK-Forschungsbericht 652-1 verwiesen, eine Literaturstudie zu Zementkorrosion bei Öl- und Gasbohrungen.

Grundlagen der Bohrlochversiegelung (Well Abandonment)

Die Hauptaufgabe einer Bohrlochversiegelung ist, potenzielle Wegsamkeiten zwischen den Schichten mit salinen Wässern bzw. Kohlenwasserstoffen und der Biosphäre zu unterbinden. Insbesondere sollen Kurzschlüsse zwischen verschiedenen Wasserhorizonten durch ein Bohrloch verhindert werden, d.h. bei versiegelten Bohrungen

- muss die adäquate hydraulische Isolierung der Horizonte gewährleistet sein, d.h. die Versiegelung wirkt als Durchflussbarriere.
- dürfen keine Fluide an die Oberfläche entweichen. D.h. es darf im Bohrloch kein größerer Fluidtransport stattfinden als im umgebenden Gestein.

⁴ (<http://hydroquest.com/Hydrofracking/Bishop%20-%20NYS%20Regulatory%20Well%20Plugging%20Failure.pdf>)

Anforderungen an die Materialien für die Versiegelung (NTB-Bericht 02-24) sind:

1. Festigkeit
2. Deformationsverhalten: ausreichende Duktilität
3. Geringe Durchlässigkeit
4. Langzeitstabilität
5. Quellfähigkeit, um das Ausfüllen von Hohlräumen zu gewährleisten
6. Verpumpbarkeit

Bei der Nagra (NTB-Bericht 02-24) werden bei der Versiegelung Schlüsselzonen und Zwischenzonen unterschieden. Erstere enthalten Dichtungselemente wie Zementpfropfen, letztere beinhalten Stützelemente wie mechanische Widerlager oder Verfüllungen, hier kommen Tiefbohrzemente oder Quellzemente zum Einsatz.

Schlüsselzonen sind in möglichst gering permeablen Gesteinsschichten zu platzieren, also nicht in Störungszonen oder Zonen mit erhöhten Zuflüssen. In den Schlüsselzonen sollte das Bohrloch nicht ausgebrochen sein und einen möglichst runden Querschnitt aufweisen. Den Schlüsselzonen kommt die Barrierefunktion zu.

Die Zwischenzonen haben Stabilitätsfunktion und können in aufgelockerten, nicht maßhaltigen Intervallen der Bohrung angebracht werden. Ihre Anforderungen an die Durchlässigkeit sind geringer, sie sollten nicht größer sein als die Durchlässigkeit des umgebenden Gesteins. Das Verfüllmaterial sollte langzeitbeständige, genügend fest und aus anorganischem Material bestehen.

Lt. Ntb-Bericht werden von AMOCO für das Verfüllen folgende Empfehlungen eingegeben: Vor und hinter der Zementschlämme soll im Ringraum über eine Länge von 150-250 m ein „Spacer Fluid“ eingebracht werden, welches mit Spülung und Zementschlämme kompatibel sein muss. Dieses „Spacer Fluid“ soll turbulent einzirkuliert werden und während der Einbringung von Spacer und Zementschlämme sollte der Gestängestrang rotieren. Die Zementation sollte z.B. dabei mit einer Zwei-Stopfzementation erfolgen.

Nach der Richtlinie des Oberbergamts in Clausthal-Zellerfeld sind Bohrungen vollständig zu verfüllen, dabei können in Bereichen sogenannte besondere Verfüllungsstrecken erforderlich sein. Diese sind mit geeignetem Zement oder anderen geeigneten Feststoffen ggf. in Verbindung mit mechanischen Abdichtungen zu verfüllen. Diese Verfüllungsstrecken sollen von 50 m unterhalb bis 50 m oberhalb der Lagerstätte reichen. Bei teilweise unverrohrten Bohrungen muss in die tiefste Rohrtour ab Rohrschuh eine besondere Verfüllungsstrecke von mind. 100 m eingebracht werden oder eine mechanische Abdichtung mit einer besonderen Verfüllungsstrecke von min. 50 m. Liner und Schnittstellen von Rohren sollen durch bes. Verfüllungsstrecken von mind. 100 m Länge, die mind. 50 m in beide Rohrtouren hineinreichen, abgedichtet werden. Liegen Lagerstätten hinter nicht zementierten Ringräumen, so sind die nicht zementierten Rohrtouren zu schneiden und auszubauen. Für den Bereich unter der Erdoberfläche wird empfohlen, das Bohrloch bis zu einer Tiefe von 100 m mit einer besonderen Verfüllungsstrecke zu verfüllen. Rohrtouren sind aus den Bohrungen zu entfernen und oberhalb der stehengebliebenen Verrohrung ist das Bohrloch durch eine Betonplatte zu sichern. Bei Bohrungen im Küstengewässer und im Festlandsockel sind alle Rohrtouren bis mind. 5 m unter dem Meeresboden zu entfernen.

Nach BC Oil&Gas werden verschiedene Testing und Beobachtungsszenarien für low risk, medium risk und high risk wells unterschieden und Drucktests in verschiedenen Zeitintervallen (1 Jahr, 5 Jahre) vorgeschrieben. Die Bohrungen müssen mit nicht-salzhaltigem Wasser bzw. korrosionsgeschütztem Wasser gefüllt werden. Der obere Bereich muss frostsicher sein, z.B. durch den Einsatz von Frostschutzmitteln.

Die Directive 020 schließt Maßnahmen bei Leckagen ein. Demnach müssen die Leckagestellen identifiziert und ausgebessert werden (Sekundärzementation). Bei horizontalen Bohrungen muss jede poröse⁵ Formation isoliert sein und es wird min. 30 m Zementierung vertikal gefordert. Wird die Verrohrung geschnitten und gezogen, so muss ein Zementstopfen im Bereich von 15 m unterhalb der Schnittstelle bis 15 m oberhalb des Rohrschuhs gesetzt werden. Vor

⁵ In Directive 020 versteht man unter porous zone: 1. Karbonate mit einer eff. Porosität > 1%, 2. Sandsteine mit einer eff. Porosität von >3%, 3. Zonen, aus denen mehr als 300 Kubikmeter Gas gefördert wurden und alle Regionen, die zu einem Einbruch in der Förderung führten.

den Verfüllungs- Maßnahmen ist ein Gas Migrations Test durchzuführen und in der Ankerrohrtour zu prüfen, ob Gase und Fluide auftreten (surface casing vent flow test) und auf Leckagen im System der Verrohrung hinweisen.

Wichtig bei der Festlegung von Testmaßnahmen bzw. Messintervallen ist

- Die Art der Bohrung (Förderbohrung, Injektionsbohrung)
- Das Alter der Bohrung
- Die Art und Weise der Verrohrung, der Zementierung etc.
- Art der Flüssigkeiten oder Gase

In nicht korrekt versiegelten Schiefergasbohrungen kann Gasmigration auftreten. Die Migration von Gasen ist in zwei Gruppen eingeteilt, die Primäre Migration, die unmittelbar an dem Zementierungsvorgang gekoppelt ist und die Sekundäre Migration, die sich aufgrund mechanischer und thermischer Spannungen ergibt, die die Integrität der Ankopplung verringert.

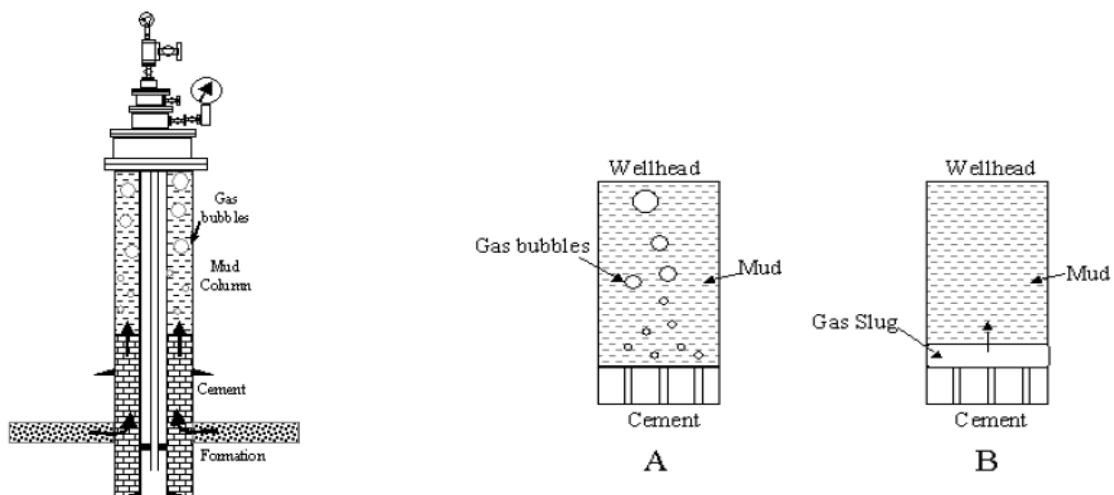


Abbildung 7-2 Gasaustritt durch den Zement. Dies kann in Form einzelner Gasblasen auftreten, aber auch durch die Ansammlung von Gas in einer Gasblase, die zunächst sich am Boden der Säule befindet (Xu, 2002).

