Leitfaden

Futterrohrberechnung

Präambel		**5**
1	**EINLEITUNG**	**6**
2	**BOHRUNGSARTEN**	**7**
3	**ROHRTOURARTEN**	**8**
3.1	**Standrohr**	**8**
3.2	**Schutzrohrtour**	**8**
3.3	**Ankerrohrtour**	**9**
3.4	**Zwischenrohrtour**	**9**
3.5	**Zwischenrohrtourliner**	**9**
3.6	**Produktionsrohrtour**	**10**
3.7	**Produktionsliner**	**10**
4	**BERECHNUNGEN**	**11**
4.1	**Belastungsfälle**	**11**
4.1.1	**Burstbelastungen**	**11**
4.1.1.1	**Innendruckprofil**	**12**
4.1.1.1.1	**Kopfdruck 40% bzw. 50% des maximal zu erwartenden Sohlendruckes**	**12**
4.1.1.1.2	**Maximal möglicher Einschließdruck (Fracgradient; Gas / Spülung)**	**14**
4.1.1.1.3	**Auszirkulieren eines Zuflusses**	**15**
4.1.1.1.4	**Volle Gassäule**	**18**
4.1.1.1.5	**Drucktest**	**19**
4.1.1.1.6	**Tubingleck bei Förderung**	**20**
4.1.1.1.7	**Tubingleck bei Stimulation**	**22**
4.1.1.1.8	**Stimulation ohne Packer**	**23**
4.1.1.1.9	**Gasmigration (Burst)**	**24**
4.1.1.2	**Außendruckprofil**	**25**
4.1.1.2.1	**Flüssigkeitssäule mit nur einer Flüssigkeit**	**25**
4.1.1.2.2	**Flüssigkeitssäule aus mehreren Flüssigkeiten**	**26**
4.1.1.2.3	**Unterhydrostatische Horizonte am Ringraum**	**27**
4.1.1.3	**Standardkombinationsfälle**	**28**
4.1.1.3.1	**Belastungen beim Bohren**	**28**
4.1.1.3.1.1	**Zufluss**	**28**
4.1.1.3.1.1.1	**Ankerrohrtour**	**28**
4.1.1.3.1.1.2	**Zwischenrohrtour (Alternative 1)**	**28**
4.1.1.3.1.1.2	**Zwischenrohrtour (Alternative 2)**	**28**
4.1.1.3.1.2	**Abdrücken / Zementation**	**30**
4.1.1.3.2	**Belastungen bei der Produktion**	**30**
4.1.1.3.2.1	**Förderung (Öl und Gas) mit Produktionspacker**	**30**
4.1.1.3.2.2	**Förderung (Öl) ohne Produktionspacker**	**31**
4.1.1.3.2.3	**Injektion**	**32**
4.1.1.3.2.4	**Stimulation**	**32**
4.1.1.3.2.5	**Flüssigkeitsspeicher**	**32**

4.1.2	Kollapsbelastungen	33
4.1.2.1	Innendruckprofil	34
4.1.2.1.1	Innen voll	34
4.1.2.1.2	Innen teilweise leer	35
4.1.2.1.3	Innen leer	37
4.1.2.2	Außendruckprofil	38
4.1.2.2.1	Flüssigkeitssäule mit nur einer Flüssigkeit	38
4.1.2.2.2	Flüssigkeitssäule aus mehreren Flüssigkeiten	39
4.1.2.2.3	Drückende Formation	40
4.1.2.2.4	Injektion / Stimulation	41
4.1.2.2.5	Gasmigration (Kollaps)	42
4.1.2.3	Standardkombinationsfälle	43
4.1.2.3.1	Belastungen beim Bohren	43
4.1.2.3.1.1	Verluste	43
4.1.2.3.1.2	Stopfenzementation	43
4.1.2.3.1.3	Zementation mit Gestänge	44
4.1.2.3.1.4	Drillstemtest (DST)	44
4.1.2.3.2	Belastungen bei Produktion	45
4.1.2.3.2.1	Innen leer	45
4.1.2.3.2.2	Injektion Stimulation	45
4.1.3	Axialbelastungen	46
4.1.3.1	Lastfälle	46
4.1.3.1.1	Gewicht in Luft	46
4.1.3.1.2	Auftriebskraft	47
4.1.3.1.3	Schleiflast	48
4.1.3.1.4	Abdrücken (Piston Force)	49
4.1.3.1.5	Vorspannkraft	50
4.1.3.1.6	Thermische Belastung	51
4.1.3.1.7	Ballooning	51
4.1.3.1.8	Biegung	52
4.1.3.1.9	Lasten durch andere Rohrtouren	52
4.1.3.1.10	Stoßbelastungen	52
4.1.3.2	Kombinationsfälle	53
4.1.3.2.1	Einbau	53
4.1.3.2.2	Ausbau	54
4.1.3.2.3	Zementation	55
4.1.3.2.3.1	Axiale Belastung vor der Zementation	55
4.1.3.2.3.2	Axiale Belastung beim Drucktest nach Anschlag	55
4.1.3.2.4	Produktion	56
4.1.3.2.5	Injektion/Frac	56
4.1.3.2.6	Produktions- und Injektionsbohrungen in Dampfflutgebieten	56

4.2	**Material**	**57**
4.2.1	**Standard**	**57**
4.2.2	**Sauergas**	**57**
4.3	**Auslegung**	**57**
4.3.1	**Sicherheitsfaktoren**	**57**
4.3.2	**Temperaturprofil**	**58**
4.3.3	**Warmfestigkeit**	**58**
4.3.4	**Auftriebskraft / neutrale Ebene**	**59**
4.3.5	**Absetzlast**	**59**
4.3.6	**Kopfdruck**	**60**
4.3.6.1	**Kopfdruck bei Produktion**	**61**
4.3.6.2	**Sicherheitszuschlag**	**63**
4.3.7	**Rohrfestigkeiten**	**63**
4.3.7.1	**Kollaps**	**63**
4.3.7.1.1	**High Collapse (HC) / Non- API Rohre**	**63**
4.3.7.1.2	**Konzentrisch zementierte Rohre**	**63**
4.3.7.1.3	**Auslegung in drückenden Formationen**	**64**
4.3.7.2	**Burst**	**65**
4.3.7.3	**Zug**	**65**
4.3.8	**Verbinderfestigkeiten**	**65**
4.3.8.1	**Biegung**	**65**
4.3.8.2	**Burst**	**65**
4.3.8.3	**Zug bzw. Kompression**	**65**
4.3.9	**Verschleiß**	**65**
4.3.10	**Besonderheiten**	**66**
4.4	**Angaben der Hersteller**	**66**
4.4.1	**Material**	**66**
4.4.2	**Rohrkörper**	**66**
4.4.3	**Verbinder**	**67**
5	**ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS**	**68**
6	**LITERATURVERZEICHNIS**	**69**
ANHANG 1	**AUSLEGUNG EINER GASBOHRUNG - FLOW CHART**	**70**
ANHANG 2	**INPUTDATEN FÜR STRESSCHECK**	**71**
ANHANG 3	**TABELLE FÜR WARMFESTIGKEIT MIT TEMP.-KORREKTUR**	**88**
ANHANG 4	**TABELLE MIT VORZUGSGRÖßEN (25 ITEMS)**	**88**

Präambel

Die Technischen Regeln des WEG zur Futterrohrberechnung wurden zuletzt im Jahre 2002 überarbeitet, um diese den internationalen Standards und der vorhandenen Software anzupassen. Die jetzt vorliegende Überarbeitung des WEG-Leitfadens Futterrohrberechnung, Stand: Juni 2006, wurde erforderlich, um zwischenzeitlich erfolgte Änderungen der internationalen Normung (DIN EN ISO 11960, 3. Edition, bzw. API Spec 5 CT, 8. Edition, zu berücksichtigen. Die neue Ausgabe des WEG-Leitfadens enthält zusätzlich Beschreibungen und Erläuterungen für die Anwender des Software Programms StressCheck mit Inputdaten, einheitlichen Warmfestigkeiten mit Temperaturkorrektur und Vorzuggrößen für WEG-Standard Futterrohre für tiefe Gasbohrungen.

In der Arbeitsgruppe wirkten folgende Herren mit:

Belohlavek (ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover)
Gaschler (ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover)
Grundmeier (WEG, Hannover)
Karsch (RWE Dea AG, Hamburg)
Mahdavi (Wintershall AG, Barnstorf)
Schulte (Gaz de France P & E Deutschland GmbH, Lingen)

Der vorliegende Leitfaden soll gewährleisten, dass u.a. bei der Erstellung von Betriebsplänen, der Ausbildung von Aufsichtspersonen und bei Konsortialgesprächen im Zusammenhang mit der Berechnung von Bohrlochverrohrungen von einheitlichen bzw. vergleichbaren Grundlagen ausgegangen wird.

Hinweis:* Der Leitfaden *wurde auf Basis der allgemein anerkannten Regeln der Technik erstellt. Gleichwohl können Unvollständigkeiten und Fehler nicht ausgeschlossen werden. Der jeweilige Nutzer des Leitfadens ist daher im konkreten Anwendungsfall nicht davon entbunden, deren Aussagen und Inhalte – und insbesondere die angeführten Formeln – auf Vollständigkeit und Richtigkeit zu überprüfen.

Formeln: Die in den Formeln verwendeten Einheiten wurden nach praxisnahen Grundsätzen gewählt und sind im Abkürzungsverzeichnis erklärt. Bei Abweichung wird im Einzelfall darauf hingewiesen.

1 EINLEITUNG

Die Auslegung von Futterrohren erfolgt nach den Kriterien **Axial-, Kollaps- und Burstbelastung**. Als Rohrfestigkeiten sind die in API Bul 5C2/ISO 10400 angegebenen Werte zu verwenden oder entsprechend der API Bul 5 C3/ISO 10400 zu berechnen. Werden Rohre verwendet, die nicht der API entsprechen, muss der Rohrhersteller entsprechende Berechnungsgrundlagen zur Verfügung stellen. Bei den berechneten bzw. vorgegebenen Werten handelt es sich um Minimumwerte. Die den Rohrfestigkeiten zugrunde liegenden Streckgrenzen der Werkstoffe gelten für Raumtemperatur. Bei den Berechnungen ist die Streckgrenze bei der entsprechenden Einsatztemperatur zu berücksichtigen.

Futterrohre aus GFK-Werkstoff sind gesondert zu betrachten und unterliegen nicht dieser Richtlinie.

Besondere technische Anwendungsregeln sind bei den einzelnen Belastungsfällen erwähnt.

2 BOHRUNGSARTEN

Die Auslegungsfälle müssen den erwarteten Betriebszuständen der entsprechenden Bohrungen zugeordnet werden. Es werden folgende unterschiedliche Bohrungsarten betrachtet:

- Förderbohrungen mit Förderstrang und Packer
- Förderbohrungen mit Förderstrang ohne Packer
- Injektionsbohrungen mit Steigrohrstrang und Packer
- Injektionsbohrungen mit Steigrohrstrang ohne Packer
- Speicherbohrungen mit Steigrohrstrang und Packer
- Speicherbohrungen mit Steigrohrstrang ohne Packer
- Produktions- und Injektionsbohrungen in Dampfflutgebieten

3 ROHRTOURARTEN

3.1 Standrohr

Zweck:

- Abdichtung der obersten Gebirgsschichten zur Sicherung der Turmfundamente
- Zurückhaltung flacher Grundwässer
- Ermöglichung eines Spülungsumlaufes
- gegebenenfalls Aufnahme von Absperreinrichtungen (Diverter) bis zum Einbau der Ankerrohrtour
- in Kombination mit Schutzrohrtour und/oder Ankerrohrtour ggf. Teillastaufnahme aus nachfolgenden Rohrtouren (z. B. bei Verwendung einer Stützplatte)

Belastungen:

Kollapsbelastung: }
Axialbelastung: } ohne Berechnung [1]
Burstbelastung: }

Bemerkungen: Standrohre werden üblicherweise gerammt. Werden Rammschuhe verwendet, sollen diese bevorzugt nach innen verstärkt sein, um eine bessere hydraulische Abdichtung zum Gebirge zu ermöglichen. Werden Einzellängen durch Schweißnähte verbunden, müssen diese fachgerecht ausgeführt sein. Für die überschlägige Ermittlung der Teillast, die aufgenommen werden kann, ist lediglich die äußere Mantelreibung zu berücksichtigen. Dies gilt auch, wenn das Standrohr in ein vorgebohrtes Loch eingebaut und zementiert wird.

3.2 Schutzrohrtour

Zweck:

- Abdichtung etwaiger Grundwasserhorizonte
- Stabilisierung des Bohrlochs bei etwaigen späteren Spülungsverlusten bzw. instabilen Formationen
- gegebenenfalls Aufnahme von Absperreinrichtungen (Diverter) bis zum Einbau der Ankerrohrtour
- in Kombination mit Standrohr und Ankerrohrtour gegebenenfalls Teillastaufnahme aus nachfolgenden Rohrtouren (z. B. bei Verwendung einer Stützplatte)

Belastungen:

Kollapsbelastung: }
Axialbelastung: } ohne Berechnung
Burstbelastung: }

[1] Für Offshore-Bohrungen gelten besondere Regelungen (z. B statische Berechnung)

3.3 Ankerrohrtour

Zweck:

- Lastaufnahme von Futterrohr- und Steigrohrsträngen sowie vom Bohrlochkopf
- Abdichtung etwaiger Wasserhorizonte und Spülungsverlustzonen
- Schutz gegen Ausbruch beim Weiterbohren

Belastungen:

Kollapsbelastung: Da nicht auszuschließen ist, dass das Bohrloch beim Weiterbohren teilweise leerlaufen kann, ist eine Außendruckbelastung anzunehmen. Außerdem ist der Zementationsablauf zu betrachten.

Axialbelastung: Die Gesamtlasten, die sich aus den Absetzlasten der einzelnen Rohrstränge (einschließlich Steigrohrstrang) und Bohrlochkopf ergeben, sind zu erfassen und im Hinblick auf Belastbarkeit des Gewindes (Verbinderfestigkeit und Stauchbelastung) und des Rohrquerschnittes (Streckgrenzwert) zu berücksichtigen. Außerdem sind die Einbau- und Abdrücklasten zu betrachten.

Burstbelastung: Da nicht auszuschließen ist, dass beim Weiterbohren ein Zufluss auftritt, ist eine Innendruckbelastung anzunehmen.

3.4 Zwischenrohrtour

Zweck:

- Schutz gegen ungünstige Gebirgsverhältnisse (Spülungsverlust, Nachfall, quellendes bzw. drückendes Gebirge, Auskesselungen, Zufluss von Formationswässern)
- Schutz gegen Ausbruch beim Weiterbohren

Belastungen:

Kollapsbelastung: Da nicht auszuschließen ist, dass das Bohrloch beim Weiterbohren teilweise leerlaufen kann, ist eine Außendruckbelastung anzunehmen. Außerdem ist der Zementationsablauf zu berücksichtigen.

Axialbelastung: Die Gesamtlast der Rohrfahrt ist zu erfassen und im Hinblick auf Belastbarkeit der Gewindeverbindung (Verbinderfestigkeit) und des Rohrquerschnittes (Streckgrenzwert) zu berücksichtigen. Außerdem sind die Einbau- und Abdrücklasten zu berücksichtigen.

Burstbelastung: Da nicht auszuschließen ist, dass beim Weiterbohren ein Zufluss auftritt, ist eine Innendruckbelastung anzunehmen.

3.5 Zwischenrohrtourliner

Zweck:

- Schutz gegen ungünstige Gebirgsverhältnisse (Spülungsverlust, Nachfall, quellendes bzw. sich plastisch verhaltendes Gebirge, Auskesselungen, Zufluss von Formationswässern), Schutz gegen Ausbruch beim Weiterbohren

Belastungen:

Kollapsbelastung:
Axialbelastung: } Die Auslegung erfolgt entsprechend einer Zwischenrohrtour
Burstbelastung:

3.6 Produktionsrohrtour

Zweck:

- Verbindung zwischen Lagerstätte/Tiefspeicher und Bohrlochkopf
- Trennung von Lagerstätten untereinander

Belastungen:

Kollapsbelastung: Im Hinblick auf spätere Bohrlochmanipulationen, Teste, geringe Fließdrücke, Leerteufen, unbeabsichtigte Leerförderung usw. ist es erforderlich, die Rohrtour darauf auszulegen, dass sie innen drucklos ist. Außerdem ist der Zementationsablauf zu berücksichtigen.

Axialbelastung: Die Gesamtlast der Rohrfahrt ist zu erfassen und im Hinblick auf Belastbarkeit der Gewindeverbindung (Verbinderfestigkeit) und des Rohrquerschnittes (Streckgrenzwert) zu berücksichtigen. Außerdem sind die Einbau- und Abdrücklasten zu berücksichtigen.

Burstbelastung: Der zu erwartende maximale Bohrlochkopfdruck entspricht dem Lagerstätten-/Speicherdruck abzüglich dem Eigengewicht einer eventuell vorhandenen Gas- oder Flüssigkeitssäule. Für die Auslegung der Produktionsrohrtour ist anzunehmen, dass der zu erwartende maximale Bohrlochkopfdruck die Flüssigkeitssäule im Ringraum Förderstrang - Produktionsrohrtour (z.B. Leckage im obersten Bereich eines Förderstranges mit Packer) überlagert. Weiteren Belastungen (Totpumpen, Fracbehandlung, packerlose Komplettierung usw.) ist durch eine ausreichende Sicherheitsreserve (4.3.6.2) Rechnung zu tragen.

Bemerkungen: Rohre, in denen geplant ist, Hänger oder Packer abzusetzen, sollten einen Driftdurchmesser aufweisen, der den Einsatz gängiger Bohrausrüstungen erlaubt. Auf keinen Fall sollte der Driftdurchmesser dieser Bereiche größer sein als der kleinste Driftdurchmesser der oberhalb dieses Bereiches vorgesehenen Rohre.

3.7 Produktionsliner

Zweck:

- Teil der Produktionsrohrtour
- in der Regel aus Kosten- und Dimensionierungsgründen nicht zutage geführte Rohrtour, die in die vorherige Rohrtour hineinragt

Belastungen:

Kollapsbelastung: }
Axialbelastung: } Die Auslegung erfolgt entsprechend einer Produktionsrohrtour.
Burstbelastung: }

Bemerkungen: Folgende Überlappungslängen mit der nächsten Rohrtour sollten vorgesehen werden:

- 5"-Liner und kleiner - ca. 50 m
- 7"-Liner und größer ca.- 100 m

In Ausnahmefällen (z.B. durch fördertechnische Aspekte) können Abweichungen hiervon erforderlich werden.

4 BERECHNUNGEN

4.1 Belastungsfälle

Die Auslegung von Futterrohren erfolgt nach den Kriterien Axial-, Kollaps- und Burstbelastung. Als Rohrfestigkeiten sind die in API Bul 5C2/ISO 10400 angegebenen Werte bzw. die Angaben des Herstellers zu verwenden. Hierbei handelt es sich um Minimumwerte. Die den Rohrfestigkeiten zugrunde liegenden Streckgrenzen der Werkstoffe gelten für Raumtemperatur. Eine Streckgrenzenverminderung ist entsprechend der Einsatztemperatur zu berücksichtigen (4.3.2. und 4.3.3).

4.1.1 Burstbelastungen

Als Innendruckbelastung wird ein gleichmäßig wirkender statischer Druck angenommen, der dem hydraulischen Druck der im Rohr befindlichen Flüssigkeit, dem Gasdruck sowie dem Druck beider Komponenten entspricht. Unberücksichtigt bleibt die etwaige Stützwirkung des abgebundenen Zementmantels, da die Spannungsverhältnisse im Zementmantel nicht bekannt sind. Axiale Druckspannungen, die unterhalb des neutralen Punktes auftreten, können bei der Innendruckfestigkeit berücksichtigt werden, wenn dadurch die Innendruckfestigkeit gravierend reduziert wird.

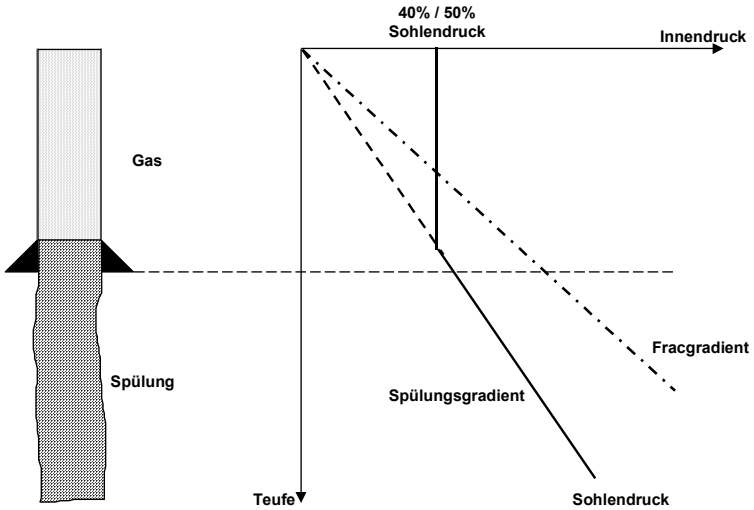
Axiale Zugspannungen bewirken aufgrund biaxialer Spannungsverhältnisse eine Erhöhung der in API Bul 5C2/ISO 10400 genannten zulässigen Werte für Innendruck. Da jedoch größte Sicherheit gewährleistet sein muss, wird diese positive Auswirkung der biaxialen Beanspruchung unberücksichtigt bleiben.