Nach Maurice et al. (2000) ist das Schrumpfen von Zement dabei ein weiterer wesentlicher Vorgang. Durch können Gase hinter der Verrohrung aufsteigen und zu dem sogenannten sustained casing pressure (SCP) führen. Dieser Druck baut sich umso langsamer auf, je kompressibler die Spülung ist, daher empfiehlt es sich nicht nur den Druck in den verschiedenen Verrohrungs-Segmenten permanent zu prüfen, sondern auch die Kompressibilität der Bohrspülung, die in der Verrohrung verbleibt zu ermitteln.

Brufatto et al. (2003) gibt einen Überblick über die Möglichkeiten, den Gasfluss und SCP im Ringraum zu unterbinden. Dazu gehören.

1. Eine stabile Bohrung mit bekannten Durchmessern und das Verhindern der Durchmischung von Zementschlämme mit Bohrspülung, um eine saubere Zementierung zu gewährleisten.
2. Verwendung von Zementen geringer Permeabilität, mechanischer Stabilität und Anpassungsfähigkeit an veränderte Bohrlochbedingungen (p, T). Durch Additive kann die Flexibilität des Zements verbessert werden.
3. Zementierung unter Überdruck in gasführenden Formationen, um das Eindringen von Gas zu verhindern, z.B. durch einen Druck im Ringraum. Dazu werden schnell abbindende „Lead Cements“, zuerst gepumpt, damit diese im Ringraum nahe der Oberfläche abbinden und damit ein Druckaufbau gewährleistet ist.
4. Verwendung der bereits erwähnten Cement Pulsation Technik (s. S.14).
5. Verwendung von geschäumten Zementen bei gasführenden Formationen.
6. Verwendung nichtschumpfender Zemente (Abbildung 3-1), um die Bildung von Kanälen im Zement zu verhindern und die Anbindung des Zements an Verrohrung bzw. Bohrlochwand zu verbessern.

Die Versiegelung der Bohrungen muss nach dem Stand der Technik erfolgen. Die Qualität der Bohrung im Bereich der Versiegelungszementation muss geeignet und im Vorfeld (teilweise schon beim Bohrvorgang) durch Logging ermittelt werden. Geeignete Überwachungseinrichtungen insbesondere für die Ringraumdrücke sollten installiert sein und regelmäßig überwacht werden (s. auch folgende Kapitel). Den Bergämtern sollten dazu Berichte vorgelegt werden.

Besonderheiten des Bohrlochverschlusses bei Shale-Gas-Bohrungen

Können die bisherigen Operationen (Exploration, Bohrung, Zementation) als „Standard im Erdöl und Erdgas-Bereich“ betrachtet werden, sollte unseres Erachtens beim Verschluss des Bohrlochs nach Beendigung der Förderung beachtet werden, dass die Zementation im unteren Bereich der Bohrung durch das Fracturing beschädigt sein könnte. Ein Multibarrierenverschluss (z.B. Spacer, Zement, Spacer, Schwerspatsedimentbett, quellfähiger Zement, schwere Spülung) mit ausreichend dimensionierten „Spacern“ und einem Bereich mit ausreichend „ausgebauter“ Verrohrung und Zementation⁶ der mit quellfähigem Zement verfüllt wird, könnte potentielle Leckagepfade durch Frac-induzierten, zerrütteten Zementstein effektiv unterbunden werden.

⁶ ausgefräster Bereich in der Produktionsrohrtour.

8. ÜBERWACHUNG DES ZEMENTIERUNGSPROZESSES UND DER DICHTHEIT IM BETRIEB (MONITORING)

Eine ordnungsgemäße Durchführung der Zementierung mit anschließender Erfolgs- und Qualitätskontrolle ist die Grundvoraussetzung für die Funktionalität der Zementierung für den späteren Betrieb.

Zeigt sich, dass die Zementation nicht den erwarteten Qualitätskriterien entspricht, handelt es sich um eine Fehlzementation. Dies kann vorliegen bei:

1. Nicht erreichter Höhe der vorgesehenen Zementsäule
2. Undichtigkeit des zementierten Intervalls
3. Mangelnder Festigkeit des Zements.

Für diese Fälle muss eine Reparaturzementation oder Sekundärzementation durchgeführt werden, die mit erheblichen zusätzlichen Kosten verbunden ist.

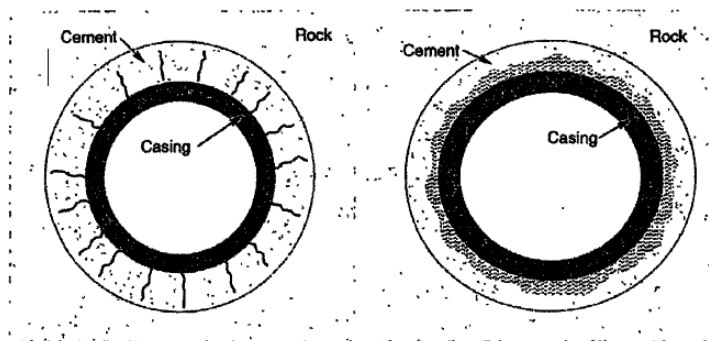


Abbildung 8-1 Versagensmoden der Zementierung durch Risse (links) aufgrund von Zementschrumpfen oder Ausdehnung der Verrohrung durch hohe Innendrucke oder Anstieg der Temperatur und durch plastische Deformation (rechts) (aus McCulloch et al., 2003).

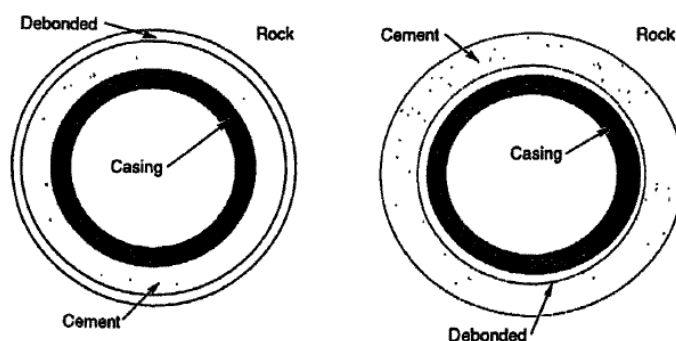


Abbildung 8-2 Ablösung des Zements an der Grenzfläche Gestein-Zement (links) bzw. an der Grenzfläche Verrohrung-Zement (aus McCulloch et al., 2003).

Daher werden bereits beim Zementierungsprozess vorbeugende Maßnahmen ergriffen:

1. **Berechnung der Menge des benötigten Zementvolumens für das Erreichen der geplanten Zementsäule.** Diese Berechnungen beruhen auf der Vermessung der Bohrlochgeometrie, die standardmäßig durch Kaliberlogs oder akustische Bohrlochteleviewersonden und ähnliche Tools erfolgt. Weicht die berechnete Menge des Zementvolumens von der benötigten Menge ab, so ist dies ein Indiz für z.B. Zementverlust in die angrenzenden Formationen und eine nicht erreichte Höhe der vorgesehenen Zementsäule.
2. **Modellierung der Faktoren, die den größten Einfluss auf den Zement haben.** So wurden z.B. für Geothermiebohrungen mittels spezieller Softwarepakete (z.B. WellLife) die Belastungen auf die Verrohrung und den Zement durch Temperatur und Druckänderungen modelliert (McCulloch et al., 2003). Dabei wurden Druckänderungen durch Testing und thermische Zirkulation in der Förderbohrung sowie hydraulische Stimulation und thermische Stimulation in der Injektionsbohrung berücksichtigt. Risse traten insbesondere aufgrund von

Zugspannungen auf. Dabei haben sich geschäumte Zemente, die sowohl dehnbar als auch nicht schrumpfend sind als besonders geeignet erwiesen.