Axiale Druckspannungen dagegen bewirken eine entsprechende Reduzierung der Innendruckfestigkeit, die zu berücksichtigen ist.

4.1.1.1 Innendruckprofil

4.1.1.1.1 Kopfdruck 40% bzw. 50% des maximal zu erwartenden Sohlendruckes

Kopfdruck 40% bzw. 50% des Sohlendruckes



Beschreibung:

Es wird angenommen, dass ein Kick eingeschlossen wird, das Gas nach oben steigt und entsprechend dem expandierenden Gas Spülung abgelassen wird. Betrachtet wird die Druckbelastung, die gegeben ist, wenn das Gas am Kopf ansteht. Der Druck des expandierten Gases entspricht 40% bzw. 50% des hydrostatischen Druckes der Spülungssäule. Die Gassäule wird als gewichtslos betrachtet. Wird aus der Rohrtour ein Gasträger erbohrt, ist 50% anzunehmen, anderenfalls 40%.

Dieser Belastungsfall tritt nur während des Bohrens auf. Die Annahme entspricht der bisherigen WEG-Auslegung.

Berechnung:

Vom Bohrlochkopf bis zu 40% bzw. 50% der nächsten Absetzteufe bzw. der maximal durch diese Rohrtour erreichten Teufe:

Innendruck vom Bohrlochkopf bis 40% / 50% der Absetzteufe:

$$p_I = 0{,}4 * \rho_{Fl} * TVD_{TW} / 10{,}2$$

$$\mathrm{p_I} = 0{,}5 * \rho_{\mathrm{Fl}} * \mathrm{TVD_{TW}} / 10{,}2$$

Vom Spülungsspiegel bis zur erreichten Teufe:

$$p_I = \rho_{Fl} * TVD_{(n)} / 10{,}2$$

Daten:

Folgende Daten werden benötigt:

TVD_{TW} maximal durch diese Rohrtour erreichte Teufe

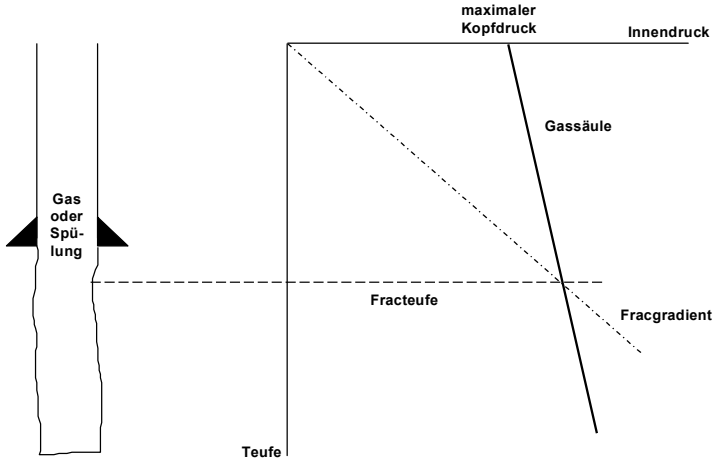
Wenn streckenweise höhere Spülungsdichten eingesetzt werden, ist zu überprüfen, ob durch die höhere Spülungsdichte trotz der nicht erreichten Rohrabsetzteufe ein höherer Kopfdruck zu erwarten ist. Es ist dann der höchste Kopfdruck zu berücksichtigen.

p_{Fl} Spülungsdichte, die zum Abteufen des nächsten Bohrabschnittes benötigt wird

Wird ein Liner eingebaut, sind beide Abschnitte zu betrachten.

4.1.1.1.2 Maximal möglicher Einschließdruck (Fracgradient; Gas / Spülung)

Maximal möglicher Einschließdruck



Beschreibung:
Es wird angenommen, dass die Bohrung mit einem Kick eingeschlossen ist und vom Rohrschuh bis zum Bohrlochkopf Gas oder Spülung steht. Der maximale Kopfdruck ist dann der Fracdruck am Rohrschuh oder einer Formation im offenen Loch, mit einer Spülungs- oder Gassäule überlagert.
Dieser Belastungsfall tritt nur während des Bohrens auf. Die Annahme mit Spülung entspricht der bisherigen WEG-Auslegung.
Berechnung:
Der niedrigste Fracdruck im offenen Bohrloch:

$$p_{Frac} = G_{Frac} * TVD_{Frac}$$

Daraus ergibt sich eine Innendruckbelastung für das Rohr vom Bohrlochkopf bis Rohrschuh:
Für Spülung:

$$p_I = p_{Frac} - \rho_{Fl} * (TVD_{Frac} - TVD_{(n)}) / 10{,}2$$

Für Gas:

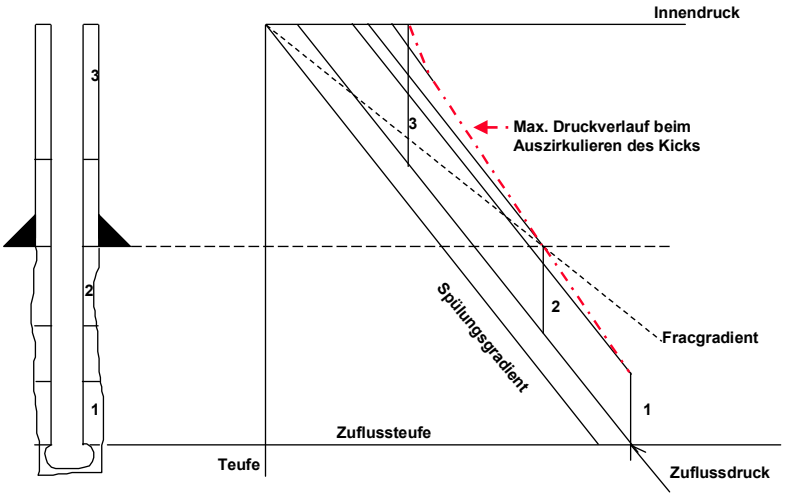
$$p_I = p_{Frac} - \rho_{Gas} * (TVD_{Frac} - TVD_{(n)}) / 10{,}2$$

Daten:
Folgende Daten werden benötigt:

G_{Frac}	Fracgradient, der mit der entsprechenden Teufe den niedrigsten Fracdruck ergibt
TVD_{Frac}	Teufe mit dem niedrigsten Fracdruck im offenen Bohrloch
ρ_{Fl}	Flüssigkeitsdichte, die zum Abteufen des nächsten Bohrabschnittes benötigt wird. Wird ein Liner eingebaut, sind beide Abschnitte zu betrachten.
ρ_{Gas}	Gasdichte unter Zuflussbedingungen, die bei einem Kick aus dem Bereich erwartet wird. Wenn ein Temperaturprofil bekannt ist, kann das berücksichtigt werden.

4.1.1.1.3 Auszirkulieren eines Zuflusses

Auszirkulieren eines Zuflusses
maximaler Druck beim Auszirkulieren = Fracdruck am Rohrschuh



Beschreibung:

Dieser Fall simuliert das Auszirkulieren eines Kicks nach der Drillermethode. Es werden die maximal zu erwartenden Drücke für jede Teufe berechnet. Es können die Intensität und das Kickvolumen variiert werden.

Berechnung:

Beim Auszirkulieren muss der Bohrlochsohlendruck konstant bleiben.

Sohlendruck:

$$p_S = (\rho_{Fl} + \text{Zuflussintensität}) * TVD_{Zufl} / 10{,}2$$

Die Höhe der Gassäule ist abhängig vom Zuflussvolumen und von der Geometrie des Ringraums.

Druck am Kopf des Zuflusses:

$$p_{TopZufl} = p_S - \rho_{Zufl} * (TVD_{Zufl} - TVD_{TopZufl}) / 10{,}2$$

Kopfdruck:

$$p_K = p_{TopZufl} - \rho_{Fl} * TVD_{TopZufl} / 10{,}2$$

Beim Auszirkulieren eines Gaskicks ändern sich mit dem Auszirkulieren das Volumen und der Druck des Zuflusses.

Zuflussvolumen:

$$V_{Zufl(n)} = V_{Zufl} * \frac{p_S}{p_{(n)}} * \frac{\vartheta_{(n)}}{\vartheta_{Zufl}} * \frac{Z_{(n)}}{Z_{Zufl}}$$

Bei Vernachlässigung der Temperatur und des Z-Faktors lautet die Formel:

$$V_{Zufl(n)} = V_{Zufl} * \frac{p_S}{p_{(n)}}$$

Der Gasgradient ist entsprechend zu ändern:

$$\rho_{Zufl(n)} = \rho_{Zufl} * \frac{V_{Zufl}}{V_{Zufl(n)}}$$

Druck an der Basis des Zuflusses:

$$p_{BasisZufl(n)} = p_S - \rho_{Fl} * (TVD_{Zufl} - TVD_{BasisZufl(n)}) / 10{,}2$$

Teufe am Top des Zuflusses:

$$TVD_{TopZufl(n)} = f(TVD_{BasisZufl(n)}, V_{Zufl(n)}, Bohrlochgeometrie, Bohrungsverlauf)$$

Druck am Top des Zuflusses:

$$p_{TopZufl(n)} = p_{BasisZufl(n)} - \rho_{Zufl(n)} * (TVD_{BasisZufl(n)} - TVD_{TopZufl(n)}) / 10{,}2$$

Bohrlochkopfdruck:

$$p_{K(n)} = p_{TopZufl(n)} - \rho_{Fl} * TVD_{TopZufl(n)} / 10{,}2$$

Solange der Top des Zuflusses unterhalb des Rohrschuhs ist, ist der Druck am RS:

$$p_{RS(n)} = p_{K(n)} + \rho_{FL} * TVD_{RS} / 10{,}2$$

Wenn der Top des Zuflusses in den Rohren, jedoch die Basis des Zuflusses noch im offenen Bohrloch ist, ist der Druck am RS:

$$p_{RS(n)} = p_{BasisZufl(n)} - \rho_{Zufl(n)} * (TVD_{BasisZufl(n)} - TVD_{RS}) / 10{,}2$$

Nachdem der Zufluss vollständig in den Rohren ist, ist der Druck am Rohrschuh:

$$p_{RS} = p_S - \rho_{Fl} * (TVD_{Zufl} - TVD_{RS}) / 10{,}2$$

Die Berechnung der Belastungskurve erfolgt durch ein iteratives Verfahren, indem so lange in kleinen Schritten die Drücke berechnet werden, bis $TVD_{TopZufl(n)} = 0$ ist. Wenn der Brechdruck am Rohrschuh berücksichtigt werden soll, muss beim Überschreiten des Brechdruckes das Zuflussvolumen soweit reduziert werden, bis der Druck am RS dem Brechdruck gleich ist. Ggf. sind operative Maßnahmen zu ergreifen, die die Reduzierung des Zuflussvolumens gewährleisten.

Die Innendruckbelastung der Rohre entspricht der einhüllenden Kurve aller oben gerechneten Belastungsfälle.

<u>Daten:</u>

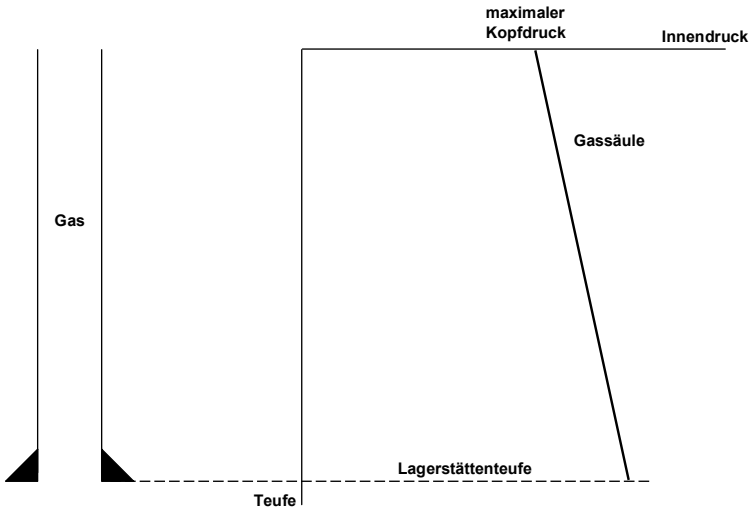
Folgende Daten werden benötigt:

TVD_{Zufl}	vertikale Teufe des Zuflusshorizontes
V_{Zufl}	Volumen des Zuflusses unter Zuflussbedingungen
Zuflussintensität	benötigte Spülungsdichtenerhöhung, um den Kick zu beherrschen
ρ_{Zufl}	Dichte des Zuflusses unter Zuflussbedingungen
ρ_{Fl}	Dichte der Spülung im Bohrloch
TVD_{RS}	vertikale Teufe des tiefsten Rohrschuhs
ρ_{Frac}	Brechdruck am Rohrschuh
Neigung/Richtung	Bohrlochverlauf der Bohrung

Bohrgestänge OD	Außendurchmesser des Bohrgestänges
Bohrgestänge Länge	Länge der einzelnen Bohrstrangsegmente
Schwerstangen OD	Außendurchmesser der Schwerstangen
Schwerstangen Länge	Länge der einzelnen Schwerstangensegmente
Offenes Bohrloch ID	Innendurchmesser der Bohrlochabschnitte unterhalb des Rohrschuhs
Offenes Bohrloch Länge	Länge der einzelnen Bohrlochabschnitte mit gleichem Innendurchmesser
Rohr ID	Innendurchmesser aller Rohrabschnitte
Rohrlänge	Länge der einzelnen Rohrabschnitte mit gleichem Durchmesser

4.1.1.1.4 Volle Gassäule

Volle Gassäule



Beschreibung:

Es wird angenommen, dass die Bohrung eingeschlossen ist und die Rohrtour bis zum Bohrlochkopf mit Gas gefüllt ist.

Dieser Belastungsfall kann beim Bohren und bei der Produktion auftreten.

Berechnung:

Es ergibt sich vom Bohrlochkopf bis Rohrschuh eine Innendruckbelastung für das Rohr:

$$p_I = \mathrm{p}_{\mathrm{Res}} - \rho_{Gas} * (TVD_{\mathrm{Re}s} - TVD_{(n)}) / 10{,}2$$

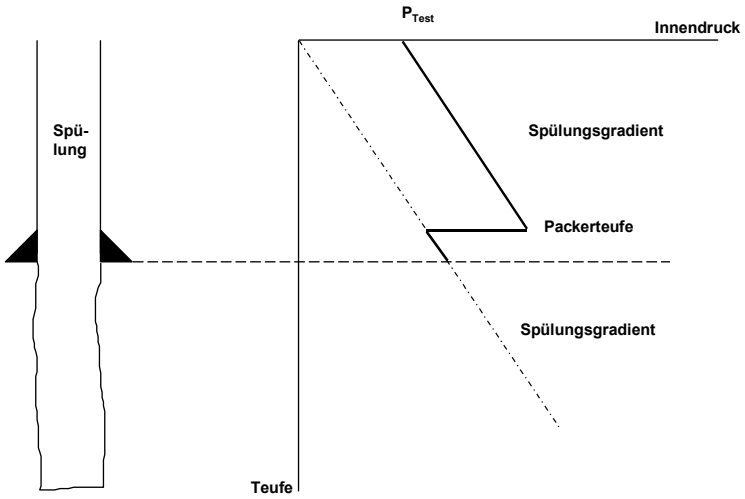
Daten:

Folgende Daten werden benötigt:

p_{Res}	Lagerstättendruck
TVD_{Res}	Lagerstättenteufe
ρ_{Gas}	Gasdichte des Lagerstättengases Bei langen Gassäulen ist die Gasdichte aus dem Kopfdruck analog der Kopfdruckberechnung 4.3.6 und dem Lagerstättendruck abzuleiten.

4.1.1.1.5 Drucktest

Drucktest



Beschreibung:

Dieser Lastfall simuliert das Abdrücken der Rohre mit einem Packer. Der Innendruck entspricht dem Spülungsgradienten und zusätzlich dem beaufschlagten Prüfdruck.

Berechnung:

Vom Bohrlochkopf bis zur Packerteufe:

$$p_I = p_{test} + \rho_{Fl} * TVD_{(n)}/10{,}2$$

Vom Packer bis zum RS:

$$p_I <= \rho_{\mathrm{Fl}} * TVD_{(n)}/10{,}2$$

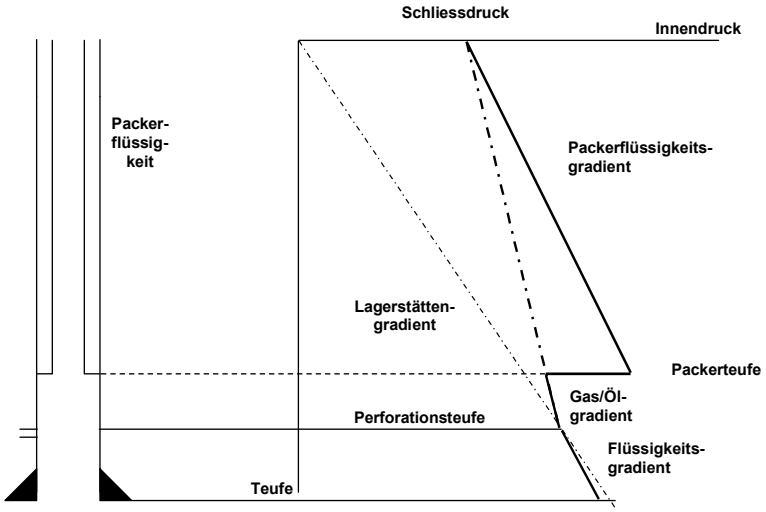
Daten:

Folgende Daten werden benötigt:

p_{Test}	Druck, der am Bohrlochkopf aufgebracht wird
ρ_{Fl}	Dichte der Spülung, die sich beim Test im Bohrloch befindet
TVD_{Packer}	Teufe, in der der Packer abgesetzt wird
TVD_{RS}	Rohrschuhteufe

4.1.1.1.6 Tubingleck bei Förderung

Tubingleck bei Förderung



Beschreibung:

Der Fall beschreibt die Situation einer eingeschlossenen Bohrung, bei der der Tubing im Hängerbereich ein Leck hat und der Kopfdruck auf die Flüssigkeitssäule im Ringraum Tubing/Casing drückt.

Oberhalb des Packers entspricht das Druckprofil dem Kopfdruck plus der hydrostatischen Säule der Packerflüssigkeit. Unterhalb des Packers bis zur Perforation entspricht das Druckprofil dem Lagerstättendruck abzüglich des Säulendruckes des geförderten Mediums. Unterhalb der Perforation ist eine Flüssigkeitssäule anzunehmen, die entsprechend den Arbeiten an der Bohrung festgelegt wird.

Berechnung:

Kopfdruck:

$$p_{Kopf} = p_{Lagerstätte} - \rho_{öl/gas} * TVD_{Perf} / 10{,}2$$

Druck vom Bohrlochkopf bis Packer:

$$p_I = p_{Kopf} + \rho_{\text{Packerfl}} * TVD_{(n)} / 10{,}2$$

Druck vom Packer bis Perforation:

$$p_I = p_{Lagerstätte} - \rho_{Öl/gas} * (TVD_{Perf} - TVD_{(n)}) / 10{,}2$$

Druck unterhalb Perforation:

$$p_I = p_{Lagerstätte} + \rho_{Fl} * (TVD_{(n)} - TVD_{Perf}) / 10{,}2$$

Daten:

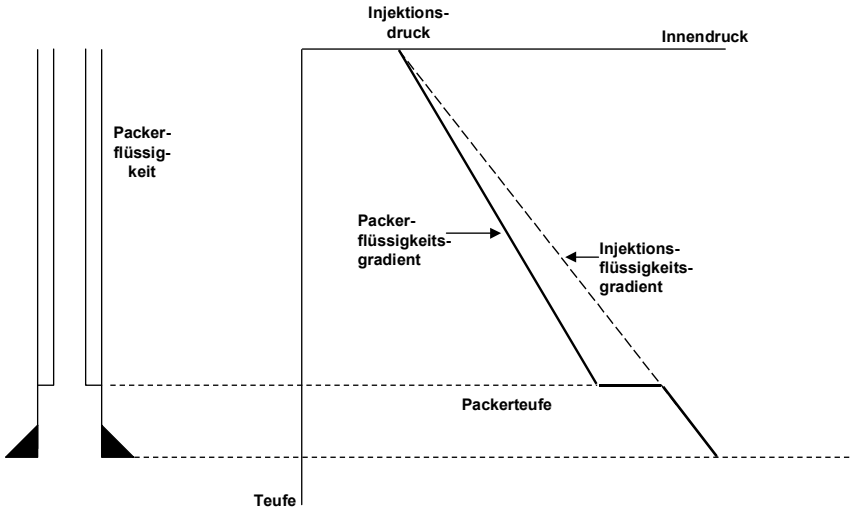
Folgende Daten werden benötigt:

$\rho_{Packerfl}$ Dichte der Flüssigkeit im Ringraum Casing/Tubing oberhalb des Packers

ρ_{Fl}	Dichte der Flüssigkeit im Bohrloch unterhalb der Perforation
TVD_{Packer}	Setzteufe des Packers
TVD_{Perf}	Teufe der Perforation
$\rho_{Öl/Gas}$	Dichte des geförderten Mediums
$p_{Lagerstätte}$	Lagerstättendruck

4.1.1.1.7 Tubingleck bei Stimulation

Tubingleck bei Stimulation



Beschreibung:

Dieser Lastfall tritt bei der Injektion auf. Er beschreibt den Druckverlauf beim Injizieren, wenn im Kopfbereich ein Leck im Tubing auftritt.