3. **Kontrolle der Eigenschaften der Zementschlemme.** Folgende Eigenschaften müssen bei den Zementen vor der Verpressung kontrolliert werden:

- Dichtemessung (z.B. Senkspindel)
- rheologische Eigenschaften (Fließeigenschaften, Ausbreitung, Viskosität)
- Abbindeverhalten (Wasserabgabe, Erstarren, Versteifungszeit)
- Festigkeit (Biegezug-, Druck- und Scherfestigkeit)
- Schwundmaß

Kontrolle der Zementierung und Überprüfung von Leckagen

Messverfahren wie das Mechanical Well Integrity Testing und Production Logging geben Aufschluss über Fluidbewegungen und die Stabilität des Bohrlochausbaus (Completion). Im Anhang III ist eine Übersicht zu aktuellen Referenzen zum Thema angegeben.

Production logs werden verwendet um die Fluidproduktion aber auch generell Fluidbewegung innerhalb und außerhalb der Verrohrung zu untersuchen. Dabei handelt es sich um Tools mit geringem Durchmesser, die meist im Gestänge und auch während der Produktion messen können. Die Tools für die Mechanical Integrity werden verwendet bevor der Förderstrang eingebaut wird.

Production Logs

Zu den Anwendungsbereichen der Production logs gehören die Detektion unerwünschter Zuflüsse in die Bohrung und die Überprüfung von Fluidbewegungen in der Zementation hinter der Verrohrung sowie Detektion von Leckagen in Packern oder der Verrohrung. Dazu werden folgende Logs gefahren (die Standards für die mechanische Integrität von Injektionsbohrungen der EPA geben die operativen Empfehlungen für die jeweilige Toolanwendung.

- Temperatur-Log
- Noise-Log,
- Radioactive Tracer Logs
- Flowmeter

Außerdem werden in Kombination noch Helium leak tests, Oxygen activation logging (auch BCWF behind-casing water flow genannt) oder NAT (neutron activation techniques) verwendet, diese allerdings in Kombination und nicht als einzelne Tools (Wojtanowicz, 2008).

Temperaturlogs: Zur Bestimmung der Zementkopfhöhe direkt im Anschluss an den Zementierungsprozess kann eine Temperaturmessung verwendet werden, da durch die freiwerdende Abbindewärme des Zements die Temperatur um 1-3 °C im zementierten Bereich ansteigt.

Die Dicke der Zementierung isoliert die Flüssigkeit in der Verrohrung vom Gebirge. Über Temperaturlogs kann so die sogenannte „Distance into the formation“ festgestellt werden (Abbildung 8-3).

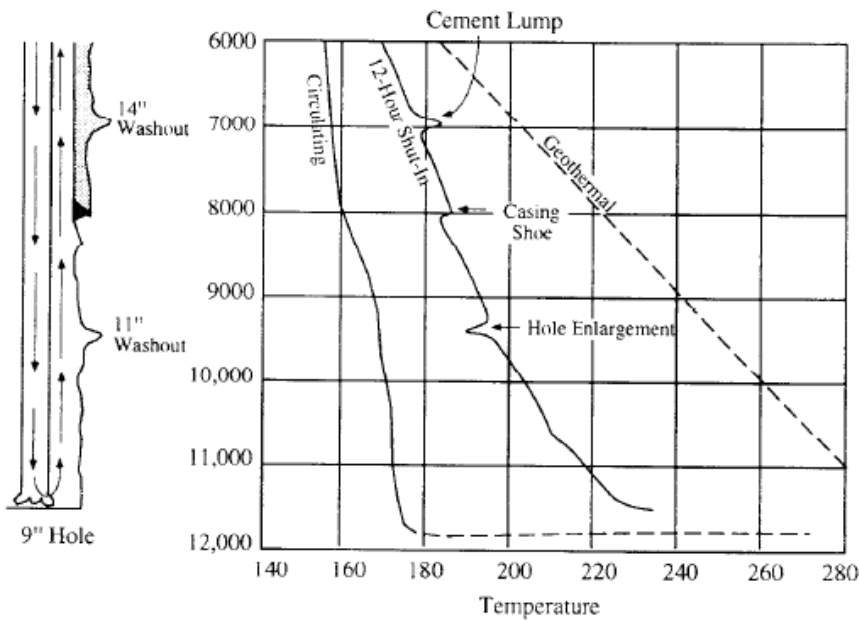


Abbildung 8-3: Die Temperatur des zirkulierenden Fluids ist deutlich unter der Temperatur der Formation (Geothermal). Die Temperaturmessungen im Open Hole Bereich zeigen geringere Temperaturen in den Bereichen, in denen das Fluid in das Gebirge eindringen konnte (Washout) und im verrohrten Bereich sind die zementierten Washouts durch eine erhöhte Temperatur charakterisiert.

Kleine Kanäle mit Fluidbewegung hinter der Verrohrung können ebenfalls mit Temperaturmessungen auch während des Förderbetriebs erkannt werden (Smolen, 1999). Bei nicht produzierenden Bohrungen nähert sich die Temperatur des Fluids in der Bohrung dem geothermischen Gradienten an, bei produzierender Bohrung treten Fluide oder Gase in die Bohrung ein und bewegen sich nach oben. Gase kühlen dabei meist ab (Joule Thompson Effekt), was bei größeren Gasbewegungen mit Temperaturlogs erfasst werden kann (Abbildung 8-4).

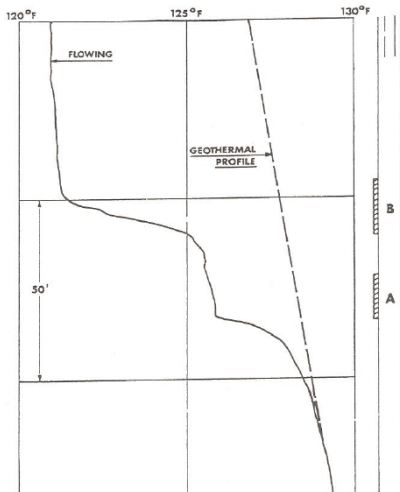


Abbildung 8-4 Temperaturlog, das zwei Gaszuflüsse zeigt (Smolen, 1999)

Noise Logs werden im Gegensatz zu den Temperaturlogs nicht kontinuierlich gefahren, sondern nur in den interessierenden Intervallen als stationäre Messung. Die Bewegung von Fluiden und speziell von Gasen erzeugt Turbulenzen und Geräusche (Noise), deren Lautstärke mit zunehmender Fließgeschwindigkeit bzw. zunehmendem Druckverlust ansteigt (Abbildung 8-5).

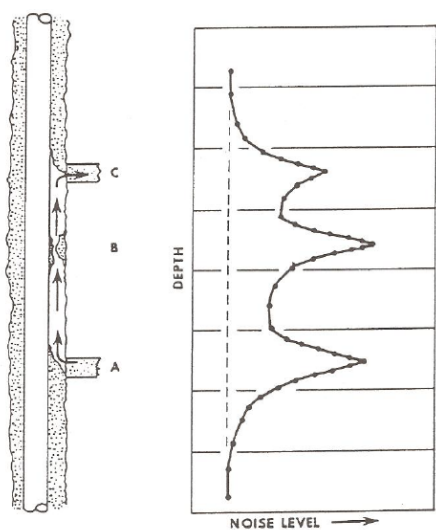


Abbildung 8-5: Noise Log Aufzeichnung von Flüssigkeitsbewegungen. an Position A wird die Lautstärkeänderung aufgrund eines Zuflusses dargestellt, B zeigt die Geräusche aufgrund einer Querschnittsänderung und C die Lautstärke bei einem Fluid- oder Gas-Verlust (Abb. 2 aus Smolen, 1999).

Radioactive Tracer Tools: Kontrollen mittels radioaktiver Tracer, bei denen radioaktives Tracermaterial in das Fluid eingegeben wird und mittel Gammastrahl Detektoren die Position, den Zeitpunkt und die Größe des Tracersignals ermittelt werden. Aus diesen Daten kann die Fluidbewegung verfolgt werden.

Flowmeter: Während in Injektionsbohrungen eher mit radioaktiven Tracern gearbeitet wird, werden in Produktionsbohrungen, bei denen Multiphasenströmungen auftreten, Flowmeter mit Fluididentifikationskomponenten verwendet. Als Beispiel sind die sogenannten Spinnerflowmeter genannt.

Wiederholte Dichtigkeitsprüfungen der Verrohrung durch Abdrücken mit ca. 120% des hydrostatischen Drucks sollten nur in den unzementierten Bereichen der Rohrtour durchgeführt werden, da die hohen Prüfdrücke zur Zerstörung der Bindung Zementstein/Verrohrung führen könnte.

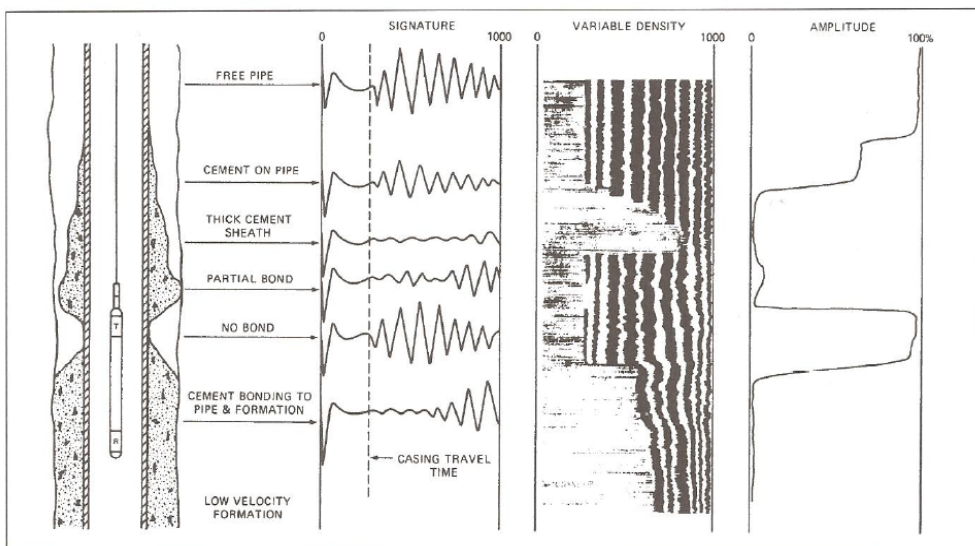
Beim NAT handelt es sich um einen Neutronengenerator und zwei γ -Detektoren, die jeweils oberhalb bzw. Unterhalb des Generators angebracht sind und aufwärts-bzw. abwärtsgerichtete Strömung erfassen. Die Flüssigkeit in potenziellen Kanälen ist mit Neutronen angereichert und diese reagieren mit den Sauerstoffkernen des Wassers und produzieren ^{16}N , welches eine Halbwertszeit von 7.13 s unter Aussendung von γ -Strahlung hat.

Mechanical Integrity Logs

Hier werden zwei Gruppen von Geräten unterschieden, zum einen die Geräte, die die Zementbefüllung prüfen und potenzielle Leckagekanäle im Zement erfassen. Die zweite Gruppe dient der Inspektion der Verrohrung.

Generell wird das sogenannte Cement Bond Log zur Kontrolle der Zementierung gefahren. Das Cement Bond Log (CBL)

ist ein akustisches Gerät mit dem die Laufzeit und die Amplitude eines akustischen Signals, das registriert wird. Eine geringe Amplitude zeigt eine gute Anbindung der Verrohrung an das Gestein. Die Amplitudenmessung kann in Prozent der Zement-Füllung



des Ringraums angegeben werden (Abbildung 8-6).

Abbildung 8-6:

CBL Log (Cement Bond Log) für verschiedene Qualitäten der Zementierung (z.B. Cement on Pipe: Zement nur an der Verrohrung, Cement Bonding to Pipe & Formation: Gelungene Zementierung zwischen Verrohrung und Formation.)

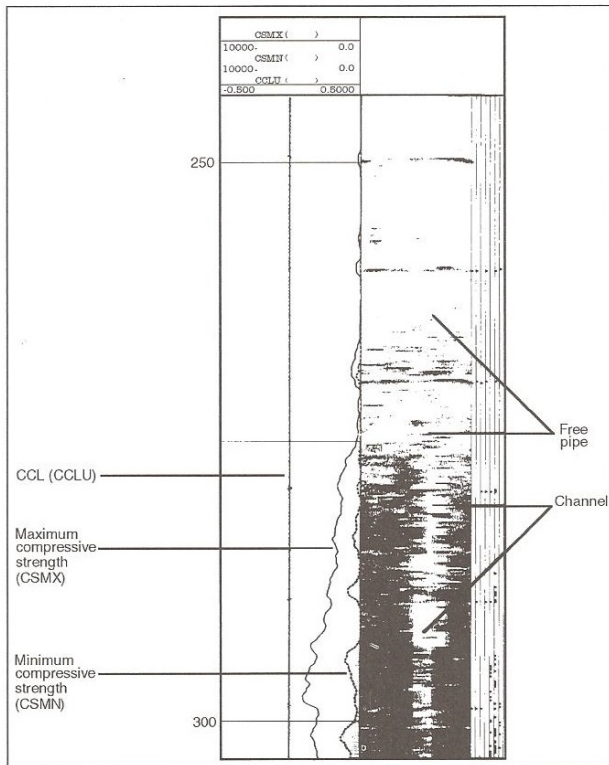


Abbildung 8-7

Pulse Echo Cement Bond Log zeigt mit den dunklen Bereichen Zement an, während helle Bereiche fehlender Zementation entsprechen.

Das Pulse Echo Cement Bond Log (CET) operiert in anderen akustischen Moden als das CBL und misst die Festigkeit des Zements hinter der Verrohrung und die Anteile von Flüssigkeiten oder Gas hinter der Verrohrung. Das Resultat ist eine „Cement Map“, auf der die dunklen Zonen Zement anzeigen, während die hellen Bereiche das Fehlen von Zement anzeigen. Damit können Cement Channels, also Kanäle erfasst werden (Abbildung 8-7).

Bei der Verfüllung und Zementation von Erdwärmesonden werden die sichersten Ergebnisse erzielt, wenn zur Zementierung des Ringraumes eine hoch gammaaktive Ton-Zement-Suspension eingesetzt wird (Baumann *et al.* 2012). Abbildung 8-8. zeigt die Ergebnisse der Überprüfung der Zementierung einer Grundwassermessstelle. Die Messwerte der natürlichen Gammastrahlung (GR) sind im Vergleich zum Hintergrund der Aufschlussmessung stark erhöht. Daraus ergibt sich, dass die Zementierung über den gesamten gezeigten Teufenbereich erfolgreich durchgeführt ist.

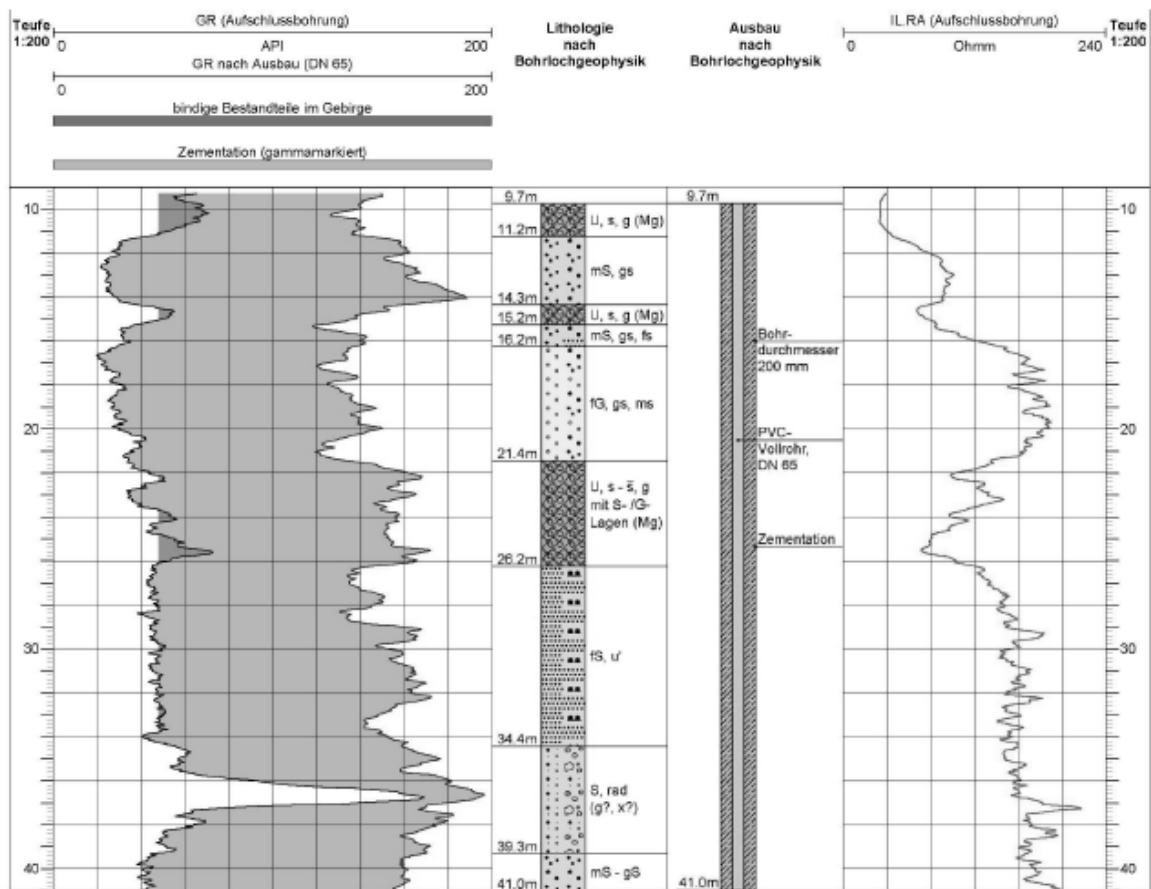


Abbildung 8-8: Nachweis einer einwandfreien Zementation durch Gamma-Messungen bei Verwendung einer gammaaktiven Ton-Zement-Suspension (Abb. 5 aus Baumann et al. 2012)