Oberhalb des Packers entspricht der Casinginnendruck dem Injektionsdruck zuzüglich der hydrostatischen Säule der Packerflüssigkeit. Unterhalb des Packers entspricht der Innendruck dem Injektionsdruck zuzüglich der hydrostatischen Säule der Injektionsflüssigkeit. Reibungsverluste werden vernachlässigt.

Berechnung:

Vom Kopf bis zum Packer bzw. Rohrschuh ($TVD_{Packer} < TVD_{RS}$):

$$p_I = p_{Kopf} + \rho_{Packerfl} * TVD_{(n)} / 10{,}2$$

Unterhalb des Packers:

$$p_I = p_{Kopf} + \rho_{Fl} * TVD_{(n)} / 10{,}2$$

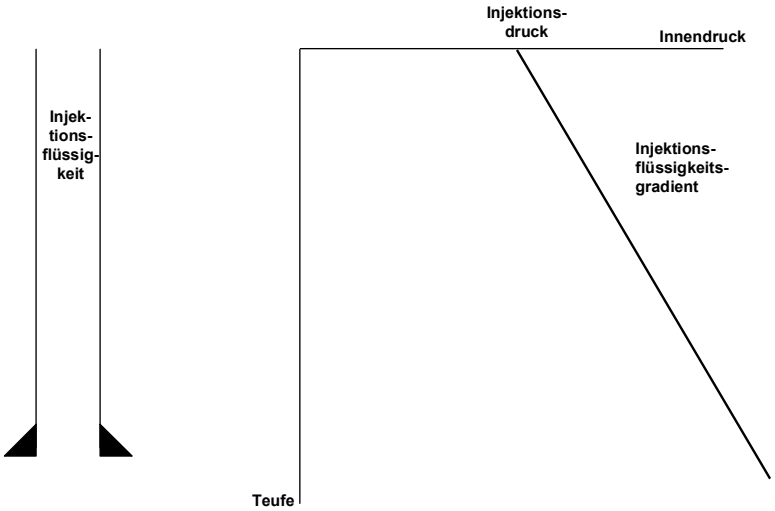
Daten:

Folgende Daten werden benötigt:

$\rho_{Packerfl}$	Dichte der Packerflüssigkeit
TVD_{Packer}	Packerteufe
p_{Kopf}	Injektionsdruck am Kopf
ρ_{Fl}	Dichte der Injektionsflüssigkeit

4.1.1.1.8 Stimulation ohne Packer

Stimulation ohne Packer



Beschreibung:

Dieser Lastfall tritt bei der Injektion auf. Er beschreibt den Druckverlauf beim Injizieren. Reibungsverluste werden vernachlässigt.

Berechnung:

Vom Kopf bis zum Rohrschuh:

$$p_I = p_{Kopf} + \rho_{Fl} * TVD_{(n)} / 10{,}2$$

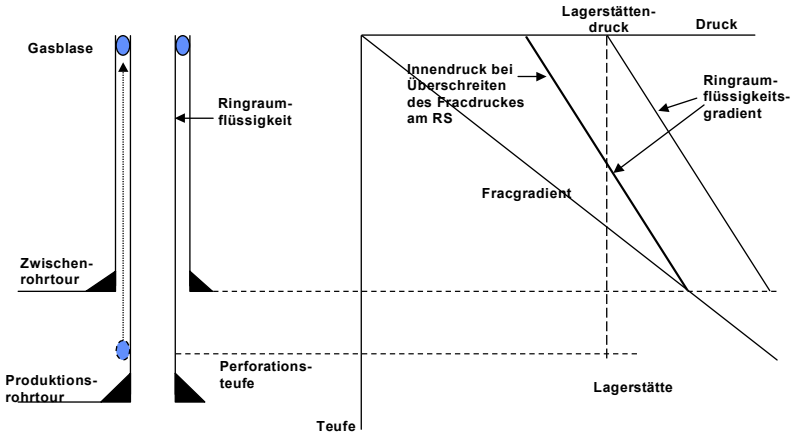
Daten:

Folgende Daten werden benötigt:

p_{Kopf}	Injektionsdruck am Kopf
ρ_{Fl}	Dichte der Injektionsflüssigkeit

4.1.1.1.9 Gasmigration (Burst)

Gasmigration (Burst)



Beschreibung:

Der Fall beschreibt die Situation der Bohrung während oder nach der Produktionsphase, wenn aufgrund einer Kanalbildung im Zement eine geringe Gasmenge im Ringraum hinter der Produktionsrohrtour nach oben migriert. Der Druck und das Volumen der Gasblase ändern sich nicht während der Migration, sofern der Fracdruck unterhalb des Rohrschuhs der Zwischenrohrtour bzw. der Kollapsdruck der Produktionsrohrtour nicht überschritten wird, sodass dadurch der Sohlendruck am Bohrlochkopf ansteht. Dieser Lastfall ist dann zu berücksichtigen, wenn der Zugang zum Ringraum nicht möglich ist (z.B. bei Unterwasserkomplettierung).

Dieser Belastungsfall wird nur für Zwischenrohrtouren angewandt.

Berechnung:

Der Innendruck am vorherigen Rohrschuh ergibt sich aus dem Lagerstättendruck und dem Druck der Spülungssäule im Ringraum.

Wenn $p_{vorheriger\ RS}$ den Fracdruck überschreitet, dann gilt:

$$p_I = p_{Frac} - \rho_{Fl} * (TVD_{vorheriger.RS} - TVD_{(n)}) / 10{,}2$$

Anderenfalls gilt von Kopf bis Rohrschuh:

$$p_I = p_{Res} + \rho_{Fl} * TVD_{(n)} / 10{,}2$$

Daten:

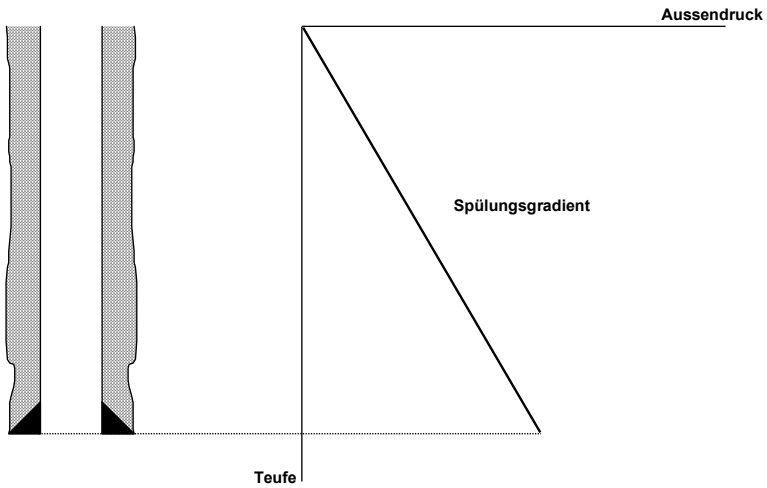
Folgende Daten werden benötigt:

$TVD_{vorheriger\ RS}$	Rohrschuhteufe des vorherigen Rohrschuhs
p_{Res}	Lagerstättendruck bzw. Druck der speicherfähigen Formation
ρ_{Fl}	Dichte der Flüssigkeit im Rohr
p_{Frac}	Fracdruck am Rohrschuh

4.1.1.2 Außendruckprofil

4.1.1.2.1 Flüssigkeitssäule mit nur einer Flüssigkeit

Flüssigkeitssäule mit nur einer Flüssigkeit



Beschreibung:
Es wird angenommen, dass das Bohrloch mit Flüssigkeit gefüllt ist (z.B. mit der Spülung vor dem Rohreinbau).
Berechnung:
Das Außendruckprofil vom Bohrlochkopf bis Rohrschuh wird durch die Dichte der Flüssigkeit und die Teufe bestimmt:

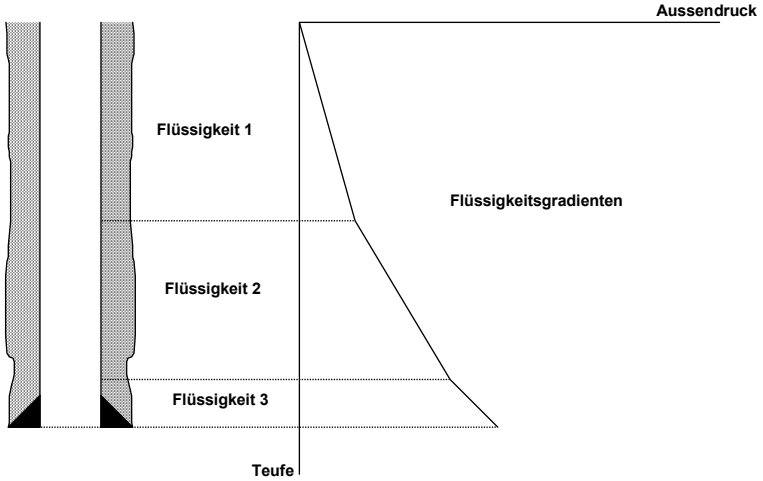
$$p_A = \rho_{Fl} * TVD_{(n)} / 10{,}2$$

Daten:

ρ_{Fl} Dichte der Flüssigkeit

4.1.1.2.2 Flüssigkeitssäule aus mehreren Flüssigkeiten

Flüssigkeitssäule aus mehreren Flüssigkeiten



Beschreibung:
Es wird angenommen, dass hinter den Rohren eine Flüssigkeitssäule bestehend aus mehreren Flüssigkeiten mit unterschiedlichen Dichten steht.
Dieses Belastungsprofil wird normalerweise nur für den Zementationsvorgang angewandt.
Berechnung:
Das Außendruckprofil mehrerer Flüssigkeiten wird wie folgt berechnet:
Vom Bohrlochkopf bis zur Basis der ersten Flüssigkeit:

$$p_A = \rho_{Fl1} * \mathrm{TVD}_{(n)} / 10{,}2$$

Von Basis der ersten Flüssigkeit bis zur Basis der zweiten Flüssigkeit:

$$p_A = (\rho_{Fl1} * \mathrm{TVD}_{\mathrm{Basis\ Fl1}} + \rho_{\mathrm{Fl2}} * (\mathrm{TVD}_{(n)} - \mathrm{TVD}_{\mathrm{BasisFl1}}))/10{,}2$$

Von Basis der zweiten Flüssigkeit bis zur Basis der dritten Flüssigkeit:

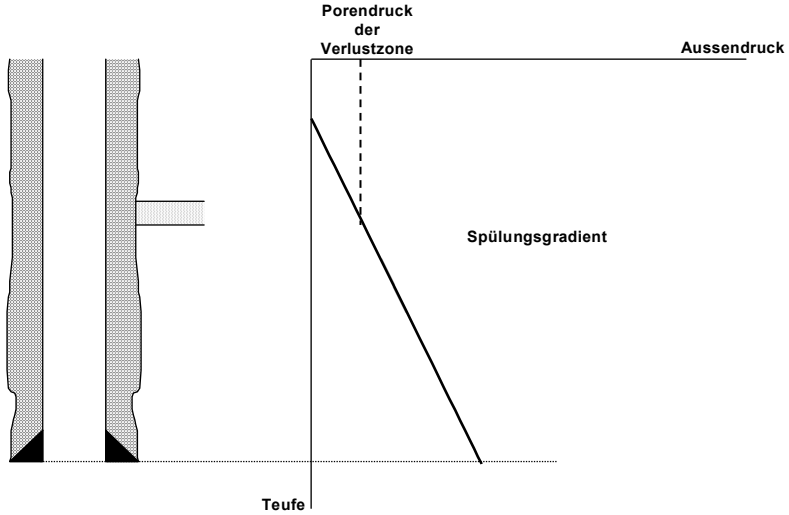
$$p_A = (\rho_{Fl1} * \mathrm{TVD}_{\mathrm{BasisFl1}} + \rho_{\mathrm{Fl2}} * (\mathrm{TVD}_{\mathrm{BasisFL2}} - \mathrm{TVD}_{\mathrm{BasisFl1}}) + \rho_{\mathrm{Fl3}} * (\mathrm{TVD}_{(n)} - \mathrm{TVD}_{\mathrm{BasisFl2}}))/10{,}2$$

Bei weiteren Flüssigkeiten sind die Formeln entsprechend zu erweitern.
Daten:

$\rho_{Fl1,2,3}$	Dichte der einzelnen Flüssigkeiten
$TVD_{BasisFl1,2,3}$	Basisteufe der einzelnen Flüssigkeitssäulen

4.1.1.2.3 Unterhydrostatische Horizonte am Ringraum

Unterhydrostatische Horizonte am Ringraum



Beschreibung:
Bei einer unterhydrostatischen Formation wird sich die Flüssigkeitssäule im Ringraum entsprechend dem Porendruck in der unterhydrostatischen Formation einstellen.
Sind mehrere unterhydrostatischen Formationen zu erwarten, ist die maximale Leerteufe anzusetzen.

Berechnung:
Ausgehend von einer unterhydrostatischen Formation mit bekanntem Porendruck und Teufe errechnet sich eine diesem Druck entsprechende Flüssigkeitssäule. Die Leerteufe ist die Differenz zwischen der Teufe der unterhydrostatischen Formation und der Flüssigkeitssäule:

$$TVD_{Leer} = TVD_{\text{Formation}} - \frac{p_{\text{Formation}}}{\rho_{Fl}} * 10{,}2$$

Bis zur Leerteufe ist atmosphärischer Druck anzunehmen. Unterhalb der Leerteufe ist der Flüssigkeitssäulendruck anzusetzen.
Außendruck vom Bohrlochkopf bis zur Leerlaufteufe:

$$p_A = 0$$

Außendruck von Leerlaufteufe bis Rohrschuh:

$$p_A = \rho_{Fl} * (\text{TVD}_{(n)} - \text{TVD}_{\text{Leer}})/10{,}2$$

Daten:
Folgende Daten werden eingesetzt:

$TVD_{Formation}$	Teufe, in der die Verluste auftreten. Falls keine Verlusthorizonte bekannt sind, kann die bei dieser Rohrtour maximal erbohrte Teufe eingesetzt werden.
$p_{Formation}$	Porendruck der Verlustzone
ρ_{Fl}	Flüssigkeitsdichte im Ringraum

4.1.1.3 Standardkombinationsfälle

Die Auslegung der Rohrtouren für die Innendruckbelastungen erfolgt entsprechend einer oder mehrerer Kombinationen von Innen- und Außendruckprofilen. Die Auswahl der Profile entspricht den zu erwartenden Belastungen der Rohre während des Lebenslaufes einer Bohrung, für die die Rohre eingesetzt werden sollen.

4.1.1.3.1 Belastungen beim Bohren

4.1.1.3.1.1 Zufluss

4.1.1.3.1.1.1 Ankerrohrtour

Beschreibung:

Der maximale Einschließdruck ergibt sich aus dem Fracgradienten am Rohrschuh oder einer druckschwachen Formation unterhalb des Rohrschuhes. Beim Eintritt der Kicksituation wird kein Gaszufluss zugrunde gelegt.

Wird aus der Ankerrohrtour ein gasführender Horizont angebohrt, so ist die Ankerrohrtour wie eine Zwischenrohrtour auszulegen (4.1.1.3.1.1.2 oder 4.1.1.3.1.1.3).

Anwendungsfall: Ankerrohrtour

Belastungsprofile:

Innendruckprofil: „Maximal möglicher Einschließdruck“ (4.1.1.1.2)

Außendruckprofil: „Flüssigkeitssäule mit nur einer Flüssigkeit“ (4.1.1.2.1)

Einzusetzende Werte:

Innendruckprofil:

ρ_{Fl}	maximale Spülungsdichte des nächsten Bohrungsabschnittes, wobei die Rohrtour nicht abgedeckt wird
G_{frac}	Fracgradient am Rohrschuh oder einer druckschwachen Formation im offenen Bohrloch
TVD_{Frac}	Rohrschuhteufe oder die Teufe der druckschwachen Formation

Außendruckprofil:

ρ_{Fl}	1,0 kg/l bei Süßwasserspülung (ausgefallene Spülung) 1,15 kg/l bei Salzwasserspülung (ausgefallene Spülung) Wenn ein Ausfallen der Feststoffe aus der Spülung ausgeschlossen wird, kann oberhalb des Zementkopfes die Spülung vor der Zementation angenommen werden.

4.1.1.3.1.1.2 Zwischenrohrtour (Alternative 1)

Beschreibung:

Das Druckprofil ergibt sich aus der Situation, dass beim Erreichen der nächsten Verrohrungsteufe durch einen Kick 40% bzw. 50% des hydrostatischen Druckes der Spülungssäule durch ein entsprechendes Gaspolster verdrängt werden, welches sich unterhalb des Bohrlochkopfes befindet (entspricht der WEG Richtlinie von 8/91). Bei Verwendung von unterschiedlichen Spülungsdichten, ist jeweils die mit der Spülungsdichte erreichte Teufe zu betrachten.

Anwendungsfall: Zwischenrohrtour / -liner

Belastungsprofile:

Innendruckprofil: „Kopfdruck 40 % bzw. 50 % des Sohlendruckes“ (4.1.1.1.1)

Außendruckprofil: „Flüssigkeitssäule mit einer Flüssigkeit“ (4.1.1.2.1)

Einzusetzende Werte:

Innendruckprofil:

ρ_{Fl} maximale Spülungsdichte des nächsten Bohrungsabschnittes, wobei die Rohrtour nicht abgedeckt wird

50% werden angewendet, wenn aus der Rohrtour die zu erschließende oder eine andere Gaslagerstätte erbohrt werden soll.

Außendruckprofil:

ρ_{Fl} 1,0 kg/l bei Süßwasserspülung (ausgefallene Spülung)

1,15 kg/l bei Salzwasserspülung (ausgefallene Spülung)

Wenn ein Ausfallen der Feststoffe aus der Spülung ausgeschlossen wird, kann oberhalb des Zementkopfes die Spülung vor der Zementation angenommen werden.

4.1.1.3.1.1.3 Zwischenrohrtour (Alternative 2)

Beschreibung:

Das Druckprofil ergibt sich aus der Situation, dass beim Erreichen der nächsten Verrohrungsteufe ein Kick auszirkuliert werden muss.

Anwendungsfall: Zwischenrohrtour / -liner

Belastungsprofile:

Innendruckprofil: „Auszirkulieren eines Zuflusses“ (4.1.1.1.3)

Außendruckprofil: „Flüssigkeitssäule mit einer Flüssigkeit“ (4.1.1.2.1)

Einzusetzende Werte:

Innendruckprofil:

maximale Spülungsdichte des nächsten Bohrungsabschnittes, wobei die Rohrtour nicht abgedeckt wird

Als Zuflussteufe werden die Teufen der bekannten porösen Formationen angesetzt oder die maximal durch diese Rohrtour erbohrte Teufe.

Die Zuflussgrößen sind abhängig von

- dem Zuflussverhalten der Lagerstätte
- der Länge des offenen Trägers
- der Zeit bis zum Erkennen des Zuflusses
- der Reaktionszeit der Mannschaft
- der Einschließmethode
- dem Druckverlust durch Reibung im Ringraum

Abhängig von der Erfahrung, sind entsprechende Werte festzulegen (z.B. API Empfehlung: 10-16m³ Zuflussvolumen in einem 12 ¼“ Bohrloch bei einer Kickintensität von 0,06 bar/10m).

Außendruckprofil:

ρ_{Fl} 1,0 kg/l bei Süßwasserspülung (ausgefallene Spülung)

1,15 kg/l bei Salzwasserspülung (ausgefallene Spülung)

Wenn ein Ausfallen der Feststoffe aus der Spülung ausgeschlossen wird, kann oberhalb des Zementkopfes die Spülung vor der Zementation angenommen werden.

4.1.1.3.1.2 Abdrücken / Zementation

Beschreibung:

Um Rohrtouren auf ihre Dichtigkeit oder Integrität zu überprüfen, werden diese abgedrückt.

Anwendungsfall: alle Rohrtouren

Belastungsprofile:

Innendruckprofil: „Drucktest“ (4.1.1.1.5)

Außendruckprofil: „Flüssigkeit mit einer Flüssigkeit“ (4.1.1.2.1) bzw.
„Flüssigkeitssäule mit mehreren Flüssigkeiten“ (4.1.1.2.2)

Einzusetzende Werte:

Innendruckprofil:

p_{Test} Testdruck bzw. Anschlagdruck

ρ_{Fl} Dichte der Spülung im Bohrloch

TVD_{Packer} Absetzteufe des Packers, Rohrschuhteufe, wenn kein Packer verwendet wird, bzw. Collarteufe.

Außendruckprofil:

ρ_{Fl} 1,0 kg/l bei Süßwasserspülung (ausgefallene Spülung)

1,15 kg/l bei Salzwasserspülung (ausgefallene Spülung)

Wenn ein Ausfallen der Feststoffe aus der Spülung ausgeschlossen wird, kann oberhalb des Zementkopfes die Spülung vor der Zementation angenommen werden (Zement abgebunden).