Eine ordnungsgemäße Durchführung der Zementierung ist die Grundvoraussetzung für die Funktionalität der Zementierung im späteren Betrieb. Dem Zementierungsprozess sollten vorbeugende Maßnahmen vorgeschaltet sein, wie die Berechnung der Menge des benötigten Zementvolumens für das Erreichen der geplanten Zementsäule und die Modellierung der Faktoren, die den größten Einfluss auf den Zement haben. Im Anschluss an die Zementierung muss eine Erfolgs- und Qualitätskontrolle und Identifikation möglicher Leckagen erfolgen, z.B. durch Mechanical Well Integrity Testing und Production Logging.

9. REPARATURMECHANISMEN IN SCHADHAFTEN BOHRLÖCHERN

Die Bezeichnung Zement geht auf die Römer zurück (Lotzwick, 2007). Die ersten, die einen wasserfesten Mörtel aus Kalk und Zement nutzten waren vermutlich die Phönizier. J. Smeaton (1724-1792) hat die Bedeutung von Ton für die hydraulischen Eigenschaften entdeckt als er den Bau des Eddystone-Leuchtturms bei Plymouth vorbereitete. Weitere Entwicklungen, die zu den heutigen Zementen (Portland-Zement) führten, sind insbesondere im 19ten Jahrhundert erfolgt. Die Entwicklung von Tiefbohrzementen begann um 1930. Damit liegen ca. 80 Jahre Erfahrung vor. Über wesentlich größere Zeiträume können daher nur bedingt Aussagen getroffen werden.

Muehlenbach (Resources for the Future Forum) wies auf eine Studie des United States Mineral Management Servis (MMS) hin, in welcher der Anteil an Bohrungen mit erhöhten Drücken im Ringraum (SCP) in Abhängigkeit von deren Alter im Golf von Mexiko zusammengestellt wurde.

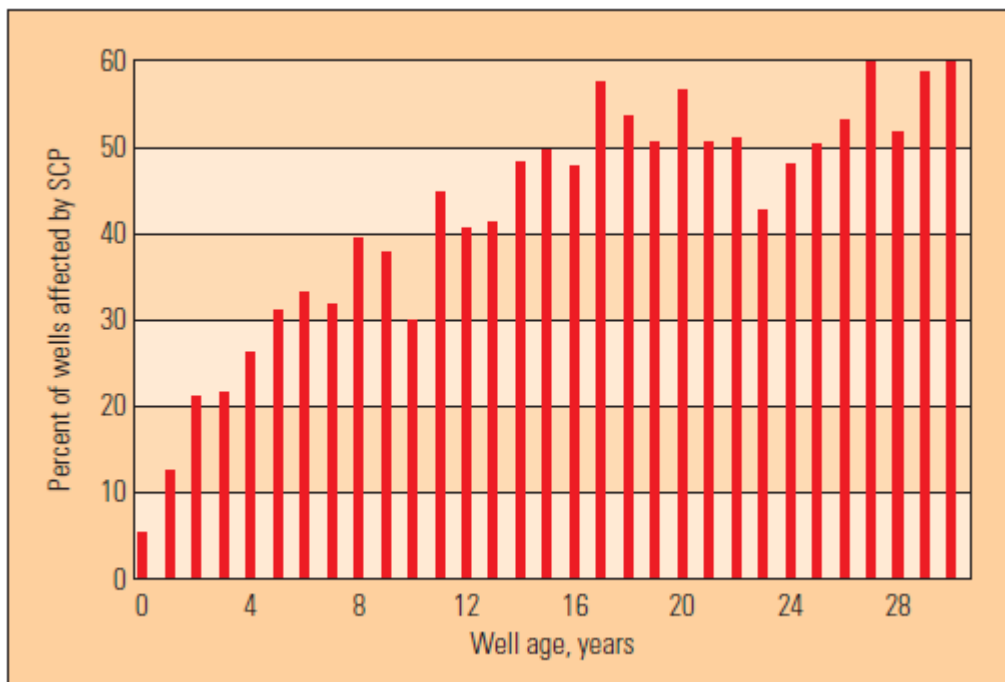


Abbildung 9-1: Zeitliche Entwicklung von SCP (erhöhten Ringraumdrücken) in Bohrungen im Golf von Mexiko (Abbildung aus Brufatto et al., 2003) beruhend auf einer Statistik des United States Mineral Management Service (MMS) für Bohrungen des äußeren Kontinentalrands im Golf von Mexiko.

SCP ist ein Hinweis auf das Entweichen von Gas durch den Ringraum der Bohrungen und damit auf eine Verbindung des Ringraums zu einer Druckquelle aufgrund fehlender Isolation/Abdichtung. In der Studie des MMS zeigten 43% der Bohrungen im Golf von Mexiko in einem der Ringräume des multiplen Verrohrungssystems erhöhten Druck, dabei hat sich gezeigt, dass das Auftreten von SCP mit dem Alter der Bohrungen zunimmt. Diese unerwünschten Drücke werden in zunehmendem Maß überwacht. Die US-Richtlinien für den Golf von Mexiko besagen, dass die Produktion aufrechterhalten werden kann, solange

- der Druck in der Verrohrung um 20% geringer ist als der Innendruck, der zum Versagen der Verrohrung führt.
- der Druck in der Verrohrung beim Diagnostic Testing (zeitweiliges Ablassen des SCP) auf 0 zurückgeht.

Die API 90 gibt die Randbedingungen für den Maximum Allowable Wellhead Operating Pressure (MAWOP) für Offshore Bohrungen, der den SCP miteinschließt und den Kollaps der inneren Rohrstränge bzw. das Platzen der Verrohrung verhindern soll.

Die Spezifikation besagt z.B. dass der MAWOP für den Ringraum den geringeren der folgenden Drücke nicht überschreiten darf:

- 50% des minimalen Versagensdrucks der Produktionsrohrtour oder der Verrohrung
- 80% des minimalen Versagensdrucks der nächstäußeren Verrohrung
- 75% des min. Kollapsdrucks der inneren Rourtour.

Gaszutritte in die Verrohrung, die mit dem Zementationsprozess zusammenhängen sind meist heftig und gefährden weniger stark unter Druck stehende Formationen oder führen zu Blowouts an der Oberfläche. Die Ursachen dafür wurden bereits im Kapitel zur Zementation vorgestellt. Aber auch nach Beendigung der Zementation kann es durch Temperatur- und Druckänderungen aufgrund der unterschiedlichen Ausdehnung bzw. Kontraktion der Verrohrungen im Vergleich zum Zement zu Gaszutritten kommen. Auch Arbeiten an der Bohrung (z.B. Änderung des internen Drucks) können Gaszutritte hervorrufen. Die Mechanismen der Gaszutritte sind bekannt. Wenn Gas in den Ringraum eintritt, ist dies durch überwachende Druckmessungen relativ einfach festzustellen, schwieriger ist die genaue Tiefen-Lokalisierung des Gastzutritts.

Da Horizonte mit Spülungsverlusten für das Nichterreichen der Zementkopfhöhe die Hauptursache sind, müssen diese druckschwachen Horizonte vor der Zementation detektiert und untersucht und können wie unter Matzdorf *et al.* (1976) beschrieben abgedichtet werden. Der Druck bei der Zementation und die Aufstiegs geschwindigkeit des Zements sind dabei möglichst gering zu halten, um den Horizont nicht zusätzlichen dynamischen Drücken auszusetzen. Ggfs. kann dieses druckschwache Intervall vorbehandelt und durch eine Druckzementation abgedichtet werden. Eine Druckzementation wird über Tübinge oder über Gestänge in einem abgesperrten zu zementierenden Intervall durchgeführt, der deshalb bis zur Oberkante des zu zementierenden Intervalls eingebaut wird. Vor der Druckzementation ist die Aufnahmefähigkeit des Intervalls festzustellen, Damit sich die Zementation auf das gewünschte Tiefenintervall beschränkt, werden Zementationspacker und Brückenstopfen eingesetzt. Dann wird der Zement eingepresst und der Bohrstrang danach angehoben, der Ringraum wird dann abgeschlossen und die Zementschlämme in das druckschwache Intervall gepresst. Der Druck darf dabei den vorher ermittelten Druck nicht überschreiten. Nach Beendigung der Arbeiten sind Ring- und Steigraum geschlossen und der Druck wird beibehalten bis zum Abbinden des Zements. Es werden dabei verschiedenen Zementationstypen unterschieden: Hochdruckzementation, Niederdruckzementation verzögerte Druckzementation.

Durch zu frühzeitiges Abbinden ist ein Einbringen des Zements in den Ringraum nur unzureichend gewährleistet. Dies erfordert genaue Berechnungen im Vorfeld. Kanalbildung liegt z.B. vor, wenn die Zementschlämme die Spülung nicht vollständig verdrängt und sich so die Spülung in Kanälen durch den Zementstein zieht.

Sind kritische Mängel im Zement festgestellt worden, sind Sekundärzementationen (Reparaturzementationen) notwendig. Nach Lowitzki (2007) werden dabei die Zementschlammemengen mit erhöhtem Druck eingebracht (Druckzementation, squeeze cementing). Diese werden angewendet

- Zur Mängelbeseitigung von Primärzementation
- Ausfüllen unzementiert gebliebener Kanäle
- Nachträgliches Zementieren einzelnen Abschnitte
- Abdichten von Verrohrungen
- Absperren von Spülungsverlusthorizonten,
- Schließen unrentabler Produktionshorizonte (z.B. Perforationsöffnungen)
- Herstellen von dichten Linerhängerabschlüssen

Da Erfahrungen über die Haltbarkeit des Zements nur über einen Zeitraum von ca. 100 Jahren vorliegen (s. Anlage II) ist es angezeigt, die Bohrungen und insbesondere die Ringraumdrücke regelmäßig zu prüfen und ggfs. eine Sekundärzementation durchzuführen. Zudem sollte eine Generalüberholung der Bohrung nach einem festzulegenden Zeitpunkt eingeplant sein. Deshalb wird beim Verschluss einer Bohrung meist ein Sandwich Aufbau gefordert, bei dem neben einer Zementation auch andere anorganische – langzeitstabile – Stoffe eingebracht werden, die auch bei einem Versagen der Zementation für einen langfristige Dichtheit sorgen sollen. Dazu gehören u.A. verdichtete Salze, Tone und Schwere Suspensionen. Auch wird über organische Stoffe nachgedacht, um eine zusätzliche unabhängig von den anderen Abdichtstrecken, funktionierende Abdichtung zu erhalten.

10. AUSBLICK, NEUERE ENTWICKLUNGEN

Neue Entwicklungen im Bereich der Tiefbohrtechnik und insbesondere Zementierung betreffen zum einen das Material, zum anderen aber auch die Zementierungstechnik.

Als Beispiel für die Weiterentwicklung von Materialien sind geschäumte Zemente aufzuführen, die bei geringeren Dichten (und damit geringeren Druckbelastungen) genügend niedrige Permeabilitäten aufweisen, elastisch reagieren können und eine gute Anbindung an Bohrlochwand und Verrohrung aufweisen.

Die Weiterentwicklung der Zemente betrifft auch die Widerstandsfähigkeit gegenüber aggressiven Formationswässern. So wurden Zemente mit Bariumkomponenten erfolgreich im Urengoi Feld getestet und dabei gezeigt, dass sie im Vergleich zu Portland Zement wesentlich korrosionsbeständiger sind (<http://www.oilandgaseurasia.com/articles/p/68/article/557/>). Von Seiten der Industrie werden selbstheilende Zemente auf den Markt gebracht. Bei den Verrohrungen werden verbesserte Gewinde und Rohrverbindungen (Sam, 2011) untersucht.

Eventuell können auch aus anderen Reservoirtechnologien „Best Practice“ Verfahren übernommen werden. Da die Verfüllung von CO₂-Bohrungen in gefüllten CO₂-Untergrundspeichern (UGS) aufgrund der Druckgradienten und des aggressiven Charakters von CO₂ eine andere Technologie als die konventionelle, bergamtlich vorgegebene Bohrlochverfüllung erfordert, wird für Speicher mit Salz als Deckschicht folgende Vorgehensweise vorgeschlagen (Kretschmar, et al., 2009, Orlic, 2009). In der Verrohrung und im Zement wird im Bereich des Salzes ein Fenster ausgefräst. Dann kriecht das Salz in die Bohrung und stellt nach einer teufen- und temperaturabhängigen Kriechzeit den Bohrungsverschluss quasi im initialen Salzschicht-Zustand her.

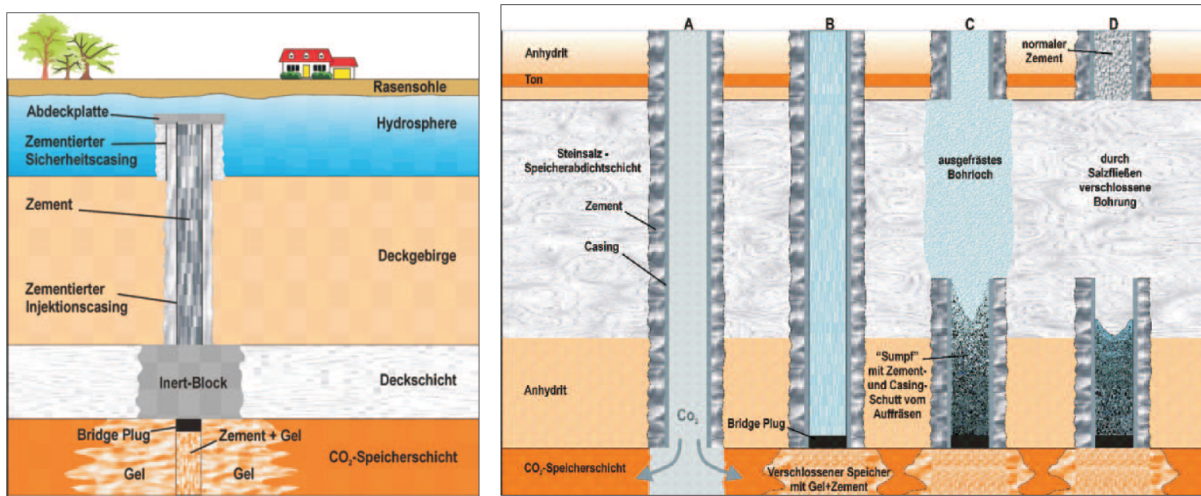


Abbildung 10-1: Illustrationen zur Salzstopfen-Verfüllungstechnologie (aus Kretschmar et al., 2009).

11. FAZIT

Jede geotechnische Aktivität ist ein Eingriff in ein komplex rückgekoppeltes System. Die Geologie kann dabei als ein heterogenes Medium beschrieben werden. Allgemeine Beschreibungen werden dieser Heterogenität nur bedingt gerecht. Dies bedeutet in der Konsequenz, dass eine Detailbetrachtung und Gefahrenabschätzung immer nur am jeweiligen Ort, mit den zur Verfügung stehenden Daten erfolgen kann.

Für die Verrohrung bzw. Versiegelung von Schiefergas-Tiefbohrungen, in denen hydraulisch stimuliert werden soll, gibt es weder in den USA noch Europa bisher verbindliche einheitliche Regelungen. Die meisten Regelungen betreffen die Eigenschaften des Zements, die Druckfestigkeit und die Zementierungshöhe.

Eine ordnungsgemäße Durchführung der Zementierung ist die Grundvoraussetzung für die Funktionalität der Zementierung im späteren Betrieb. Dem Zementierungsprozess vorgeschaltet sein sollten vorbeugende Maßnahmen wie die Erfassung der mineralogisch-petrophysikalischen, geochemischen und geomechanischen Eigenschaften der durchteuften Formationen und der Bohrlochstabilität durch ein geeignetes Logging-Programm, die Berechnung der Menge des benötigten Zementvolumens für das Erreichen der geplanten Zementsäule und die Modellierung der Faktoren, die den größten Einfluss auf den Zement haben.