Beim Abdrücken während der Zementation nach Anschlag:

ρ_{Fl} Dichte von Zementbrühe(n), Spacer und im Ringraum verbleibender Spülung

$TVD_{BasisFl}$ Basisteufen der entsprechenden Flüssigkeitssäulen

4.1.1.3.2 Belastungen bei der Produktion

4.1.1.3.2.1 Förderung (Öl und Gas) mit Produktionspacker

Beschreibung:

Im Bohrlochkopfbereich ist durch eine Undichtigkeit Kommunikation zwischen Tubing und Ringraum gegeben.

Anwendungsfall: Produktionsrohrtour

Belastungsprofile:

Innendruckprofil: „Tubingleck bei Förderung“ (4.1.1.1.6)

Außendruckprofil: „Flüssigkeitssäule mit einer Flüssigkeit“ (4.1.1.2.1)

Falls eine unterhydrostatische Formation nur durch die Produktionsrohrtour überdeckt wird, ist das Profil „Unterhydrostatische Horizonte im Ringraum“(4.1.1.2.3) heranzuziehen.

Einzusetzende Werte:

Innendruckprofil:

$\rho_{Packerfl}$ Dichte der Komplettierungsflüssigkeit im Ringraum Casing - Tubing

ρ_{Fl} Dichte des Mediums unterhalb Packer

$\rho_{Öl}$	Dichte der zu fördernden Flüssigkeit bei Ölbohrungen bzw. Dichte der Flüssigkeit bei Injektionsbohrungen zur Bestimmung des Kopfschließdruckes
TVD_{Packer}	Absetzteufe des Packers bzw. RS-Teufe, wenn der Packer unterhalb dieser Rohrtour abgesetzt ist
TVD_{Perf}	Perforationsteufe
$p_{Lagerstätte}$	Lagerstättendruck
p_{Kopf}	Kopfschließdruck (4.3.6.1) incl. Sicherheitszuschlag (4.3.6.2) bei Gasproduktionsbohrungen bzw. Kopfschließdruck (4.3.6.1) ohne Sicherheitszuschlag bei Gaskavernen

Außendruckprofil:

ρ_{Fl}	1,0 kg/l bei Süßwasserspülung (ausgefallene Spülung) 1,15 kg/l bei Salzwasserspülung (ausgefallene Spülung)

4.1.1.3.2.2 Förderung (Öl) ohne Produktionspacker

Beschreibung:

Bei der Produktion kann sich das Entlösungsgas im Ringraum Tubing - Casing ansammeln und maximal die gesamte Bohrung unter Gas stellen.

Anwendungsfall: Produktionsrohrtour

Belastungsprofile:

Innendruckprofil: „Volle Gassäule“ (4.1.1.1.4)

Außendruckprofil: „Flüssigkeitssäule mit einer Flüssigkeit“ (4.1.1.2.1)

Falls eine unterhydrostatische Formation nur durch die Produktionsrohrtour überdeckt wird, ist das Profil „Unterhydrostatische Horizonte im Ringraum“(4.1.1.2.3) heranzuziehen.

Einzusetzende Werte:

Innendruckprofil:

ρ_{Gas}	Dichte des Entlösungsgases
TVD_{Perf}	Perforationsteufe
$p_{Lagerstätte}$	Lagerstättendruck
p_{Kopf}	Kopfschließdruck (4.3.6.1)bei voller Gassäule

Außendruckprofil:

ρ_{Fl}	1,0 kg/l bei Süßwasserspülung (ausgefallene Spülung) 1,15 kg/l bei Salzwasserspülung (ausgefallene Spülung)

4.1.1.3.2.3 Injektion

Beschreibung:

Die Innendruckbelastung bei Injektion entspricht der Belastung bei Förderung (Öl und Gas) mit Produktionspacker (4.1.1.3.2.1).

Einzusetzende Werte:

Innendruckprofil:

p_{Kopf} entsprechend Förderung (4.1.1.3.2.1), wobei als Kopfdruck der höhere Wert aus dem maximal zu erwartenden Injektionsdruck oder dem maximal zu erwartenden Kopfschließdruck incl. Totpumpsicherheit anzusetzen ist

4.1.1.3.2.4 Stimulation

Beschreibung:

Im Bohrlochkopfbereich ist durch eine Undichtigkeit Kommunikation zwischen Tubing und Ringraum gegeben.

Anwendungsfall: Produktionsrohrtour

Belastungsprofile:

Innendruckprofil: „Tubingleck bei Stimulation“ (4.1.1.1.7)

Außendruckprofil: „Flüssigkeitssäule mit einer Flüssigkeit“ (4.1.1.2.1)

Einzusetzende Werte:

Innendruckprofil:

$\rho_{Packerfl}$ Dichte der Komplettierungsflüssigkeit im Ringraum Casing - Tubing

ρ_{Fl} Dichte der Stimulationsflüssigkeit

TVD_{Packer} Absetzteufe des Packers bzw. RS-Teufe, wenn der Packer unterhalb dieser Rohrtour abgesetzt ist

TVD_{Perf} Perforationsteufe

p_{Kopf} Maximal am Bohrlochkopf erwarteter Stimulationsdruck

Außendruckprofil:

ρ_{Fl} 1,0 kg/l bei Süßwasserspülung (ausgefallene Spülung)

1,15 kg/l bei Salzwasserspülung (ausgefallene Spülung)

Wenn ein Ausfallen der Feststoffe aus der Spülung ausgeschlossen wird, kann oberhalb des Zementkopfes die Spülung vor der Zementation angenommen werden.

4.1.1.3.2.5 Flüssigkeitsspeicher

Beschreibung:

Die Rohrtour wird für den maximal möglichen Druck ausgelegt, der sich aus dem Fracgradienten des Gebirges am Rohrschuh ergibt.

Anwendungsfall: Produktionsrohrtour

Belastungsprofile:

Innendruckprofil: „Maximal möglicher Einschließdruck“ (4.1.1.1.2)

Außendruckprofil: „Flüssigkeitssäule mit einer Flüssigkeit“ (4.1.1.2.1)

„Flüssigkeitssäule mit mehreren Flüssigkeiten" (4.1.1.2.2).

Falls eine unterhydrostatische Formation nur durch die Produktionsrohrtour überdeckt wird, ist das Profil

„Unterhydrostatische Horizonte am Ringraum“(4.1.1.2.3) heranzuziehen.

Einzusetzende Werte:

Innendruckprofil:

ρ_{Fl}	Dichte der Speicherflüssigkeit.
G_{frac}	Fracgradient am Rohrschuh
TVD_{Frac}	Rohrschuhteufe

Außendruckprofil:

ρ_{Fl}	1,0 kg/l bei Süßwasserspülung (ausgefallene Spülung)
	1,15 kg/l bei Salzwasserspülung (ausgefallene Spülung)

4.1.2 Kollapsbelastungen

Als Außendruckbelastung wird ein gleichmäßig über den Rohrumfang wirkender Druck angenommen. Dieser ergibt sich aus dem hydrostatischen Druck der Flüssigkeit hinter den Rohren oder - in Formationsstrecken mit plastischem Verhalten (z.B. Salz) - aus dem analog zu Flüssigkeiten wirkenden Druck der Formation. Der Zementmantel bleibt in der Berechnung unberücksichtigt.

Erläuterung: Die etwaige Stützwirkung des abgebundenen Zementmantels wird rechnerisch nicht erfasst, da die Spannungsverhältnisse im Zementmantel nicht bekannt sind. Es wird davon ausgegangen, dass hinter den Rohren über die gesamte Rohrlänge die beim Rohreinbau im Bohrloch befindliche Spülung bzw. der Formationsdruck wirksam ist. Abweichenden Belastungsverhältnissen (z.B. Punktbelastungen) ist ggf. durch folgende Punkte Rechnung zu tragen:

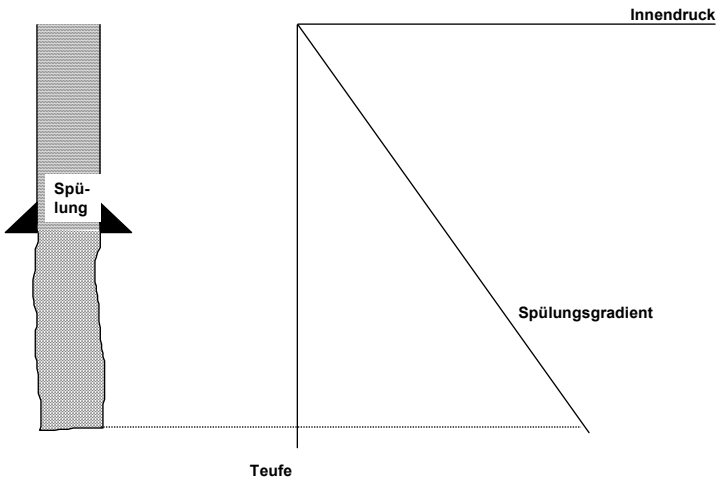
- Sicherheitsfaktoren
- kleineres D/t Verhältnis (Dickwandrohre)
- optimale Voraussetzungen beim Rohreinbau und der Zementation (z.B. kaliberhaltiges Loch, Zentrierung der Rohre, Begrenzung der Neigungs- und Richtungsänderung).

Werden durch eine Rohrtour die Kriterien drückender Formationen 4.1.2.2.3 und „innen leer“4.1.2.1.3 bereits erfüllt, kann bei den nachfolgenden Rohrtouren in diesen Bereichen auf eine erneute Auslegung gegen Außendruck in drückenden Formationen verzichtet werden; dieses sollte von der Erfahrung aus dem betrachteten Feld oder vergleichbaren Feldern abhängig gemacht werden.

4.1.2.1 Innendruckprofil

4.1.2.1.1 Innen voll

Innen voll



Beschreibung:
Das Bohrloch ist mit einer Flüssigkeit bis zutage gefüllt.
Berechnung:
Das Innendruckprofil wird durch die Dichte der Flüssigkeit und die Teufe bestimmt:
Vom Bohrlochkopf bis Rohrschuh gilt:

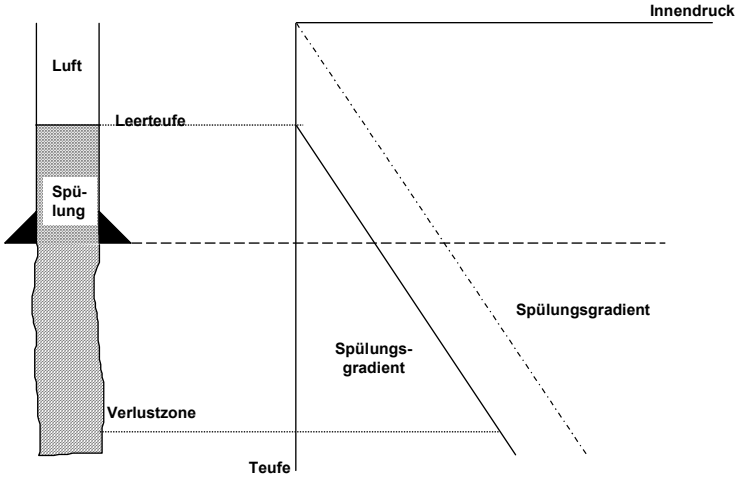
$$p_I = \rho_{Fl} * TVD_{(n)} / 10{,}2$$

Daten:

ρ_{Fl}	Dichte der Flüssigkeit
TVD	Teufe

4.1.2.1.2 Innen teilweise leer

Innen teilweise leer



Beschreibung:

Da nicht auszuschließen ist, dass das Bohrloch beim Weiterbohren teilweise leerlaufen kann, wird bei der Berechnung eine Leerteufe angenommen. Sie ergibt sich aus der Teufe einer potentiellen Verlustzone abzüglich der Länge einer Spülungssäule, deren hydrostatischer Druck dem Porendruck der Verlustzone entspricht.

Sind mehrere Verlustzonen zu erwarten, ist die maximale Leerteufe anzusetzen. Sind keine Druckgradienten bekannt, ist der Druckgradient anzunehmen, der der Süß- bzw. Salzwasserdichte entspricht.

Berechnung:

Ausgehend von einem Verlusthorizont mit bekannten Porendruck und Teufe errechnet sich eine dem Druck entsprechende Flüssigkeitssäule. Die Leerteufe ist die Differenz zwischen Teufe der Verlustzone und der errechneten Länge der Flüssigkeitssäule. Ggf. kann eine Leerteufe festgelegt werden, die auf Feldeserfahrung beruht.

$$TVD_{Leerteufe} = TVD_{Verlustzone} - \frac{p_{Verlustzone}}{\rho_{Fl}} / 10{,}2$$

Bis zur Leerteufe ist atmosphärischer Druck anzunehmen. Unterhalb der Leerteufe ist der Flüssigkeitssäulendruck anzusetzen.

Vom Bohrlochkopf bis Leerlaufteufe gilt

$$p_I = p_{atm}$$

Von Leerlaufteufe bis Rohrschuh gilt

$$p_I = \mathrm{p}_{\mathrm{atm}} + \rho_{Fl} * (\mathrm{TVD}_{(n)} - \mathrm{TVD}_{\mathrm{Leerteufe}})/10{,}2$$

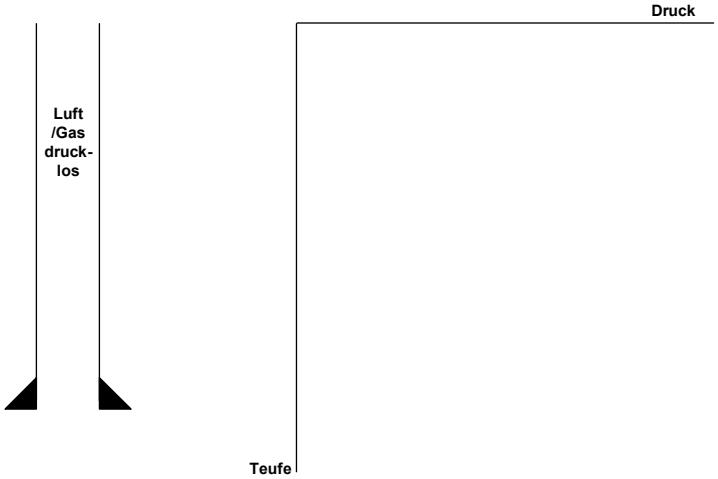
Daten:

Folgende Daten werden eingesetzt:

$TVD_{Verlustzone}$	vertikale Teufe, in der die Verluste auftreten Falls keine Verlusthorizonte bekannt sind, kann die durch diese Rohrtour maximal erbohrte Teufe eingesetzt werden.
$p_{Verlustzone}$	Porendruck der Verlustzone Falls keine Verlusthorizonte bekannt sind, wird der Süß-/ Salzwassergradient in der maximal durch diese Rohrtour erreichte Teufe angesetzt.
ρ_{Fl}	maximale Spülungsdichte, die im Verlusthorizont eingesetzt wird

4.1.2.1.3 Innen leer

Innen leer



Beschreibung:

Im Hinblick auf eventuelle spätere Bohrlochzustände (z.B. Teste, geringe Fließdrücke, unbeabsichtigte Leerförderung usw.) ist es erforderlich, die Rohrtour innen leer auszulegen.

Dieser Belastungsfall tritt normalerweise nur während der Produktion auf. Bei Testen aus „Nicht-Produktionsrohrtouren“ sind die Rohre unterhalb des Testpackers entsprechend auszulegen.

Berechnung:

Der Innendruck ergibt sich wie folgt:

$$p_I = \mathrm{p}_{\mathrm{atm}}$$

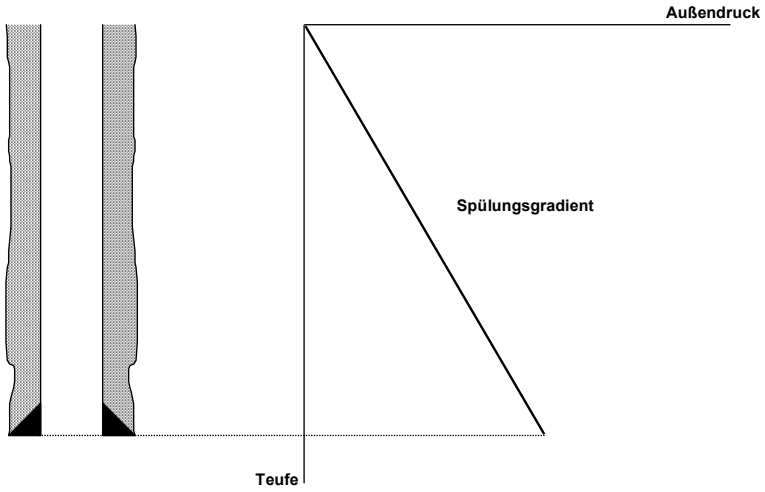
Daten:

$$p_I = \mathrm{p}_{\mathrm{atm}}$$

4.1.2.2 Außendruckprofil

4.1.2.2.1 Flüssigkeitssäule mit nur einer Flüssigkeit

Flüssigkeitssäule mit nur einer Flüssigkeit



Beschreibung:

Hinter den Rohren befindet sich eine Flüssigkeitssäule einer bestimmten Dichte.

Berechnung:

Das Außendruckprofil wird wie folgt berechnet:

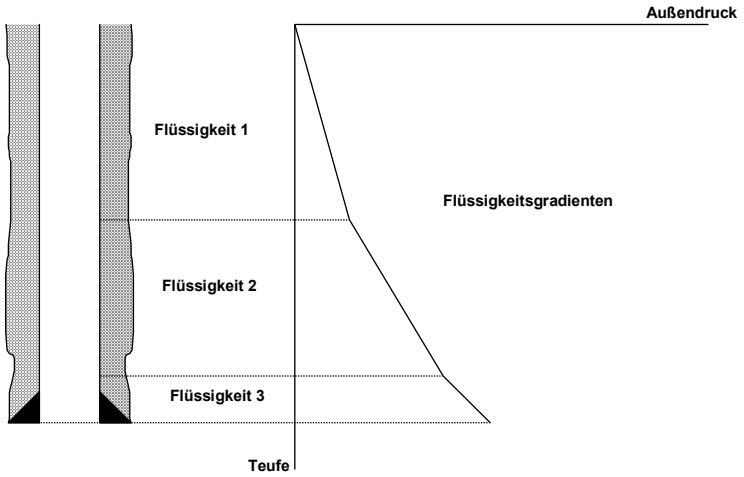
$$p_A = \rho_{Fl} * \mathrm{TVD}_{(n)} / 10{,}2$$

Daten:

ρ_{Fl}	Dichte der Flüssigkeit (Spülung oder Wasser) hinter den Rohren
TVD	vertikale Teufe

4.1.2.2.2 Flüssigkeitssäule aus mehreren Flüssigkeiten

Flüssigkeitssäule aus mehreren Flüssigkeiten



Beschreibung:

Hinter den Rohren befinden sich mehrere Flüssigkeitssäulen unterschiedlicher Dichte. Dieses Belastungsprofil wird überwiegend für Zementationen angewendet.

Berechnung:

Das Außendruckprofil mehrerer Flüssigkeiten wird wie folgt berechnet:

Vom Bohrlochkopf bis zur Basis der ersten Flüssigkeit:

$$p_A = \rho_{Fl1} * \mathrm{TVD}_{(n)} / 10{,}2$$

Von Basis der ersten Flüssigkeit bis zur Basis der zweiten Flüssigkeit:

$$p_A = (\rho_{Fl1} * \mathrm{TVD}_{\mathrm{Basis\ Fl1}} + \rho_{\mathrm{Fl2}} * (\mathrm{TVD}_{(n)} - \mathrm{TVD}_{\mathrm{BasisFl1}}))/10{,}2$$

Von Basis der zweiten Flüssigkeit bis zur Basis der dritten Flüssigkeit:

$$p_A = (\rho_{Fl1} * \mathrm{TVD}_{\mathrm{BasisFl1}} + \rho_{\mathrm{Fl2}} * (\mathrm{TVD}_{\mathrm{BasisFL2}} - \mathrm{TVD}_{\mathrm{BasisFl1}}) + \rho_{\mathrm{Fl3}} * (\mathrm{TVD}_{(n)} - \mathrm{TVD}_{\mathrm{BasisFl2}}))/10{,}2$$

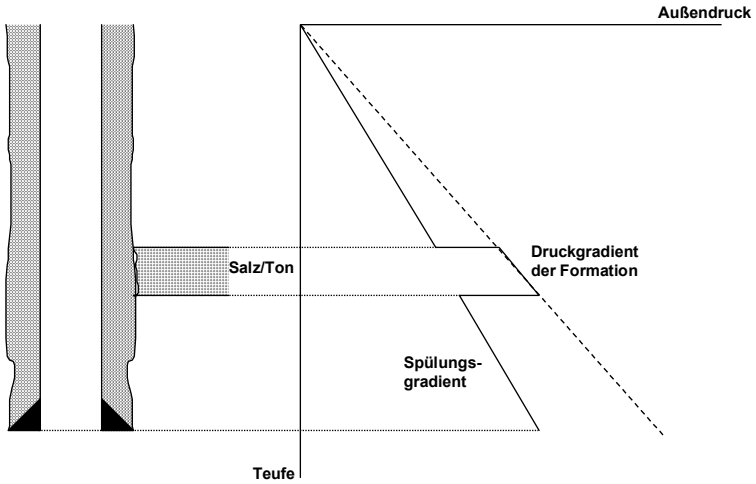
Bei weiteren Flüssigkeiten sind die Formeln entsprechend zu erweitern.