Die Rohrtouren sind Sicherheitsbarrieren, um die im Rohr geförderten oder verpressten Fluide sicher von den angrenzenden Gesteinsschichten zu trennen. Im Anschluss an die Zementierung muss eine Erfolgs- und Qualitätskontrolle und Identifikation möglicher Leckagen erfolgen, z.B. durch Mechanical Well Integrity Testing und Production Logging.

Da Erfahrungen über die Haltbarkeit des Zements nur über einen Zeitraum von ca. 100 Jahren vorliegen, sollten Bohrungen und insbesondere die Ringraumdrücke regelmäßig in von Seiten der Bergbehörden festgelegten Intervallen geprüft werden. Bei Leckagen stehen geeignete technischen Möglichkeiten zur Abdichtung (z.B. Sekundärzementation) zur Verfügung.

Schädigungen der Zementation und der Verrohrung können dadurch verhindert werden, dass der Betrag der Scherung in der Bohrumgebung während der Produktion aber auch während der Frac-Stimulation möglichst gering gehalten wird. Wesentlich ist dabei die Wahl der Bohrlokation und des Bohrpfads sowie des Reservoirmanagements.

Um die notwendige Datenbasis für eine qualifizierte Gefährdungsabschätzung für den spezifischen Ort und die verschiedenen Verfahren, wie Bohren, Fracturing, Betrieb eines Reservoirs und für die Zeit nach der Versiegelung zu schaffen, sind folgende Maßnahmen erforderlich

1. **Detaillierte Vorerkundung** mit Nullmessung
2. **Geeignete Wahl des Bohrpfads.**
3. **Bohren mit Bohrlochsicherungsmaßnahmen** (Preventer, geeignetes Verrohrungsschema)
4. **Hochaufgelöste Untersuchungen während der Bohrphase:** Um eine Bewertung der Gefährdung für die Stimulationsphase und die Betriebsphase machen zu können, sind bei der Bohrphase entsprechende Parameter zu gewinnen, um Modelle mit Beobachtungsdaten zu hinterlegen. Das Logging sollte sich nicht nur über den eigentlichen Reservoirbereich erstrecken, sondern insbes. auch im Deckgebirge erfolgen. Soweit technisch machbar, sollten bei einer Tiefbohrung folgende Parameter gewonnen und qualitative Kontrollen ermöglicht werden:
 - mechanische, mineralogisch-petrophysikalische, thermische sowie chemische Eigenschaften von Fluiden, Zielhorizont und Deckgebirge (z.B. Dichte, E-Modul, Poisson-Verhältnis, Mineralzusammensetzung, Spannungs-orientierungen und Magnituden (wo möglich), Porendruck, Temperatur, Porosität, Mächtigkeit, Lithologie...)
 - Hydraulische Daten (wie Transmissivität, Injektivität, Produktivität und potenzielle hydraulische Barrieren im Reservoir)
5. **Felsmechanisch basierte Analysen von Gestein und Abschätzung der kluffmechanischen Parameter** (z.B. Gesteinsfestigkeiten, Reibungswinkel, Frac Druck, Reibungskoeffizient, Kohäsion).
6. **Qualitative Kontrolle der konzeptionellen Modelle** und angesetzten Parameter anhand der gewonnenen Daten und Überarbeitung des konzeptionellen Modells.
7. **Wahl der geeigneten Produktionsstrategie**
8. **Modellierung der Ausdehnung und die Ausbreitungsrichtung der Fracs** und der Spannungsänderungen im Vorfeld unter Berücksichtigung der Abstände der Bohrungen (auch zu bereits versiegelten) und der Störungssysteme.

9. Logging und Dichtigkeitsprüfungen unmittelbar vor dem Fracturing Prozess.
10. Geeignetes Überwachungskonzept (Nullmessung, begleitendes Monitoring (seismisch) bei der stimulierten Bohrung, Monitoring der Ringräume und der Aquifere und dies nicht nur in den stimulierten Bohrungen)

Die hier wiedergegebenen Einschätzungen gelten sofern das Bohren und der Ausbau der Bohrung nach den allgemein anerkannten Regeln der Sicherheitstechnik (Bundesberggesetz §55) erfolgen, Standardbohrverfahren (z.B. Rotary oder Richtbohren mit Mud Motors) verwendet werden. Mit diesem Vorgehen und dieser Datenbasis wird im Vorfeld der Hydrofracs und für den Betrieb eine präzisierte Gefährdungseinschätzung ermöglicht.

Die in den letzten Jahren entwickelten und weiterentwickelten Technologien erlauben einen deutlich verbesserten Schutz von Mensch und Umwelt, nicht nur im Hinblick auf unkonventionelle Kohlenwasserstoffe, sondern auch bei konventionellen Bohrvorhaben.

12. REFERENZEN

- API Spezifikation 10A (2002), Specification for cements and materials for well cementing. American Petroleum Institute (API), Washington, 23rd Edition
- Baumann, K., Büchner, U., Großwig, S., Hurtig, E., Senze, A., Triller, F. (2012): Qualitätssicherung und Qualitätsüberwachung von Erdwärmesondenanlagen durch geophysikalische Bohrlochmessungen, http://www.fitr.de/site/rohrbau_kongress/rohrbau_pdf_08/Vortraege_PDF/1-03_Qualitaetsicherung_und_Qualitaetsueberwachung.pdfGroat C.G., Grimshaw T.W. (2012) Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development, Report by energy institute, university of Texas at Austin.
- BCOil&Gas Commission (2012): Well completion, maintenance and abandonment guideline, Version 1.8.
- Benedictus, T. (2009) Well abandonment Practices, IEA, GHG Wellbore Integrity Network Meeting Calgary, May 13, 2009.
- Bruffatto et al. (2003) From Mud to Cement – Guiding Gas Wells. Oilfield Review.
- Clausthal-Zellerfeld (1998) Richtlinie des Oberbergamtes in Clausthal-Zellerfeld über das Verfüllen auflässiger Bohrungen.
- Bruno, M. (1992), Subsidence-Induced Well Failure, SPE 20058, 383-390.
- DGMK-Forschungsbericht 652-1, Literaturstudie zu Zementkorrosion bei Öl- und Gasbohrungen.
- Dusseault, M. Bruno, M. Barrera, J. (2001) Casing Shear: Causes, Cases, Cures, SPE Drilling & Completion (June 2001).
- Heinzelmann E. (2010) http://www.swisselectric-research.ch/media/pdf/Fachartikel/Fachartikel_VSE-Bulletin_10.pdf
- Kretzschmar, H.-J.; Schmitz, S.; Schreiner, W.; Lendel, U. (2009) Salzstopfen-Versatz von CO₂-Speicherbohrungen Erdöl Erdgas Kohle, Heft 11/2009, S. 440-446.
- Lowitzki, G. (2007) Zementationsarbeiten in Bohrungen, Verlag Wissenschaftliche Scripten, ISBN: 978-3-937524-58-0, pp 133.
- Matzdorf, U., Ruloff, G., Pietsch, D. Heinrich, E. (1976) Zementation von Bohrlöchern, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie Leipzig, 106 Seiten.
- McCulloch, J., Gastineau, J., Bour, D.L. and Ravi, K. (2003) Life Cycle Modeling of Wellbore Cement Systems Used for Enhanced Geothermal System Development. Geothermal Resources Council Transactions, Vol. 27, October 12-15.
- McKinley, R.: (1992) Temperature, Radioactive Tracer, and Noise Logging for Injection Well Integrity EPA/600/R-94/124, pp.176.
- McManus, B.T. (2010); Directive 020: Well Abandonment, Energy Resources Conservation Board, Calgary.
- MIT Studie (2006) http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/future_geo_energy.pdf
- nagra (2002), Technischer Bericht 02-24, SMA/WLB Bohrlochversiegelung/-verfüllung SB4a/schräg
- Nelson E. P. (1990) Well Cementing, Schlumberger, Sugar Land.
- Orlic, B. (2009) Assessing geomechanical effects of CO₂ injection on faults, seals and wells, presentation at “Faults and fault rocks, seals and seismic hazards”, NKAM symposium Oct. 2009.
- Parker, R. A., Gahan, B. C., Graves, R. M., Batarseh, S., Xu, Z., and Reed, C. B., Laser Drilling: Effects of Beam Application Methods on Improving Rock Removal, to be presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, October 5-8 2003.

- Plank J, Brandl A. (2009) DGMK Forschungsbericht 652-1, Zementkorrosion bei Öl- und Gasbohrungen, 178 S.
- Prevedel, B., L. Wohlgemuth, B. Legarth, J. Henniges, H. Schütt, C. Schmidt-Hattenberger, B. Norden, A. Förster, S. Hurter (2009) The CO₂SINK boreholes for geological CO₂-storage testing, Energy Procedia, Vol. 1, Issue 1, February 2009, Pages 2087-2094.
- Reich M. (2011) Auf Jagd im Untergrund, add-books, ISBN : 978-3-00-028049-8, 168 Seiten.
- Clausthal-Zellerfeld (1998) Richtlinie des Oberbergamtes in Clausthal-Zellerfeld über das Verfüllen auflässiger Bohrungen.
- G. Sam, , M. Szlachta, , M. Schaffer, P. Winkler (2011) New robust "High Torque" Casingconnection reduces Risk and Cost, SPE conference paper. ISBN978-1-61399-146-6
- Schilling F.R. (2009) Monitoring, Überwachung zukünftiger CO₂-Speicher in GEOTECHNOLOGIEN Science Report Nr 14. Die dauerhafte geologische Speicherung von CO₂ in Deutschland – Aktuelle Forschungsergebnisse und Perspektiven. S. 88 - 102
- Smith, D. (1993) "Handbook on Well Plugging and Abandonment," PennWellBooks, Tulsa, OK.
- Smolen, J.:(1999) Production Logging, in "Development Geology Reference Manual, AAPG Methods in Exploration Series, No. 10, editors: D. Morton-Thompson, A. Woods, third edition, p. 488-491.
- Wojtanowicz, A. (2008) Environmental Control of Well Integrity, in Environmental Technology in the Oil Industry 2nd Edition, Orzulik, S. (ed.), ISBN 978-1-4020-5471-6, Springer 2008.
- Würdemann H., Kühn M., Möller F., Borm G., Schilling F.R. und die CO₂SINK-Group (2009) CO₂SINK – erstes europäisches Untertagelabor zur geologischen Speicherung von CO₂ in GEOTECHNOLOGIEN Science Report Nr 14. Die dauerhafte geologische Speicherung von CO₂ in Deutschland – Aktuelle Forschungsergebnisse und Perspektiven. S. 104-111
- Xu, R. (2002) Analysis of diagnostic testing of sustained casing pressure in wells, Diss. Department of Petroleum Engineering, University of Petroleum Beijing.

ANHANG I

- API Recommended Practice 10B-2/ISO 10426-2, Recommended Practice for Testing Well Cements
- API Recommended Practice 10B-3/ISO 10426-3, Recommended Practice on Testing of Deepwater Well Cement Formulations
- API Recommended Practice 10B-4/ISO 10426-4, Recommended Practice on Preparation and Testing of Foamed Cement Slurries at Atmospheric Pressure
- API Recommended Practice 10B-5/ISO 10426-5, Recommended Practice on Determination of Shrinkage and Expansion of Well Cement Formulations at Atmospheric Pressure
- API Recommended Practice 10B-6/ISO 10426-6, Recommended Practice on Determining the Static Gel Strength of Cement Formulations
- API Specification 10D/ISO 10427-1, Specification for Bow-Spring Casing Centralizers
- API Specification 10D-2/ISO 10427-2, Recommended Practice for Centralizer Placement and Stop Collar Testing
- API Recommended Practice 10F/ISO 10427-3, Recommended Practice for Performance Testing of Cementing Float Equipment
- API Technical Report 10TR1, Cement Sheath Evaluation
- API Technical Report 10TR3, Temperatures for API Cement Operating Thickening Time Tests
- API Technical Report 10TR4, Technical Report on Considerations Regarding Selection of Centralizers for Primary Cementing Operations
- API Technical Report 10TR5, Technical Report on Methods for Testing of Solid and Rigid Centralizers
- API Recommended Practice 13B-1/ISO 10414-1, Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids
- API Recommended Practice 13B-2/ISO 10414-2, Recommended Practice for Field Testing Oil-based Drilling Fluids
- API Recommended Practice 53, Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Operations
- API Recommended Practice 65, Cementing Shallow Water Flow Zones in Deep Water Wells
- API Recommended Practice 65, - Part 2 Isolation Potential Flow Zones During Well Construction
- API Recommended Practice 90, Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells
- API GUIDANCE DOCUMENT HF1: Hydraulic Fracturing Operations—Well Construction and Integrity Guidelines FIRST EDITION, OCTOBER 2009

ANHANG II

Entwicklung der Bohrlochzementation/versiegelung (Nach Benedictus, 2009)

1922 Patent der 2 Stopfen Zementierung

1928 Entwicklung verschiedener Tiefbohrzemente

Um 1930 Einführung von Zentralisern, die eine gleichmäßige Verteilung des Zements in den Bohrungen ermöglichen.

1940 Einführung von Portlandzementen und Additiven für die Zementierung von Tiefbohrungen

In den 1940er Jahren, zunehmender Einsatz von Caliber-Instrumenten, mit deren Messungen man die exakte Zementmenge berechnen kann.

1953 Veröffentlichung der API Standards zu Tiefbohrzementen.

ANHANG III

Referenzen für die Ortung von Zementkanälen

(aus http://gekengineering.com/Downloads/Free_Downloads/Plug-and_Abandonment_Basics.pdf)

- Watters, L.T., Sabins, F. L.: "Field Evaluation of Method to Control Gas Flow Following Cementing," SPE 9287, Dallas, Sep. 21-24, 1980.
- Tinsley, J.M., Miller, E.C., Sabins, F.L., Sutton, D.L.: "Study of Factors Causing Annular Gas Flow Following Primary Cementing," SPE JPT, Aug 1980, p1427.
- Sabins, F., Wiggins, M.L.: "Parametric Study of Gas Entry into Cemented Wellbores," SPE 28472, New Orleans,
- Sabins, F.L., Sutton, D.L.: "Interrelationship Between Critical Cement Properties and Volume Charges During Cement Setting," SPE Drilling Eng, June 1991, p88.
- Blount, C.G., Copoulos, A.E., Myers, G.D.: "A Cement Channel-Detection Technique Using the Pulsed Neutron Log," SPE Formation Evaluation, December 1991, p485.
- Subbas, C.D., Fox, G.A., Zebrowitz, M.J.: "Time Lapse Borax Logging in a Karstified Limestone Formation of the Panna Field, Bombay Offshore, India.
- Harris, K., Graysion, G, Langlinais, J.: "Obtaining Successful Shoe Tests in the Gulf of Mexico: Critical Cementing Factors," New Orleans, Sep 30-Oct 3, 2001.
- Schumacher, J.P., Bell, R.W., Morrison, S.E., Chan, A.F., Wydrinski, R.: "Improved Primary Cement Jobs Through the Use of Unique Spacer Design Technology: Gulf of Mexico Case History Study," SPE 36486, Denver, 1996.
- Fox, P.E., Adnyiana, G., Setiadi, I.: "Applications of Carbon/Oxygen Logging in Indonesian Reservoirs," SPE 54353, SPE Asia Pacific, Jakarta, April 20-22, 1999.
- Psotler, D.: "Pressure Integrity Test Interpretation, SPE 37589, Amsterdam, March 4-6, 1997.
- Badruzzaman, et.al.: "Progress and Future of Pulsed Neutron Technology in Oil Field Management," SPE 49228, New Orleans, Sept 27-30, 1998.
- Beirute, R.M., Sabins, F.L., Ravi, K.V.: " Large Scale Experiments Show Proper Hole Conditioning: A Critical Requirement for Successful Cementing Operations," SPE 22774, Dallas, Oct. 6-9, 1991.
- Sabins, F.L.: "Problems in Cementing Horizontal Wells," JPT, April 1990,, p398.
- Sabins, F.L., Smith, R.C., Broussard, M.D., Talbot, K.J., Olausen, S.R.: "Factors Contributing to Cement Sheath Deposition in Casing Under Highly Deviated Well Conditions," SPE 19934, SPE Drilling and Completions, Dec 1993, p 265.
- Wilson, M.A., Sabins, F.L.: "A Laboratory Investigation of Cementing Horizontal Wells," SPE 16928, Dallas, Sep 27-30, 1987.
- Sabins, F.L., Sutton, D.L.: "The Relationship of Thickening, Time Gel Strength, and Compressive Strength of Oilwell Cements," SPE Production Engineering, March 1986. P143.
- Griffith, J.E., Sabins, F.L., Harness, P.E.: "Investigation of Ultrasonic and SomicBond Tools for Detection of Gas Channels in Cements," SPE 24573, Washington D.C., Oct 4-7, 1992