Daten:

$\rho_{Fl1,2,3}$	Dichte der einzelnen Flüssigkeiten
$TVD_{BasisFl1,2,3}$	Basisteufe der einzelnen Flüssigkeitssäulen

4.1.2.2.3 Drückende Formation

Drückende Formation



Beschreibung:

Hinter den Rohren befinden sich Formationen mit plastischem Verhalten.

Berechnung:

In Formationen mit plastischem Verhalten ist der Berechnungsformel für die Rohrauslegung gegen Außendruck der Gebirgsdruckgradient dieser Formation zugrunde zu legen. Ist der Gradient nicht bekannt, wird empfohlen, einen Druckgradienten von 0,23 bar/m für sich plastisch verhaltende Formationen anzuwenden. Falls keine anderen Erfahrungen vorliegen, ist von Top bis Basis der drückenden Formation der Außendruck:

$$p_A = G_{Formation} * TVD_{(n)}$$

Bei Kavernenbohrungen ist im Salzbereich die Außendruckbelastungskennlinie nach folgender Gleichung zu berechnen:

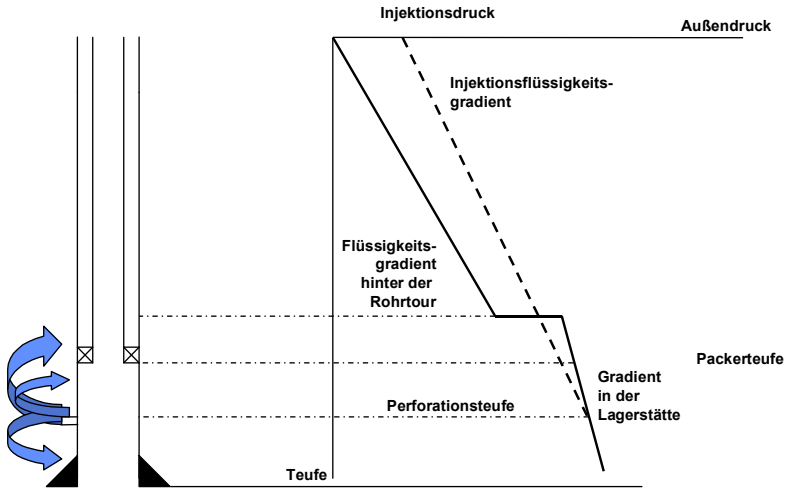
$$p_A = G_{Dm} TVD_{SSp} + 0{,}217 \left(TVD_{(n)} - TVD_{SSp}\right)$$

Daten:

$G_{Formation}$	Gebirgsdruckgradient der plastischen Formation Falls nicht bekannt, wird für plastisch verhaltende Formationen 0,23 bar/m eingesetzt.
TVD	vertikale Teufe
TVD_{SSp}	vertikale Teufe des Salzspiegels
G_{Dm}	mittlerer Druckgradient des Deckgebirges
0,217	Gradient (bar/m) für Salzformation von Kavernen in Norddeutschland bei ca. 800 m (TVD)

4.1.2.2.4 Injektion / Stimulation

Injektion / Stimulation



Beschreibung:

Bei Injektion oder Stimulation kann nicht ausgeschlossen werden, dass der Injektionsdruck hinter den Rohren sowohl oberhalb als auch unterhalb der Perforation wirksam werden kann. Dieser Druck wirkt während (oberhalb Packer) und / oder nach (eingeschlossener Druck) der Stimulation / Injektion.

Berechnung:

Der zu berücksichtigende Druck ergibt sich aus dem Injektionsdruck am Kopf, der Flüssigkeits-/ Gassäule und aus zusätzlichen Reibungsverlusten in der Bohrung.

Für den durch die Stimulation / Injektion beeinflussten Bereich gilt Folgendes:

$$p_A = p_{Inj} + (\rho_{Fll} * TVD_{\mathrm{Perf}} - p_{\mathrm{Re}\,ib} - \rho_{Form} * (TVD_{Perf} - TVD_{(n)})) / 10{,}2$$

In den anderen Bereichen gilt:

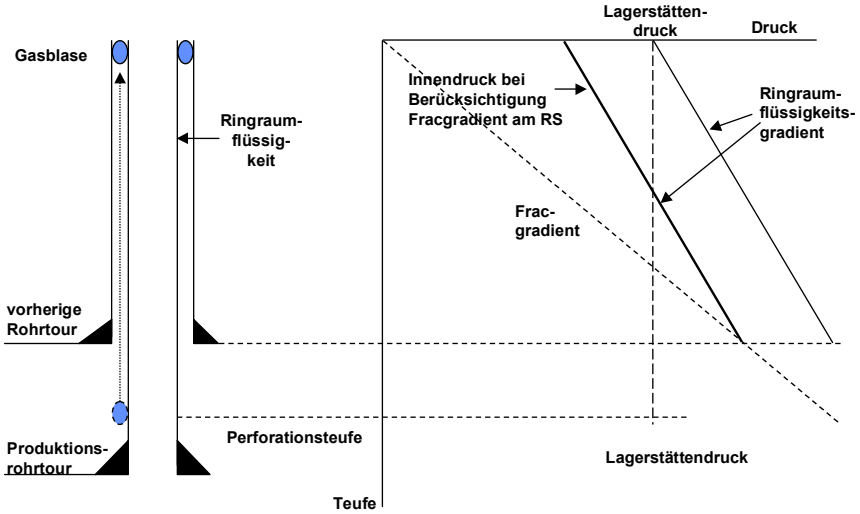
$$p_A = \rho_{Fl} * \mathrm{TVD}_{(n)} / 10{,}2$$

Daten:

p_{Inj}	Injektionsdruck am Kopf der Bohrung
p_{Reib}	Druckverluste in der Bohrung
TVD	vertikale Teufe
TVD_{Perf}	vertikale Teufe der Perforation
ρ_{Fll}	Dichte des Injektionsmediums
ρ_{Fl}	Dichte der Flüssigkeit hinter den Rohren
ρ_{Form}	Dichte des Mediums in der Formation

4.1.2.2.5 Gasmigration (Kollaps)

Gasmigration (Kollaps)



Beschreibung:

Aufgrund einer Kanalbildung im Zement kann eine Gasblase im Ringraum hinter der Produktionsrohrtour nach oben migrieren. Druck und Volumen der Gasblase ändern sich nicht während der Migration, sofern der Fracdruck unterhalb des vorherigen Rohrschuhs bzw. der Burstdruck der vorherigen Rohrtour nicht überschritten werden. Dadurch steht der Sohlendruck am Bohrlochkopf an. Dieser Lastfall ist nur für Produktionsrohrtouren anzuwenden, wenn der Zugang zum Ringraum nicht möglich ist (z.B. bei Unterwasserkomplettierung).

Berechnung:

Der Außendruck am vorherigen Rohrschuh ergibt sich aus dem Lagerstättendruck und der Spülungssäule.

Wenn $p_{vorh.\ Rohrschuh}$ den Fracdruck überschreitet, dann gilt:

Vom Bohrlochkopf bis Rohrschuh:

$$p_A = p_{Frac} - \rho_{Sp} * (TVD_{vorh.Rohrschuh} - TVD_{(n)}) / 10{,}2$$

Anderenfalls, vom Bohrlochkopf bis Rohrschuh:

$$p_A = p_{Res} + \rho_{Sp} * TVD_{(n)} / 10{,}2$$

Daten:

Folgende Daten werden benötigt.

p_{Res}	Lagerstättendruck bzw. Druck der speicherfähigen Formation
$p_{Spülung}$	Dichte der Flüssigkeit hinter dem Rohr
p_{Frac}	Fracdruck am vorherigen Rohrschuh

4.1.2.3 Standardkombinationsfälle

Die resultierende Kollapsbelastung wird aus der Kombination der unter Punkt 4.1.2.1 Innen- und unter 4.1.2.2 beschriebenen Außendruckprofile ermittelt. Die im Folgenden aufgeführten Belastungsfälle sind als Standardauslegung anzusehen, andere Kombinationsfälle sind bei Bedarf zu berücksichtigen.

4.1.2.3.1 Belastungen beim Bohren

4.1.2.3.1.1 Verluste

Beschreibung:

Während des Abteufens wird ein Horizont angebohrt, der einen niedrigeren Druckgradienten als die eingesetzte Spülung aufweist. Aufgrund von Verlusten und der Spülungs-/Formationsgradienten stellen sich entsprechende statische Flüssigkeitssäulen ein.

Anwendungsfall: Anker- bzw. Zwischenrohrtour

Belastungsprofile:

Innendruckprofil: „Innen teilweise leer“ (4.1.2.1.2)

Außendruckprofil: „ Flüssigkeitssäule mit einer Flüssigkeit“ (4.1.2.2.1)

Ggf. wird das Außendruckprofil durch „Drückende Formation“ (4.1.2.2.3) überlagert.

Einzusetzende Werte:

Innendruckprofil:

$p_{Verlustzone}$ Wenn der Porendruck nicht bekannt ist, wird ein Druck entsprechend dem Gradienten von Lagerstättenwasser (0,115 bar/m) angenommen.

ρ_{Fl} Dichte der Spülung beim Weiterbohren

Außendruckprofil:

ρ_{Fl} Dichte der Spülung vor Zementation

4.1.2.3.1.2 Stopfenzementation

Beschreibung:

Da die Zementbrühe normalerweise schwerer als die Spülung vor oder nach der Zementation ist, entsteht nach Abschluss der Zementation bei Druckentlastung bis zum Abbinden des Zementes eine Außendruckbelastung. Dieser Fall sollte insbesondere bei Rohrtouren mit einem Durchmesser ≥ 13 3/8“und/oder Zementationen, bei denen die Dichte der Nachpumpflüssigkeit sehr viel kleiner als die Dichte der Zementbrühe ist, betrachtet werden.

Anwendungsfall: ggf. alle Rohrtouren

Belastungsprofile:

Innendruckprofil: „Innen voll“ (4.1.2.1.1)

Außendruckprofil: „Flüssigkeitssäule mit einer Flüssigkeit“ (4.1.2.2.1) bzw. „Flüssigkeitssäule mit mehreren Flüssigkeiten“ (4.1.2.2.2)

Drückende Formationen (Salz/Ton) werden nicht berücksichtigt.

Einzusetzende Werte:

Innendruckprofil:

ρ_{Fl} Dichte der Nachpumpflüssigkeit

Außendruckprofil:

ρ_{Fl} Dichte von Zementbrühe(n), Spacer und im Ringraum verbleibender Spülung

$TVD_{BasisFl}$ Basisteufen der entsprechenden Flüssigkeitssäulen

4.1.2.3.1.3 Zementation mit Gestänge

Beschreibung:

Bei verriegeltem Zementierstrang und geöffnetem Ringraum zwischen Gestänge und Casing besteht während der Zementation bis zum Abbinden des Zementes eine Außendruckbelastung. Der Zirkulationsdruck während der Zementation ist zu berücksichtigen.

Eine Zementation mit einem nicht verriegelten Zementierstrang und am Kopf geschlossenen Ringraum zwischen Zementierstrang und Rohrtour entspricht dem Belastungsfall „Stopfenzementation“ (4.1.2.3.1.2).

Anwendungsfall: ggf. alle Rohrtouren

Belastungsprofile:

Innendruckprofil: „Innen voll“ (4.1.2.1.1).

Außendruckprofil: „Flüssigkeitssäule mit einer Flüssigkeit“ (4.1.2.2.1) bzw. „Flüssigkeitssäule mit mehreren Flüssigkeiten“ (4.1.2.2.2).

Das Außendruckprofil ist mit dem Zirkulationsdruck zu überlagern.

Drückende Formationen (Salz/Ton) werden nicht berücksichtigt.

Einzusetzende Werte:

Innendruckprofil:

ρ_{Fl} Dichte der Flüssigkeit in den Rohren

Außendruckprofil:

ρ_{Fl} Dichte von Zemenbrühe(n), Spacer und im Ringraum verbleibender Spülung

$TVD_{BasisFl}$ Basisteufen der entsprechenden Flüssigkeitssäulen

p_{Zirk} Zirkulationsdruck während der Zementation

4.1.2.3.1.4 Drillstemtest (DST)

Beschreibung:

Beim DST kann durch Leckage am Testpacker oder Teststrang der Spülungsspiegel im Ringraum zwischen Teststrang und Casing abfallen. Bei einem DST „gegen geschlossenen Schieber“ mit leerem bzw. teilgefülltem Teststrang werden sich dann die Flüssigkeitsspiegel ausgleichen. Bei einem DST mit Freifördern kann im Extremfall die gesamte Rohrtour leergefördert werden.

Anwendungsfall: ggf. alle Rohrtouren außer Produktionsrohrtouren

Belastungsprofile:

Innendruckprofil: „Innen teilweise leer“ (4.1.2.1.2).

„Innen Leer“ (4.1.2.1.3).

Außendruckprofil: „Flüssigkeitssäule mit einer Flüssigkeit“ (4.1.2.2.1).

Ggf. wird das Außendruckprofil durch „Drückende Formation“ (4.1.2.2.3) überlagert.

Einzusetzende Werte:

Innendruckprofil:

ρ_{Fl} Dichte der Flüssigkeit in den Rohren

Außendruckprofil:

ρ_{Fl} Dichte der Spülung vor Zementation

4.1.2.3.2 Belastungen bei Produktion

4.1.2.3.2.1 Innen leer

Beschreibung:

Bei der Produktion kann z.B. durch eine verstopfte Perforation die Bohrung leer gefördert werden, wodurch der Innendruck auf atmosphärischen Druck abfallen kann.

Anwendungsfall: Produktionsrohrtouren

Belastungsprofile:

Innendruckprofil: „Innen Leer“ (4.1.2.1.3).

Außendruckprofil: „Flüssigkeitssäule mit einer Flüssigkeit“ (4.1.2.2.1).
Ggf. wird das Außendruckprofil durch „Drückende Formation“ (4.1.2.2.3) überlagert.

Einzusetzende Werte:

Innendruckprofil:

Außendruckprofil:

ρ_{Fl} Dichte der Spülung vor Zementation

4.1.2.3.2.2 Injektion Stimulation

Beschreibung:

Bei einer Injektion oder Stimulation kann der Injektionsdruck hinter den Rohren bis in den Bereich oberhalb des Injektionspackers wirken und hinter den Rohren eingeschlossen werden. Dieser wird bei einer Innendruckentlastung nicht schnell genug abgebaut.

Anwendungsfall: ggf. bei Produktionsrohrtouren
Produktionsrohrtouren für Flüssigkeitsinjektionsbohrungen

Belastungsprofile:

Innendruckprofil: „Innen teilweise leer“ (4.1.2.1.2)
„Innen leer“ (4.1.2.1.3) (Gasinjektion)

Außendruckprofil: „Injektion/Stimulation“ (4.1.2.2.4).
Ggf. wird das Außendruckprofil durch „Drückende Formation“ (4.1.2.2.3) überlagert.

Einzusetzende Werte:

Innendruckprofil:

ρ_{Fl} Dichte der Flüssigkeit oberhalb des Packers

Außendruckprofil:

ρ_{Fl} Dichte der Spülung vor Zementation

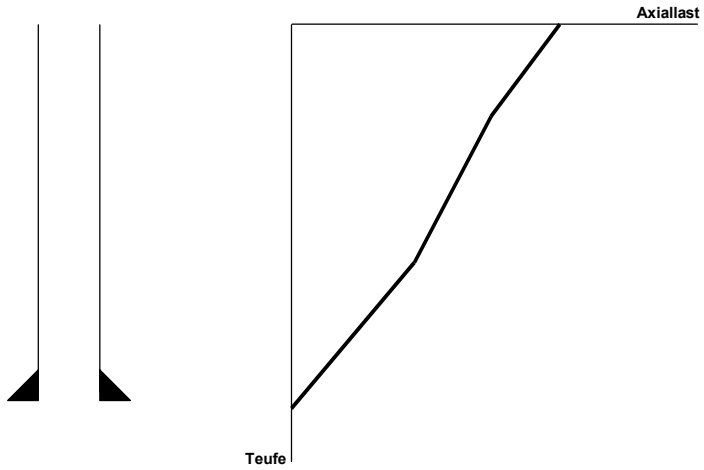
4.1.3 Axialbelastungen

Axialbelastungen ergeben sich aus der Summe einzelner Axiallasten und zeigen die axialen Spannungszustände der jeweiligen Rohrtour. Für die Auslegung von Rohrtouren werden die axialen Zug-/Druckfestigkeiten von Rohrkörpern und -verbindern unter Berücksichtigung von entsprechenden Sicherheitsfaktoren (4.3.1) herangezogen. Dabei ist darauf zu achten, dass die Festigkeiten und Sicherheitsfaktoren für Zug und Druck sowohl für Rohrkörper als auch Verbinder unterschiedlich sind.

4.1.3.1 Lastfälle

4.1.3.1.1 Gewicht in Luft

Gewicht in Luft
mit unterschiedlichen Rohrgewichten



Beschreibung:

Gewicht in Luft ist die kumulierte Gravitationskraft, die auf die einzelnen Rohrabschnitte des Stranges wirkt. Hierzu wird die vertikale Gesamtlänge des Bohrungsverlaufes zum Ansatz gebracht.

Berechnung:

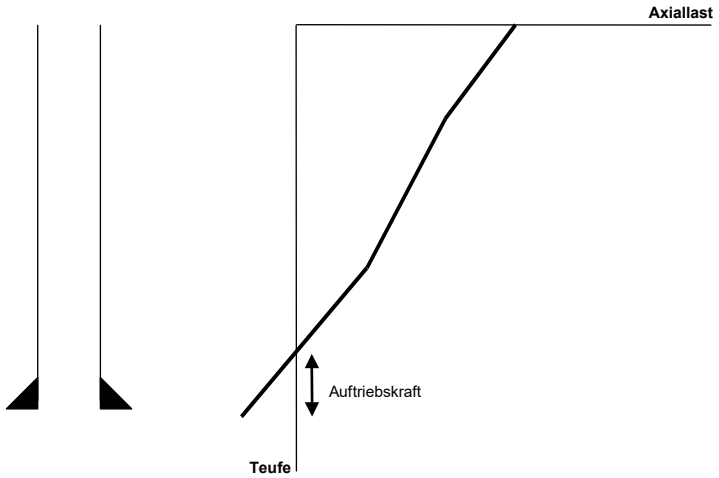
$$F_G = \sum_{MD_{ET}}^{MD_{TOP}} \Delta \mathrm{L} * Nenngewicht * \cos\varphi * 10^{-2}$$

Daten:

MD_{ET}	gemessene Einbauteufe der Rohrtour
MD_{TOP}	gemessene Topteufe der Rohrtour (bei Tagestouren 0m, bei Linern Teufe des Linerhangers)
ΔL	Länge des Rohrabschnittes mit gleicher Neigung und Nenngewicht
Nenngewicht	durchschnittliches Gewicht pro Längeneinheit des Rohres incl. Verbinder [daN/m]
φ	Neigung des Bohrlochabschnittes

4.1.3.1.2 Auftriebskraft

Axiallast in Spülung



Beschreibung:

Die Auftriebskraft resultiert aus den Drücken, die auf die horizontal projizierten Oberflächen der Rohrtour wirken. Der Druck ergibt sich aus den Dichten der Medien, in die die Rohrtour eingebaut wird und der vertikalen Teufe. Ein an der Flüssigkeitsoberfläche aufgebrachter Druck erhöht die Auftriebskraft zusätzlich.

Die Auftriebskraft setzt sich aus Teilkräften zusammen, die sich aufgrund von Querschnittsänderungen und unterschiedlichen Dichten der Medien im Ringraum in der Rohrtour ergeben.

Berechnung:

Offene Rohrtour, gleiche Dichten innen und außen:

$$F_A = A * \rho * TVD / 10{,}2 * 10^{-4}$$

Geschlossene Rohrtour, unterschiedliche Dichten innen und außen:

$$F_A = \{A_A * (p_A + \sum_{TVDRS}^{0} (\rho_A * g * \Delta TVD / 10{,}2))$$

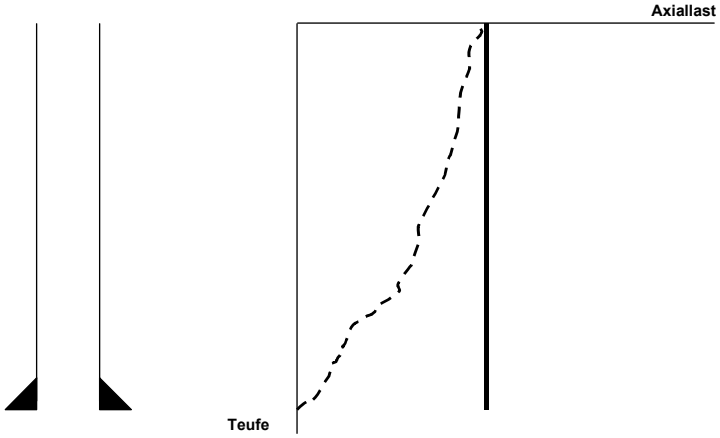
$$- A_I * (p_I + \sum_{TVDRS}^{0} (\rho_I * g * \Delta TVD / 10{,}2))\} * 10^{-4}$$

Daten:

A	Querschnittsfläche des Rohres (offen)
A_A	Gesamtquerschnittsfläche des Rohres (geschlossen)
A_I	Innenquerschnittsfläche des Rohres
ρ	Dichte des Mediums
TVD	vertikale Teufe des jeweiligen Rohrquerschnittes
p_A	Außendruck
p_I	Innendruck

4.1.3.1.3 Schleiflast

Schleiflasten



Beschreibung

Es werden die lasterhöhenden oder lastvermindernden Axiallasten beschrieben, die durch Reibung oder durch Festwerden während des Ein- /Ausbaus auf die Rohre und Verbinder wirken. Wenn nicht bekannt ist, in welcher Teufe diese Lasten auf die Rohrtour wirken, wird angenommen, dass diese für die gesamte Länge der Rohrtour gelten.

Für die Bestimmung der Überlasten aus Reibkräften wird die Nutzung entsprechender EDV-Programme (Torque and Drag) empfohlen.

Berechnung:

$F_s = f(Neigung, Richtung, Reibwerte)$

Daten:

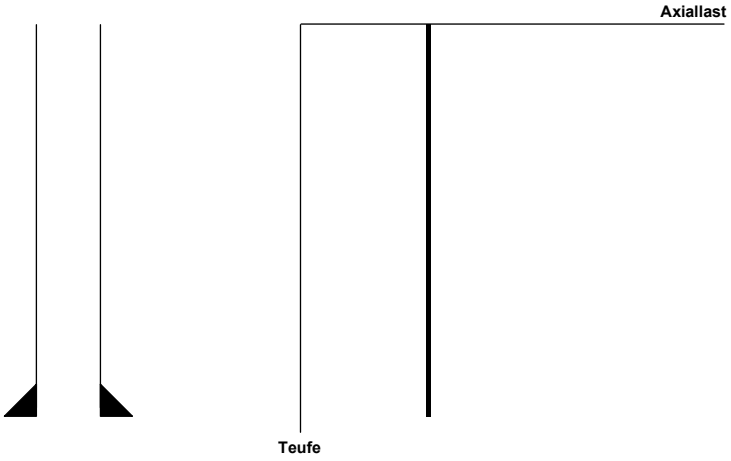
Neigung

Richtung

Reibwert

4.1.3.1.4 Abdrücken (Piston Force)

Abdrücken



Beschreibung:

Beim Abdrücken einer unten verschlossenen, frei hängenden Rohrtour (z.B. Anschlagpumpen bei der Zementation) oder von nicht zementierten Bereichen entsteht durch den Kolbeneffekt eine zusätzliche Zuglast von Kopf bis zum Anschlagpunkt bzw. zur Packerteufe. Im Regelfall soll der Außendurchmesser des Rohrkörpers des jeweiligen Rohrtourabschnittes zur Ermittlung der Kolbenfläche angenommen werden. Bei Verbindern mit Dichtschulter kann der Außendurchmesser der Dichtung zur Bestimmung des wirksamen Querschnittes angenommen werden.

Berechnung:

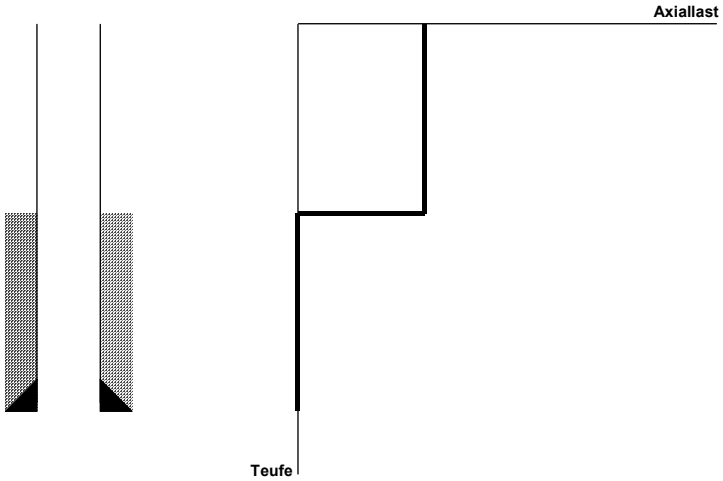
$$F_{Hyd} = D^2 * \frac{\pi}{4} * p_{Kopf} * 10^{-4}$$

Daten:

D	Außendurchmesser des Rohrkörpers oder wirksamer Durchmesser der Verbinderdichtung
p_{Kopf}	Kopfdruck
TVD	vertikale Rohrschuhteufe

4.1.3.1.5 Vorspannkraft

Vorspannung



Beschreibung:

Nicht zutage zementierte Produktionsrohrtouren werden so abgehängt, dass die beim späteren Weiterbohren oder Fördern temperaturbedingten Spannungs- bzw. Längenänderungen kompensiert werden. Dadurch wird ein Ausknicken (Buckling) oberhalb des Zementkopfes und eine Bewegung der Rohrtour in der Verflanschung verhindert. Etwaige Temperaturreduzierungen oder Drücke bei späteren Bohrungsbehandlungen (z.B. Frac) werden mit berücksichtigt.

Berechnung:

Mittlere Temperaturdifferenz der nicht zementierten Rohre zwischen dem Temperaturverlauf zum Zeitpunkt Abhängen der Rohrtour, Weiterbohren, Fördern, etc.:

$$\Delta\vartheta = \left(\vartheta_K - \vartheta_O\right)\left(1 - \frac{TVD_{ZK}}{2 * TVD_{Res}}\right)$$

Zu kompensierende Längenänderung über den nicht zementierten Bereich:

$$\Delta L = MD_{ZK} * \alpha * \Delta\vartheta$$

Mindestvorspannkraft im nicht zementierten Bereich:

$$F_V = \frac{E * A * \Delta L}{MD_{ZK}} * 10^{-3} = E * A * \alpha * \Delta\vartheta * 10^{-3}$$

Die Mindestabsetzlast der Absetzkeile ist zu berücksichtigen.

Daten:

ϑ_K	max. Kopftemperatur beim Fördern etc.
ϑ_0	mittlere Umgebungstemperatur
TVD_{ZK}	Zementkopfteufe

TVD_{Res}	Trägerteufe
MD_{ZK}	Zementkopfteufe (AHD)
E	Elastizitätsmodul
ΔL	Längenänderung
$\Delta\vartheta$	Temperaturdifferenz
A	Querschnittsfläche des Rohres (offen)
α	Längenausdehnungskoeffizient

4.1.3.1.6 Thermische Belastung

Beschreibung:

Erwärmungs- und Abkühlungsvorgänge während der Bohr-/Betriebsphase sind bezüglich ihrer Auswirkungen auf die Axialkräfte der Produktionsrohrtour im zementierten/fixierten Bereich zu berücksichtigen.

Berechnung:

$$F_{Th} = -E * A * \alpha * \Delta\vartheta * 10^{-3}$$

Daten:

E	Elastizitätsmodul
$\Delta\vartheta$	Temperaturdifferenz
A	Querschnittsfläche des Rohres (offen)
α	Längenausdehnungskoeffizient

4.1.3.1.7 Ballooning

Beschreibung:

Bei Innendruckbeaufschlagung werden durch Ballooning zusätzliche Axialbelastungen in den nichtzementierten Bereichen der Rohrtour erzeugt, wenn diese beidseitig eingespannt ist.

Berechnung:

$$\Delta L = -\frac{\nu * MD^2 * g}{E} * \left(\frac{\Delta\rho_I - \left(\frac{D}{d}\right)^2 * \Delta\rho_A}{\left(\frac{D}{d}\right)^2 - 1} \right) - \frac{2 * \nu * MD}{E} * \left(\frac{\Delta p_I - \left(\frac{D}{d}\right)^2 * \Delta p_A}{\left(\frac{D}{d}\right)^2 - 1} \right)$$

$$F_{Bl} = \frac{E * A * \Delta L}{MD} = -A * \nu * MD * g * \left(\frac{\Delta\rho_I - \left(\frac{D}{d}\right)^2 * \Delta\rho_A}{\left(\frac{D}{d}\right)^2 - 1} \right) - 2 * \nu * A * \left(\frac{\Delta p_I - \left(\frac{D}{d}\right)^2 * \Delta p_A}{\left(\frac{D}{d}\right)^2 - 1} \right)$$

Daten:

E	Elastizitätsmodul
A	Querschnittsfläche des Rohres (offen)
MD	Einbauteufe (freie Länge der Rohrtour)
D	Rohraußendurchmesser
d	Rohrinnendurchmesser

ν	Poisson's ratio
$\Delta\rho_I$	Änderung der Dichte in der Rohrtour nach Einbau
$\Delta\rho_A$	Änderung der Dichte im Ringraum nach Einbau
ΔL	Längenänderung
Δp_I	Änderung des Druckes in der Rohrtour nach Einbau
Δp_A	Änderung des Druckes im Ringraum nach Einbau

4.1.3.1.8 Biegung

Beschreibung:

Durch Bohrlochkrümmungen treten während des Einbaus temporäre bzw. im eingebauten Zustand permanente Axialspannungen durch Biegung auf.

Berechnung:

$$F_{Bi} = \pm\frac{E*\pi}{360}*D*\frac{\Delta^\circ}{\Delta L}*A*10^{-6}$$

Daten:

E	Elastizitätsmodul
A	metallische Querschnittsfläche
D	Außendurchmesser
$\Delta^\circ / \Delta L$	Bohrlochkrümmung / Längeneinheit (dogleg severity)

4.1.3.1.9 Lasten durch andere Rohrtouren

Die Absetzlasten der Zwischen-, Produktionsrohrtouren und Tubingstränge incl. Bohrlochkopf- und BOP-Gewicht werden über den Bodenflansch auf die Ankerrohrtour übertragen. Für die daraus resultierende axiale Schubbelastung müssen Rohrkörper und Verbinder (Kompressionsfestigkeit) ausreichend dimensioniert sein. Im Normalfall werden die oberen 100m der Ankerrohrtour so ausgelegt, dass diese die zu erwartenden Gesamtlasten und die bei Bohrlochbehandlungen durch Kontraktion zusätzlich auftretenden Belastungen mit einem Sicherheitsfaktor von S=1,1 sicher aufnehmen können. Dies ist auch im Hinblick auf die geringere Kraftübertragung bei unverfestigtem oberflächennahen Boden und/oder nicht zutage getretenem Zement hinter der Ankerrohrtour erforderlich. Es ist dabei zu berücksichtigen, dass die Sicherheitsfaktoren für axialen Zug und Druck unterschiedlich sind (4.3.1).

4.1.3.1.10 Stoßbelastungen

Beschreibung:

Während des Einbaus kann es durch Abbremsen, plötzliches Setzen der Keile oder unbeabsichtigtes Aufsetzen zu axialen Stoßbelastungen in der Rohrtour kommen. Wenn nicht durch entsprechende Sicherheitsfaktoren berücksichtigt, kann folgende Berechnung zugrunde gelegt werden.

Berechnung:

$$F_{St} = a*V_{Av}*A*\sqrt{E*\rho_{St}}*3.162*10^{-5}$$

Daten:

a	Verhältnis maximale Einbaugeschwindigkeit zu durchschnittlicher Einbaugeschwindigkeit, Standardwert: 1,5
v_{Av}	durchschnittliche Einbaugeschwindigkeit [mm/s]
A	metallische Querschnittsfläche
E	Elastizitätsmodul
ρ_{St}	spezifische Dichte des Stahlwerkstoffes

4.1.3.2 Kombinationsfälle

4.1.3.2.1 Einbau

Beschreibung:

Beim Einbau der Rohrtour ist darauf zu achten, dass die Axialbeanspruchung nicht nur zu einem bestimmten Zeitpunkt bestimmt wird (z.B. beim Erreichen der Absetzteufe). Jeder Punkt der Rohrtour ist während des Einbaus in Bezug auf seine max./min. Axialbeanspruchung zu betrachten.

Berechnung:

$F = F_G - F_A - F_S + F_{Bi} + F_{St}$

Daten:

F_G	Stranggewicht in Luft (4.1.3.1.1)
F_A	Auftriebskraft (4.1.3.1.2)
F_S	Schleiflasten (4.1.3.1) Bei gering geneigten Bohrungen können die Schleiflasten vernachlässigt werden (gravierende Doglegs dürfen nicht vorhanden sein).
F_{Bi}	Biegung (4.1.3.1.8)
F_{St}	Stoßbelastung (4.1.3.1.10)

4.1.3.2.2 Ausbau

Beschreibung:

Beim Ausbau der Rohrtour ist darauf zu achten, dass die Axialbeanspruchung nicht nur zu einem bestimmten Zeitpunkt bestimmt wird (z.B. beim Freiziehen an der Absetzteufe), jeder Punkt der Rohrtour ist während des Ausbaus in Bezug auf seine max./min. Axialbeanspruchung zu betrachten. Diese Betrachtung sollte herangezogen werden, um die Einbauteufe zu bestimmen, ab der die Rohrtour nicht mehr ungeteilt ausgebaut werden kann.

Berechnung:

$F = F_G - F_A + F_S + F_{Bi} + F_{St} + F_{Üb}$

Daten:

F_G	Stranggewicht in Luft (4.1.3.1.1)
F_A	Auftriebskraft (4.1.3.1.2)
F_S	Schleiflasten (4.1.3.1) Bei gering geneigten Bohrungen können die Schleiflasten vernachlässigt werden (gravierende Doglegs dürfen nicht vorhanden sein).
F_{Bi}	Biegung (4.1.3.1.8)
F_{St}	Stoßbelastung (4.1.3.1.10) Zur Bestimmung der Stoßbelastung ist eine Geschwindigkeit anzunehmen, die beim Absetzen der Rohre in den Keilen auftreten kann.
$F_{Üb}$	Überlasten, die durch Festwerden, Freifahren etc. auftreten können.

4.1.3.2.3 Zementation

4.1.3.2.3.1 Axiale Belastung vor der Zementation

Beschreibung:

Die Axialbelastung wird unter der Berücksichtigung des Auftriebes (siehe Punkt 4.3.4) für den Zeitpunkt unmittelbar vor der Rohrzementation ermittelt.

Eine Vorspannkraft (positiv bei Stufenzementation oder Lead-Tail-Zementation) oder Absetztlast (negativ bei auf Sohle stellen) wirkt zusätzlich auf die Rohrtour.

Biegespannungen aufgrund des Bohrungsverlaufes sind zu berücksichtigen.

Berechnung:

$F = F_G - F_A + F_{vor} + F_{Bi}$

Daten:

F_G	Stranggewicht in Luft (4.1.3.1.1)
F_A	Auftriebskraft (4.1.3.1.2)
F_{Vor}	Vorspannkraft, die in die Rohrtour gebracht wird, ggf. (4.1.3.1.5)
F_{Bi}	Biegung (4.1.3.1.8)

Bemerkung

Wenn vor oder während der Zementation die Rohrtour gefahren oder rotiert werden soll, ist die daraus resultierende Belastung zu berücksichtigen.

4.1.3.2.3.2 Axiale Belastung beim Drucktest nach Anschlag

Beschreibung:

Nach Beendigung der Zementation wird ein Anschlagdruck, der über dem Zirkulationsdruck liegt, aufgebracht und für eine bestimmte Zeit gehalten („Green Cement Pressure Situation“). Dadurch wird die hydraulische Dichtigkeit der Rohrtour überprüft.

Die Auftriebskraft basiert auf den einzelnen Flüssigkeitssäulen im Ringraum sowie die im Rohrstrang vorhandene Nachpumpflüssigkeitssäule.

Eine Vorspannkraft (positiv - Stufenzementation, Lead-Tail-Cement) oder Absetztlast (negativ - auf Sohle absetzen) wirkt zusätzlich auf die Rohrtour.

Axiale Biegespannungen/-kräfte resultieren aus dem Bohrungsverlauf und den Krümmungsradien.

Berechnung:

$F = F_G - F_A + F_{vor} + F_{Bi} + F_{Hyd}$

Daten:

F_G	Stranggewicht in Luft (4.1.3.1.1)
F_A	Auftriebskraft (4.1.3.1.2)
F_{Vor}	Vorspannkraft, die in die Rohrtour gebracht wird, ggf. (4.1.3.1.5)
F_{Bi}	Biegung (4.1.3.1.8)
F_{Hyd}	Last durch Abdrücken (4.1.3.1.4)

4.1.3.2.4 Produktion

Beschreibung:

Durch die Förderung der Lagerstättenmedien Gas, Öl, Wasser etc. wird die Rohrtour zwischen Lagerstätte und Bohrlochkopf erwärmt. Dadurch entstehen axiale Belastungsänderungen in der Rohrtour. Um die daraus resultierenden Bewegungen zu vermeiden, werden ggf. die Rohrtouren vorgespannt.

Diese Betrachtung wird nur im nicht zementierten Bereich bei Produktionsrohrtouren angewendet. Es sind alle Betriebszustände über die Lebensdauer der Bohrung zu berücksichtigen.

Berechnung:

$F = F_{Absetz} + F_{Bi} + F_{Bl}$

Daten:

F_{Absetz}	Absetzlast der Rohrtour auf Keile oder Hänger (entspricht F_{Vor} (4.1.3.1.5) wenn $F_{Vor} > (F_G - F_A)$ nach Zementation
F_{Bi}	Biegung (4.1.3.1.8)
F_{Bl}	Balooning (0) durch Drücke (Ringraumdrücke) auf die Rohrtour während der Förderung

4.1.3.2.5 Injektion/Frac

Beschreibung:

Bei der Durchführung von Bohrlochsbehandlungen (z.B. Frac) entstehen in den Rohrtouren zusätzliche Kräfte durch Druck und Temperatur. Diese Betrachtung wird nur bei Produktionsrohrtouren angewendet.

Berechnung:

$F = F_{Absetz} + F_{Bi} + F_{Th} + F_{Bl}$

Daten:

F_{Absetz}	Absetzlast der Rohrtour auf Keile oder Hänger (entspricht F_{Vor} (4.1.3.1.5), wenn $F_{Vor} > (F_G - F_A)$ nach Zementation
F_{Bi}	Biegung (4.1.3.1.8)
F_{Th}	Thermische Belastung (4.1.3.1.6)
F_{Bl}	Balooning (0) durch Drücke auf die Rohrtour während der Behandlung (z.B. Schutzdrücke)

4.1.3.2.6 Produktions- und Injektionsbohrungen in Dampfflutgebieten

Beschreibung:

Die Produktionsrohrtouren dieser Bohrungen sind erheblichen thermischen Belastungen ausgesetzt.

Berechnung:

Für die Berechnung des Rohrkörper sollte die triaxiale Spannungsgleichung nach *von Mises* (siehe Literaturverzeichnis „Petroleum Well Construction, S. 181“) verwendet werden. Dabei ist zu beachten, dass alle Belastungsfälle unter Berücksichtigung der Warmfestigkeit zu betrachten sind.

Um die thermischen Einflüsse kompensieren zu können, ist der gesamte elastische Festigkeitsbereich (Zug und Kompression) auszunutzen. Dazu muss die Rohrtour ggf. vorgespannt werden. Bei den eingesetzten Techniken, wie z.B. Stufenzementer, mechanischer Anker und Lead-Tail-Zemention, kann jedoch im Bereich des Rohrschuhs die erforderliche Festigkeit nicht immer erreicht werden. Ein Überschreiten der Zugfestigkeit muss in diesen Fällen akzeptiert werden. Bei abgelenkten Bohrungen ist

darauf zu achten, dass die Vorspannung auch im unteren Bereich der Rohrtour erreicht wird.
Alle Rohrtouren sollten mit Thermalzement bis zutage zementiert werden.
Verbinderauswahl:
Für die Produktionsrohrtour müssen gasdichte Verbinder mit gleicher Zug- und Kompressionsfestigkeit, die höher als die Rohrfestigkeit ist, verwendet werden.

4.2 Material

4.2.1 Standard

Es werden Rohre überwiegend nach API 5CT / ISO 11960 eingesetzt.

4.2.2 Sauergas

In Abhängigkeit von den erwarteten Mindesttemperaturen müssen die Produktionsrohrtouren in Sauergasbohrungen, Zwischenrohrtouren, durch die ein Sauergasträger erschlossen wird sowie die Rohrtouren, in denen mit dem Auftreten von Sauergas zu rechnen ist, aus Werkstoffen bestehen, die sauergasbeständig sind. Folgende API Güteklassen / Herstellerbezeichnungen sind z.B. dafür geeignet:

Bei allen Temperaturen:	K-55, L-80-1 (früher C-75 II), C-90, VM-80 SS, VM-90 SS, VM-95 SS, T-95
Bei Temperaturen >65°C:	C-95
Bei Temperaturen >85°C:	P-105, P-110,
Bei Temperaturen >107°C	Q-125 (lt. NACE; V&M empfiehlt ab 120°C)

Generell ist bei der Güte- / Werkstoffauswahl der NACE Standard MR0175 zu beachten, wobei Erfahrungen aus bereits abgeteuften Bohrungen berücksichtigt werden sollten. Bei Einsatz von Werkstoffen, die einer API Güteklasse nicht zugeordnet sind, ist der Eignungsnachweis vom Hersteller zu erbringen.

4.3 Auslegung

4.3.1 Sicherheitsfaktoren

Kollapsfestigkeit		1,0
Innendruckfestigkeit		1,1
Axialfestigkeit Rohrkörper (Zug)		1,25
Axialfestigkeit Rohrkörper Ankerrohre (Druck)		1,1
Axialfestigkeit Verbinder (Zug)	< 13 3/8“	1,6
	≥ 13 3/8“	1,8
Axialfestigkeit Verbinder Ankerrohre (Druck)		1,1
Triaxialfestigkeit		1,25

Bei Dampfflutbohrungen können abweichende Sicherheitsfaktoren erforderlich sein.

4.3.2 Temperaturprofil

Bei Produktionsrohrtouren/Linerverlängerungen

Temperatur bei Förderung in Teufe n:

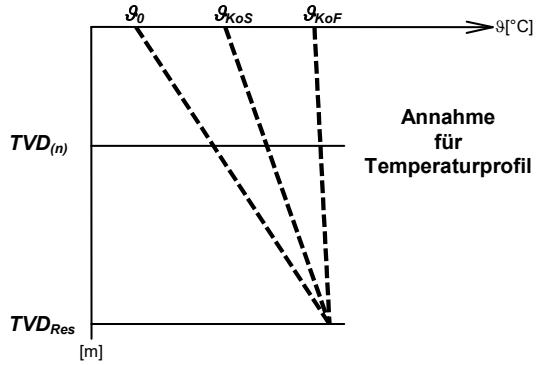
$$\vartheta = \vartheta_{KoFö} + \frac{\gamma \frac{TVD_{Res}}{100} + \vartheta_0 - \vartheta_{KoFö}}{TVD_{Res}} TVD_{(n)} \left[°C\right]$$

Temperatur bei Stillstand (nach Abkühlung) in Teufe n:

$$\vartheta = \vartheta_{KoSt} + \frac{\gamma \frac{TVD_{Res}}{100} + \vartheta_0 - \vartheta_{KoSt}}{TVD_{Res}} TVD_{(n)} \left[°C\right]$$

Bei Nicht-Produktionsrohrtouren:

$$\vartheta = \vartheta_0 + \gamma \frac{TVD_{Res}}{100} \left[°C\right]$$



Daten:

TVD_{Res}	Reservoirteufe
ϑ_0	Temperatur an der Erdoberfläche
$\vartheta_{KoFö}$	Temperatur am Bohrlochkopf bei Förderung
ϑ_{KoSt}	Temperatur am Bohrlochkopf bei Stillstand nach Abkühlung
γ	Temperaturgradient

4.3.3 Warmfestigkeit

Die Festigkeit ist von der Temperatur abhängig. Für Futterrohrberechnungen sind die Herstellerangaben für das Rohrmaterial zu verwenden. Zwischen den vom Hersteller gelieferten Daten darf linear interpoliert werden. Im Anhang 3 sind die derzeit bekannten Daten für die von WEG- Mitgliedern häufig verwendeten Rohre enthalten.

4.3.4 Auftriebskraft / neutrale Ebene

Berechnung der Auftriebskraft und der neutralen Ebene gemäß 4.1.3.1.1 und 4.1.3.1.2.

In der neutralen Ebene wirkt keine Axiallast auf den Rohrkörper.

Es gilt:

$$F_A = F_{G(NE)}$$

Außerhalb der neutralen Ebene gilt folgendes:

Ist $F_{G(n)} - F_A$ positiv $\Rightarrow$ Zugspannung

ist $F_{G(n)} - F_A$ negativ $\Rightarrow$ Druckspannung

Daten:

$F_{G(n)}$	Gewichtskraft der Rohrlänge unterhalb der Teufe n
$F_{G(NE)}$	Gewichtskraft der Rohrlänge in Luft unterhalb der neutralen Ebene

4.3.5 Absetzlast

Bei zutage zementierten Rohrtouren (mit Ausnahme von Ankerrohrtouren) werden die Abfangkeile (z.B. Keile mit separatem Dichtelement) lediglich zur Zentrierung und Abdichtung der Rohre eingebracht.
Nicht zutage zementierte Rohrtouren sind so abzuhängen, dass die beim späteren Weiterbohren oder Fördern temperaturbedingten Spannungs- bzw. Längenänderungen kompensiert werden. Dadurch wird ein Ausknicken (Buckling) oberhalb des Zementkopfes bzw. eine Auf- oder Abwärtsbewegung der Rohrtour im Bereich der Abfangkeile verhindert.
Sofern keine entsprechenden EDV-Programme (welche die Spannungsänderungen in Abhängigkeit von Temperatur, Innen- und Außendruck sowie Spülungsdichte innen und außen berechnen) angewendet werden, kann die erforderliche Absetzlast wie folgt ermittelt werden:
Berechnung der mittleren Temperaturdifferenz
zwischen dem Temperaturverlauf zum Zeitpunkt des Rohreinbaus und dessen Änderung beim Weiterbohren oder Fördern:

$$\Delta\vartheta = \left(\vartheta_K - \vartheta_O\right)\left(1 - \frac{TVD_{ZK}}{2 * TVD_{Res}}\right)$$

Berechnung der Vorspannkraft,
mittels der sich die durch die mittlere Temperaturdifferenz hervorgerufene Längenänderung kompensieren lässt:

$$\Delta L = TVD_{ZK}\ \alpha\ \Delta t$$

$$F_V = \frac{E * A * \Delta L}{TVD_{ZK}} = E * A * \alpha * \Delta t * 10^{-3}$$

Daten:

TVD_{ZK}	Teufe des Zementkopfes
TVD_{Res}	Teufe des Reservoirs
ϑ_0	Temperatur an der Erdoberfläche
ϑ_K	Temperatur am Bohrlochkopf bei der Förderung bzw. beim Weiterbohren

Rohrabsetzlast:

Diese setzt sich zusammen aus der Vorspannkraft sowie dem Eigengewicht der Rohre in Luft oberhalb des Zementkopfes. Dadurch wird sichergestellt, dass bei temperaturbedingtem Abbau der Vorspannkraft keine ,,Buckling" verursachende Druckbelastung auftreten kann. Weiterhin ist dadurch eine je nach Bauart der verwendeten Futterrohrabfangkeile erforderliche Mindestlast (zur Aktivierung der Dichtelemente) sichergestellt.

Ist $F_{GR} > F_K$, errechnet sich die Rohrabsetzlast aus der Formel:

$$F_{RA} = F_V + F_G$$

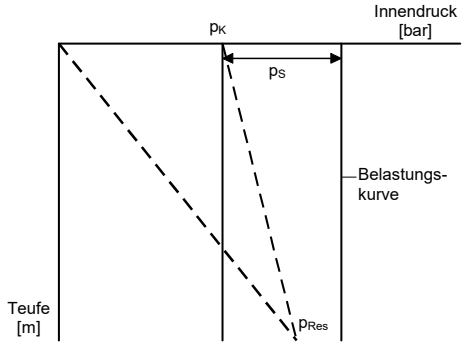
Ist das Eigengewicht der Rohre in Luft oberhalb des Zementkopfes geringer als die erforderliche Mindestlast für die Abfangkeile, so ergibt sich die Rohrabsetzlast aus der Summe von Vorspannkraft und Mindestlast für die Abfangkeile. Ist $F_{GR} \leq F_K$, errechnet sich die Rohrabsetzlast aus der Formel:

$$F_{RA} = F_V + F_K$$

4.3.6 Kopfdruck

Der maximale Kopfdruck einer Gassonde kann mit unterschiedlichen Berechnungsverfahren ermittelt werden. Unter 4.3.6.1 ist eine Möglichkeit angeführt.

4.3.6.1 Kopfdruck bei Produktion



Formel für Berechnung:

$$p_{Res}{}^2 = p_K^2 * e^S + \left[\frac{0{,}0000595 * f * dV * \vartheta_{Av} * Z_{Av} * Q^2 * MD \quad * \quad (e^S - 1)}{S * ID^5} \right]$$

$$S = \frac{0{,}06835 * dV * TVD}{T_{AV} * Z_{AV}}$$

Bei eingeschlossener Bohrung (Q=0) gilt für den Kopfdruck:

$$p_{Res}{}^2 = p_K^2 * e^S$$

$$p_K^2 = \frac{p_{Res}^2}{e^S}$$

und $$p_K = \frac{p_{Res}}{e^{\left(\frac{0{,}03418 * dV * TVD}{Z_{AV} * T_{AV}}\right)}}$$

Der Z- Faktor kann mit Hilfe des Diagramms nach Standing & Katz bzw. mit Korrelationen (z.B. Dranchuk et al., Yarborough and Hall, Brill, AGA etc.) bestimmt werden. Nachfolgend ist eine Korrelation nach Dranchuk et al aufgeführt.

Berechnung des Z-Faktors (nach Dranchuk et al):

p_{Pr}	pseudoreduzierter Druck (-)
ϑ_{Pr}	pseudoreduzierte Temperatur (-)
p_C	kritischer Druck (bar)
ϑ_C	kritische Temperatur (K)
ρ_R	pseudoreduzierte Dichte (-)
d_V	relative Gasdichte (Luft = 1)

Gültigkeitsrange: $1 \le \vartheta_{Pr} < 3.0$ und $0 < P_{Pr} < 30$

$$Z = \frac{0{,}27 p_{Pr}}{\rho_R \vartheta_{Pr}}$$

mit $p_{Pr} = \frac{p}{p_C}$

und $\vartheta_{Pr} = \frac{\vartheta}{\vartheta_C}$

$$p_c = \frac{677 + 15\,dV - 37{,}5\,dV^2}{14{,}5038}\,[bar]$$

$$\vartheta_c = \frac{168 + 325\,dV - 12{,}5\,dV^2}{1{,}8}\,[°K]$$

Die pseudoreduzierte Dichte ρ_R muss iterativ ermittelt werden:

$$\rho_{R_{i+1}} = \rho_{R_i} - \frac{f(\rho_R)}{f'(\rho_R)}$$

mit $f'(\rho_R) = 1$. Ableitung von $f(\rho_R)$

$$f(\rho_R) = A\rho_R^{\,6} + B\rho_R^{\,3} + C\rho_R^{\,2} + D\rho_R + E\rho_R^{\,3} * \left(1 + F\rho_R^{\,2}\right) * e^{-F\rho_R^{\,2}} - G$$

$$f'(\rho_R) = 6A\rho_R^{\,5} + 3B\rho_R^{\,2} + 2C\rho_R + D + E\rho_R^{\,2} * \left[3 + F\rho_R^{\,2}\left(3 - 2F\rho_R^{\,2}\right)\right] * e^{-F\rho_R^{\,2}}$$

mit den “Konstanten”

$$A = 0{,}06423$$

$$B = 0{,}5353\,\vartheta_{Pr} - 0{,}6123$$

$$C = 0{,}3151\,\vartheta_{Pr} - 1{,}0467 - \frac{0{,}5783}{\vartheta_{Pr}^{\,2}}$$

$$D = \vartheta_{Pr}$$

$$E = \frac{0{,}6816}{\vartheta_{Pr}^{\,2}}$$

$$F = 0{,}6845$$

$$G = 0{,}27\,p_{Pr}$$

Die Iterationsschleife ist zu durchlaufen bis die Bedingung

$$\left|\rho_{R_{i+1}} - \rho_{R_i}\right| < 0{,}001$$

erfüllt ist. Diese pseudoreduzierte Dichte wird dann in die Gleichung für den Z-Faktor eingesetzt.

Die Iteration ist mit $\rho_{R_0} = \frac{0{,}27\,p_{Pr}}{\vartheta_{Pr}}$ zu starten.

Soll ein mittlerer Z- Faktor für einen Druck - und Temperaturbereich berechnet werden (z. B. Gassäule), so ist in der Gleichung für den pseudoreduzierten Druck anstelle von *p* ein mittlerer Druck p_{AV} und in der Gleichung für die pseudoreduzierte Temperatur anstelle von ϑ eine mittlere Temperatur ϑ_{AV} einzusetzen.

Die Belastungslinie Innendruck ergibt sich wie folgt:

$$p = p_K + p_S + (G_{Kfl} - G_{Sw})\,TVD_{(n)}$$

Bei Öl oder Lauge ist wie folgt zu verfahren:

Berechnung der Belastungslinie:

$$p = p_{K\,max} + (G_{Kfl} - G_{Sw})\,TVD_{(n)}$$

mit $p_{K\,max} = (G_{Res} - G_{Öl}\,^*)\,T_{Res} + p_s$

* bzw. G_{Sw} (Lauge, Versenkbohrung)

4.3.6.2 Sicherheitsreserve

Für die Auslegung von Produktionsrohrtouren auf Innendruck muss bei Gasbohrungen zusätzlich zum zu erwartenden maximalen Bohrlochkopfdruck (p_K) eine Sicherheitsreserve (p_S) berücksichtigt werden, die wie folgt ermittelt wird:

$$p_S = 0{,}25\,p_K$$

Die Sicherheitsreserve soll mindestens 100 bar betragen, es sei denn, es liegen abweichende Feldeserfahrungen vor.

4.3.7 Rohrfestigkeiten

Die Berechnung der Rohrfestigkeiten erfolgt normalerweise auf Grundlage der API Bul 5C3 / ISO 10400. Werden Rohre verwendet, die davon abweichende Festigkeiten aufweisen, so sind die vom Hersteller verwendeten Berechnungsgrundlagen anzuwenden.

4.3.7.1 Kollaps

API Rohre sind nach API Bul 5C3 / ISO 10400 zu berechnen.

4.3.7.1.1 High Collapse (HC) / Non- API Rohre

High Collapse Rohre haben gegenüber API-Rohren höhere Kollapsfestigkeiten. Diese werden durch engere Toleranzen für z.B. Ovalität, Wandstärke und Streckgrenze erreicht. Werden solche Rohre eingesetzt, sind die Berechnungsgrundlagen vom Hersteller festzulegen, nach denen die Kollapsfestigkeiten für den vorgesehenen Einsatz ermittelt werden können.

4.3.7.1.2 Konzentrisch zementierte Rohre

Bei ineinander zementierten Futterrohren errechnet sich rein theoretisch die Kollapsfestigkeit des Verbundsystems als Summe der Einzelkollapsfestigkeiten. Voraussetzung hierfür ist eine gute Zentrierung der Rohre ineinander und eine Zementation mit homogenem Zementstein ohne Kanal- und Taschenbildung.
Da die Erzielung einer optimalen Zementationsgüte mit diversen Risiken behaftet ist, sollte die Betrachtung des Verbundsystems nur in begründeten Ausnahmefällen zur Anwendung kommen.

4.3.7.1.3 Auslegung in drückenden Formationen

Zur Beherrschung der höheren Drücke sollen bevorzugt Futterrohre mit größerer Wandstärke (Dickwandrohre) gewählt werden, da hiermit ungleichmäßigen Belastungen durch die drückenden Formationen am ehesten Rechnung getragen werden kann. Für den Fall, dass durch die Wandstärke der erforderliche Innendurchmesser nicht mehr gegeben ist, kann auch die dickere Wandstärke durch die Wahl eines größeren Außendurchmessers (außenverstärkte Futterrohre) erreicht werden. Erst wenn Clearanceverhältnisse oder Stranggewicht dagegen sprechen, ist auf Futterrohre höherer Qualität auszuweichen.

Um eine möglichst gleichförmige Belastung der Futterrohre auch in den sich plastisch verhaltenden Bereichen zu erzielen, muss der Ringraum zementiert werden.

Drückenden Formationen wird normalerweise durch den Formationsgradienten

0,23 bar/m als Außendruckgradient Rechnung getragen.

Dickwandige Rohrbereiche, die aufgrund von plastischen Formationen benötigt werden, sollten mindestens 20 m in die darüber und darunter liegenden Formationen reichen (Überlappung jeweils 20 m).

Obwohl aufgrund der Auslegung mit einem Gradienten von 0,23 bar/m Standardrohre ausreichend wären, hat sich in folgenden Fällen die Verwendung von außenverstärkten Futterrohren bewährt:

- In der Zwischenrohrtour
  - in Bereichen sich schon während des Bohrens plastisch verhaltender Formationen (Salze, Salztone, Mischsalzstrecken, etc.).
  - in Bereichen sich plastisch verhaltender Formationen, in denen später ein Linerhänger abgesetzt werden soll (Salze, Salztone, Mischsalzstrecken, etc.). In diesen Fällen sollen die außenverstärkten Futterrohre von 20 m unterhalb des Salinars/Absetzpunktes bis 70 m oberhalb des Hängers reichen (Reserve für Manipulationen beim Abhängen, bzw. für den Fall, dass der Liner aus technischen Gründen nicht bis zur vorgesehenen Absetzteufe eingebaut werden kann).

  Wird durch den Einbau außenverstärkter Futterrohre in einer Zwischenrohrtour den Kollapskriterien einer Produktionsrohrtour bereits entsprochen, ist bei nachfolgenden Rohrtouren in diesen Bereichen eine erneute Auslegung gegen Außendruck in drückenden Formationen nicht erforderlich.
- In der Produktionsrohrtour
  - im Bereich sich plastisch verhaltender Salze/Salztone und Mischsalzstrecken (z.B. im Keuper-, Muschelkalk-, Rötsalinar, Zechstein und Rotliegendes).
  - in Salzstrecken, in denen ein Linerhänger oder Produktionspacker platziert werden soll.

  Im letztgenannten Fall erfolgt die Anordnung außenverstärkter Rohre ca. 30 m unterhalb und ca. 70 m oberhalb Linerhänger bzw. Produktionspacker (Reserve für Manipulationen beim Abhängen/Setzen, bzw. für den Fall, dass der Liner aus technischen Gründen nicht bis zur vorgesehenen Absetzteufe eingebaut werden kann).

Wird der Einsatz von außenverstärkten Futterrohren erforderlich, so sind diese bevorzugt in der Produktionsrohrtour einzuplanen, es sei denn, bohrtechnische Gründe sprechen dagegen.

4.3.7.2 Burst

API Rohre sind nach API Bul 5C3 / ISO 10400 zu berechnen.

4.3.7.3 Zug

API Rohre sind nach API Bul 5C3 / ISO 10400 zu berechnen.

4.3.8 Verbinderfestigkeiten

Die axialen Zug- und Druckfestigkeiten von Verbindern können unterschiedlich sein. Für Nicht-API Verbinder sind die Angaben des Herstellers zu berücksichtigen.

Für Produktionsrohrtouren in Gasbohrungen sind Verbinder mit metallischem Dichtsitz zu verwenden, wie z. B. BDS, MUST, VAM Top.

Um Schäden am Dichtsitz auszuschließen, sollte auf teflonbasische Dicht-/ Schmiermittel verzichtet werden. Als Schmiermittel werden API-modified Fette bevorzugt.

4.3.8.1 Biegung

Die Verbinderfestigkeit wird durch Biegung reduziert. Bei nicht API-Verbindern ist vom Hersteller die Verbinderfestigkeit in Abhängigkeit der Biegung anzugeben.

4.3.8.2 Burst

Die Innendruckfestigkeit wird für API-Verbinder nach API Bul 5C3 / ISO 10400 berechnet. Bei Non-API-Verbindern ist die Innendruckfestigkeit vom Hersteller anzugeben.

4.3.8.3 Zug bzw. Kompression

Bei 18 5/8"-Rohren und größer sind wegen der Gefahr des Abstreifens und des Kreuzverschraubens vorzugsweise Big Omega-Verbinder oder ähnliche einzusetzen.

Da bei Verbindern die Zug- und Kompressionsfestigkeiten unterschiedlich sein können, sind diese beim Hersteller zu erfragen.

Treten Kompressionslasten gemäß 4.1.3.1.9 auf, sollten für die ersten 100 m von Gasbohrungen mit einer 18 5/8“ Ankerrohrtour Buttress oder gleich- bzw. höherwertige Verbinder in der Materialgüte N-80 oder höher vorgesehen werden.

4.3.9 Verschleiß

Um dem erhöhten Abrieb durch auftretende Seitenkräfte insbesondere im Neigungsaufbau- und Neigungsabbaubereich Rechnung zu tragen, sollten unter Beachtung der Gesamtneigung und der zu erwartenden Bohrzeiten aus der jeweiligen Rohrtour heraus die Rohre wie folgt ausgelegt werden:

Im Bereich des Neigungsaufbaus/Neigungsabbaus und für den Bohrlochbereich mit konstanter Neigung >10° ist mindestens eine Wandstärkenerhöhung vorzusehen. Etwaige zusätzliche Wandstärkenerhöhungen errechnen sich gegebenenfalls aus Verschleißmodellen.

Zur Verschleißvorhersage bei der Rohrauslegung sollten möglichst EDV-gestützte Verschleißmodelle zugrunde gelegt werden.

Dem allgemeinen Verschleißverhalten Rechnung tragend, sollten vorzugsweise Rohre niedrigerer Gütestufen eingesetzt werden. Sollte eine Erhöhung der Wandstärke nicht möglich sein, ist auf höherwertige Rohrqualitäten zurückzugreifen.

Operative Maßnahmen zur Verschleißminderung sind z.B.:

- Einsatz von Meißeldirektantrieb
- Verbesserung der Schmierfähigkeit der Spülung
- Einsatz von Protektoren
- spezielle Panzerung der Gestängeverbinder
- Vermeidung von Casing Buckling

4.3.10 Besonderheiten

Wird der Einsatz eines Untertage-Sicherheitsventils (subsurface safety valve) gefordert, sind bei der Planung bis zu einer Teufe von ca. 100 m Rohre ausreichenden Innendurchmessers zu berücksichtigen (z.B. 7 ⅝"-Rohre bei 7”- Produktionsrohrtour).

4.4 Angaben der Hersteller

Folgende physikalische Größen sollten vom Hersteller angegeben werden, soweit erforderlich:

4.4.1 Material

- Gütebezeichnung
- Streckgrenze
  - Min.
  - Max.
- Zugfestigkeit
- Elastizitätsmodul
- Poissonsche Zahl
- Ausdehnungskoeffizient
- Anisotropic Yield
  - Radial
  - Hoop
- Thermische Reduzierung der Streckgrenze und Zugfestigkeit [2]
- Minimale Temperatur für H2S – Einsatz bei entsprechenden Spannungen

4.4.2 Rohrkörper

- Außendurchmesser
- Metergewicht
- Gütebezeichnung
- Wandstärke
- Innendurchmesser
- Kaliberdurchmesser
- Maximaler Innendruck
- Maximaler Außendruck
- Maximale axiale Last
- Für Non-API-Rohre die Berechnungsformel für Außendruckberechnung

[2] bis 350°C für Rohrmaterial in Dampfflutprojekten

4.4.3 Verbinder

- Rohraußendurchmesser
- Rohrgewicht
- Rohrgüte
- Verbinderbezeichnung
- Dichtungstyp
- Verbinderaußendurchmesser
  - Regular
  - Special
- Verbinderinnendurchmesser
- Muffenlänge
- Verbinderfestigkeit
  - Axialzug
    - Regular
    - Special
  - Axialdruck
    - Regular
    - Special

- Maximaler Innendruck
  - Regular
  - Special
- Maximal erlaubte Biegung
  - Regular
  - Special
- Verschraubmomente[3]
  - Regular (Min., Max., Optimum bzw. Markierung)
  - Special (Min., Max., Optimum bzw. Markierung)
- Verbinder-, Außendruck- und Innendruckdruckfestigkeit in Abhängigkeit von Biegung

[3] bzw. Merkmale zur Beurteilung der einwandfreien Verschraubung z.B. Zeichen, Shoulder Torque

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

A	= Querschnittsfläche des Rohres	[mm²]
D	= Rohraußendurchmesser	[mm]
E	= Elastizitätsmodul (z.B. für Stahl 2,06 10^5)	[N/mm²]
F	= Kraft	[kN]
G	= Druckgradient	[bar/m]
g	= Erdbeschleunigung	[m/s²]
d	= Rohrinnendurchmesser	[mm]
L	= Länge	[m]
ΔL	= Längenänderung der Rohrtour	[m]
MD	= gemessene Teufe (Bohrmeisterteufe)	[m]
p	= Druck	[bar]
Q	= Förderrate	[m³(Vn)/h]
R	= Warmstreckgrenze	[N/mm²
T	= Teufe	[m]
TVD	= vertikale Teufe (Saigerteufe)	[m]
t	= Wandstärke	[mm]
d_V	= rel. Gasdichte (Luft = 1; ρair =1,2923 g/m³ Vn)	[-]
V	= Volumen	[m³]
Z	= Z-Faktor	[-]
α	= Längenausdehnungskoeffizient	[1/°C]
γ	= Temperaturgradient	[°C/100m]
ϑ	= Temperatur	[°C]
φ	= Neigung des Bohrloches	[°]
ρ	= Dichte	[kg/l]

5 LITERATURVERZEICHNIS

API 5C2 / ISO 10400
API 5C3 / ISO 10400
API 5CT / ISO 11960
Dokumentation „StressCheck“ (Fa. Landmark)
„Petroleum Well Construction“ (Economides/Waters/Dunn-Norman)

ANHANG 1 AUSLEGUNG EINER GASBOHRUNG-FLOW CHART

WEG-Futterrohrauslegung einer Gasbohrung (Standard)-Flow Chart

ANHANG 2 INPUT DATEN.

Die folgenden Berechnungen basieren auf theoretischen Annahmen, die im Einzelfall abweichen können.

GENERAL DATA

Description:	WEG Muster Z1
Well Options, Deviated:	Yes
Well Options, Offshore:	No
Well TD (MD):	4876.5 m
Reference Point:	MGL
Elevation:	0.0 m
Origin N:	0.0 m
Origin E:	0.0 m
Azimuth:	0.00 deg

CASING SCHEME

	OD (in)	Name	Type	Hole Size (in)	Measured Depths (m)			Mud at Shoe (s.g.)
					Hanger	Shoe	TOC	
1	32"	Conductor	Casing	36.000	0.0	80.0	0.0	1.000
2	18 5/8"	Surface	Casing	23.000	0.0	1200.0	0.0	1.150
3	13 3/8"	Intermediate	Casing	16.000	0.0	2890.0	800.0	1.300
4	9 5/8"	Production	Casing	12.250	0.0	4020.0	2800.0	1.700
5	7"	Production	Liner	8.375	3920.0	4570.0	3920.0	1.900
6	4 1/2"	Production	Liner	5.875	4520.0	4875.0	4520.0	1.500

PRODUCTION DATA

Packer Fluid Density:	1.032 s.g.
Packer Depth, MD:	4510.0 m
Perforation Depth, MD:	4713.0 m
Gas Gravity:	0.70

SURVEY EDITOR

	Data-Entry Mode	MD (m)	INC (deg)	AZ (deg)	TVD (m)	DLS (deg/30m)	Max DLS (deg/30m)	Vsection (m)	Departure (m)
1	MD-INC-AZ	0.0	0.00	0.00	0.0			0.0	0.0
2	MD-INC-AZ	3900.0	0.00	0.00	3900.0	0.000	0.000	0.0	0.0
3	MD-INC-AZ	3950.0	0.00	0.00	3950.0	0.000	0.000	0.0	0.0
4	MD-INC-AZ	4000.0	0.00	0.00	4000.0	0.000	0.000	0.0	0.0
5	MD-INC-AZ	4080.0	0.00	0.00	4080.0	0.000	0.000	0.0	0.0
6	MD-INC-AZ	4110.0	3.00	26.57	4110.0	3.000	3.000	0.7	0.8
7	MD-INC-AZ	4140.0	6.00	26.57	4139.9	3.000	3.000	2.8	3.1
8	MD-INC-AZ	4170.0	9.00	26.57	4169.6	3.000	3.000	6.3	7.1
9	MD-INC-AZ	4200.0	12.00	26.57	4199.1	3.000	3.000	11.2	12.5
10	MD-INC-AZ	4230.0	15.00	26.57	4228.3	3.000	3.000	17.5	19.5
11	MD-INC-AZ	4260.0	18.00	26.57	4257.1	3.000	3.000	25.1	28.0
12	MD-INC-AZ	4290.0	21.00	26.57	4285.3	3.000	3.000	34.0	38.1
13	MD-INC-AZ	4320.0	24.00	26.57	4313.0	3.000	3.000	44.3	49.5
14	MD-INC-AZ	4334.7	25.47	26.57	4326.4	3.000	3.000	49.8	55.7
15	MD-INC-AZ	4338.0	25.80	26.57	4329.4	3.000	3.000	51.1	57.1
16	MD-INC-AZ	4380.0	25.80	26.57	4367.2	0.000	0.000	67.4	75.4
17	MD-INC-AZ	4410.0	25.80	26.57	4394.2	0.000	0.000	79.1	88.4
18	MD-INC-AZ	4800.0	25.80	26.57	4745.3	0.000	0.000	230.9	258.2
19	MD-INC-AZ	4830.0	25.80	26.57	4772.3	0.000	0.000	242.6	271.2
20	MD-INC-AZ	4845.8	25.80	26.57	4786.6	0.000	0.000	248.8	278.1
21	MD-INC-AZ	4859.3	25.80	26.57	4798.7	0.000	0.000	254.0	284.0
22	MD-INC-AZ	4876.5	25.80	26.57	4814.2	0.000	0.000	260.7	291.5

DOGLEG SERVERITY OVERRIDES

	Top, MD (m)	Base, MD (m)	DLS (deg/30m)
1			

PORE PRESSURE

	Vertical Depth (m)	Pore Pressure/EMW (bar)	Pore Pressure/EMW (s.g.)	Permeable Zones
1	0.0	1.01	1.000	Yes
2	950.0	94.00	1.000	Yes
3	1100.0	108.69	1.000	No
4	1101.0	124.95	1.150	No
5	2000.0	226.15	1.150	No
6	2800.0	316.20	1.150	No
7	2950.0	333.09	1.150	Yes
8	2951.0	405.42	1.400	Yes
9	3980.0	546.43	1.400	Yes
10	3981.0	643.99	1.650	No
11	4020.0	650.29	1.650	No
12	4500.0	727.81	1.650	No
13	4570.0	739.12	1.650	Yes
14	4571.0	627.42	1.400	Yes
15	4815.0	660.86	1.400	Yes

FRAC GRADIENT

	Vertical Depth (m)	Frac Pressure/EMW	
		(bar)	(s.g.)
1	2950.0	535.22	1.850
2	2951.0	665.39	2.300
3	3040.0	685.43	2.300
4	3041.0	551.70	1.850
5	3270.0	593.17	1.850
6	3271.0	737.43	2.300
7	3450.0	777.73	2.300
8	3451.0	609.06	1.800
9	4000.0	705.79	1.800
10	4001.0	901.78	2.300
11	4570.0	1029.88	2.300
12	4571.0	806.39	1.800
13	4815.0	849.38	1.800

SQUEEZING SALT/SHALE

	Zone Top TVD (m)	Base TVD (m)	Overburden Pressure at Top		Overburden Pressure at Base	
			(bar)	(s.g.)	(bar)	(s.g.)
1	2950.0	3040.0	665.16	2.300	685.43	2.300
2	3270.0	3450.0	737.21	2.300	777.73	2.300
3	4000.0	4510.0	901.56	2.300	1016.38	2.300

UNDISTURBED TEMPERATURE

Surface Ambient:	10.00 deg C
Bottomhole Temperature - 4815.5 m TVD:	154.51 deg C
Bottomhole Gradient - 4815.5 m TVD:	0.900 deg C/30m

DESIGN PARAMETER (18 5/8” Surface Casing)

Design Factor (Pipe) - Axial:	1.250
Design Factor (Coupling) - Axial:	1.800
Design Factor (Pipe) - Burst:	1.100
Design Factor (Coupling) - Burst:	1.100
Design Factor (Pipe) - Collapse:	1.000
Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250
Minimum Internal Drift Diameter:	16.000 in
Single External Pressure Profile:	No
Temperature Deration:	Yes
Limit to Frac at Shoe:	No
Buckling:	No

INITIAL CONDITIONS (18 5/8” Surface Casing)

Mix-Water Density:	1.000 s.g.
Lead Slurry Density:	1.600 s.g.
Displacement Fluid Density:	1.150 s.g.
Float Collar Depth, MD:	1200.0 m
Applied Surface Pressure:	25.00 bar
Slackoff Force:	0.0000 tonne
Temperatures:	User-entered

Vertical Depth (m)	**Temperature (deg C)**
0.0 m	10.00 deg C
1200.0 m	46.00 deg C

BURST LOADS DATA (18 5/8” Surface Casing)

Drilling Load:	**Gas Kick Profile**
Influx Depth, MD:	2890.0 m
Kick Volume:	11.00 m³
Kick Intensity	0.060 s.g.
Maximum Mud Weight:	1.300 s.g.
Kick Gas Gravity:	0.70
Frac at Shoe:	218.32 bar
Drill Pipe OD:	6.625 in
Collar OD:	9.500 in
Collar Length:	135.0 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Drilling Load:	**Surface Protection (BOP)**
Frac at Shoe:	218.32 bar
Gas Gravity:	0.70
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

External Pressure:	**Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)**
TOC, MD:	0.0 m
Prior Shoe, MD:	80.0 m
Mud Weight Above TOC:	1.150 s.g.
Fluid Gradient Below TOC:	1.000 s.g.
Pore Pressure In Open Hole:	No

COLLAPSE LOADS DATA (18 5/8” Surface Casing)

Drilling Load:	**Lost Returns with Mud Drop**
Lost Returns Depth, MD:	2890.0 m
Pore Pressure at Lost Returns Depth:	326.33 bar
Pore Pressure Gradient at Lost Returns Depth:	1.150 s.g.
Mud Weight:	1.300 s.g.
Mud Drop Level, MD:	333.5 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

External Pressure:	**Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)**
TOC, MD:	0.0 m
Prior Shoe, MD:	80.0 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.150 s.g.
Fluid Gradient Below TOC:	1.150 s.g.
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

AXIAL LOADS DATA (18 5/8” Surface Casing)

Running in Hole - Avg. Speed:	0.50 m/s
Overpull Force:	0.0000 tonne
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0.0000 tonne
Post-Cement Static Load:	Yes
Service Loads:	Yes

COMPRESSION LOAD CHECK (18 5/8” Surface Casing)

Wellhead (or BOP) Weight:	35.0000 tonne
Tubing Weight:	90.0000 tonne
Tubing Stability (or Setting) Load:	10.0000 tonne
Surface Casing:	18 5/8", 87.50 lbm/ft, N-80
Axial Compressive Force:	656.6371 tonne
Absolute Safety Factor:	1.37

STRING SECTIONS (18 5/8”) Surface Casing)

Top, MD (m)	Base, MD (m)	OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade
0.0	100.0	18 5/8"	87.50	N-80
100.0	1200.0	18 5/8"	87.50	K-55

CONNECTIONS (18 5/8” Surface Casing)

Pipe Section	Connection		Conn Safety Factor (Abs)	
	Type	Grade	Burst	Axial
18 5/8", 87.50 lbm/ft, N-80	BTC	N-80	3.94	4.65
18 5/8", 87.50 lbm/ft, K-55	BTC	K-55	3.49	3.74

DESIGN PARAMETER (13 3/8” Intermediate Casing)

Design Factor (Pipe) - Axial:	1.250
Design Factor (Coupling) - Axial:	1.800
Design Factor (Pipe) - Burst:	1.100
Design Factor (Coupling) - Burst:	1.100
Design Factor (Pipe) - Collapse:	1.000
Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250
Minimum Internal Drift Diameter:	12.250 in
Single External Pressure Profile:	No
Temperature Deration:	Yes
Limit to Frac at Shoe:	No
Buckling:	Yes

INITIAL CONDITIONS (13 3/8” Intermediate Casing)

Mix-Water Density:	1.000 s.g.
Lead Slurry Density:	1.400 s.g.
Tail Slurry Density:	1.700 s.g.
Tail Slurry Length:	1000.0 m
Displacement Fluid Density:	1.650 s.g.
Float Collar Depth, MD:	2890.0 m
Applied Surface Pressure:	100.00 bar
Slackoff Force:	0.0000 tonne
Temperatures:	Default

Vertical Depth (m)	**Temperature (deg C)**
0.0 m	10.00 deg C
2890.0 m	96.70 deg C

BURST LOADS DATA (13 3/8” Intermediate Casing)

Drilling Load:	**Gas Kick Profile**
Influx Depth, MD:	4020.0 m
Kick Volume:	11.00 m³
Kick Intensity	0.060 s.g.
Maximum Mud Weight:	1.700 s.g.
Kick Gas Gravity:	0.70
Frac at Shoe:	524.36 bar
Drill Pipe OD:	6.625 in
Collar OD:	9.500 in
Collar Length:	120.0 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Drilling Load:	**Surface Protection (BOP)**
Frac at Shoe:	524.36 bar
Gas Gradient:	0.02262 bar/m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Drilling Load:	**Pressure Test**
Test Pressure:	180.00 bar
Mud Weight:	1.300 s.g.
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

External Pressure:	**Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)**
TOC, MD:	800.0 m
Prior Shoe, MD:	1200.0 m
Mud Weight Above TOC:	1.150 s.g.
Fluid Gradient Below TOC:	1.000 s.g.
Pore Pressure In Open Hole:	No

COLLAPSE LOADS DATA (13 3/8” Intermediate Casing)

Drilling Load:	**Lost Returns with Mud Drop**
Lost Returns Depth, MD:	2900.0 m
Pore Pressure at Lost Returns Depth:	327.46 bar
Pore Pressure Gradient at Lost Returns Depth:	1.150 s.g.
Mud Weight:	1.700 s.g.
Mud Drop Level, MD:	938.2 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

External Pressure:	**Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)**
TOC, MD:	800.0 m
Prior Shoe, MD:	1200.0 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.300 s.g.
Fluid Gradient Below TOC:	1.300 s.g.
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

AXIAL LOADS DATA (13 3/8” Intermediate Casing)

Running in Hole - Avg. Speed:	0.50 m/s
Overpull Force:	0.0000 tonne
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0.0000 tonne
Service Loads:	Yes

STRING SECTIONS (13 3/8” Intermediate Casing)

Top, MD (m)	Base, MD (m)	OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade
0.0	700	13 3/8"	68.00	N-80
700	1200	13 3/8"	68.00	K-55
1200	2890	13 3/8"	68.00	N-80

CONNECTIONS (13 3/8” Intermediate Casing)

Pipe Section	Connection		Conn Safety Factor (Abs)	
	Type	Grade	Burst	Axial
13 3/8", 68.00 lbm/ft, N-80	BTC	N-80	1.34	1.83
13 3/8", 68.00 lbm/ft, K-55	BTC	K-55	1.52	1.84
13 3/8", 68.00 lbm/ft, N-80	BTC	N-80	1.67	2.67

DESIGN PARAMETER (10 ¾" / 9 5/8" Production Casing)

Design Factor (Pipe) - Axial:	1.250
Design Factor (Coupling) - Axial:	1.600
Design Factor (Pipe) - Burst:	1.100
Design Factor (Coupling) - Burst:	1.100
Design Factor (Pipe) - Collapse:	1.000
Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250
Minimum Internal Drift Diameter:	8.375 in
Single External Pressure Profile:	No
Temperature Deration:	Yes
Limit to Frac at Shoe:	No
Buckling:	Yes

INITIAL CONDITIONS (10 ¾" / 9 5/8" Production Casing)

Mix-Water Density:	1.150 s.g.
Lead Slurry Density:	1.900 s.g.
Displacement Fluid Density:	1.650 s.g.
Float Collar Depth, MD:	4020.0 m
Slackoff Force:	0.0000 tonne
Temperatures:	Default
Vertical Depth (m)	**Temperature (deg C)**
0.0 m	10.00 deg C
4020.0 m	130.60 deg C

BURST LOADS DATA (10 ¾" / 9 5/8" Production

Production Load:	**Tubing Leak**
Packer Fluid Density:	1.032 s.g.
Packer Depth, MD:	4510.0 m
Perforation Depth, MD:	4713.0 m
Gas Gravity:	0.70
Reservoir Pressure:	640.57 bar
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Production Load:	**Stimulation Surface Leak**
Packer Fluid Density:	1.032 s.g.
Packer Depth, MD:	4510.0 m
Injection Pressure:	600.00 bar
Injection Density:	1.030 s.g.
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

External Pressure:	**Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)**
TOC, MD:	2800.0 m
Prior Shoe, MD:	2890.0 m
Mud Weight Above TOC:	1.150 s.g.
Fluid Gradient Below TOC:	1.150 s.g.
Pore Pressure In Open Hole:	No

COLLAPSE LOADS DATA (10 ¾" / 9 5/8" Production Casing)

Production Load:	**Full Evacuation**
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	**Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)**
TOC, MD:	2800.0 m
Prior Shoe, MD:	2890.0 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.700 s.g.
Fluid Gradient Below TOC:	1.700 s.g.
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

AXIAL LOADS DATA (10 ¾" / 9 5/8" Production Casing)

Running in Hole - Avg. Speed:	0.50 m/s
Overpull Force:	0.0000 tonne
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0.0000 tonne
Service Loads:	Yes

STRING SECTIONS (10 ¾" / 9 5/8" Production Casing)

Top, MD (m)	Base, MD (m)	OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade
0.0	100.0	10 3/4"	65.70	P-110
100.0	2500.0	9 5/8"	53.50	P-110
2500.0	2930.0	9 5/8"	53.50	VM-125 HC
2930.0	3060.0	10 3/4"	109.00	L-80
3060.0	3250.0	9 5/8"	53.50	VM-125 HC
3250.0	3470.0	10 3/4"	109.00	L-80
3470.0	3980.0	9 5/8"	53.50	VM-125 HC
3980.0	4020.0	10 3/4"	109.00	MW-125

CONNECTIONS (10 ¾" / 9 5/8" Production Casing)

Pipe Section	Connection		Conn Safety Factor (Abs)	
	Type	Grade	Burst	Axial
10 3/4", 65.70 lbm/ft, P-110	Vam Top		1.22	2.24
9 5/8", 53.50 lbm/ft, P-110	Vam Top		1.25	2.17
9 5/8", 53.50 lbm/ft, VM-125 HC	Vam Top		1.49	5.32
10 3/4", 109.00 lbm/ft, L-80	MUST IEU		1.92	3.26
9 5/8", 53.50 lbm/ft, VM-125 HC	Vam Top		1.51	7.48
10 3/4", 109.00 lbm/ft, L-80	MUST IEU		1.91	2.41
9 5/8", 53.50 lbm/ft, VM-125 HC	Vam Top		1.52	4.18
10 3/4", 109.00 lbm/ft, MW-125	MUST IEU		3.06	2.52

DESIGN PARAMETER (7 5/8” / 7” Production Liner)

Design Factor (Pipe) - Axial:	1.250
Design Factor (Coupling) - Axial:	1.600
Design Factor (Pipe) - Burst:	1.100
Design Factor (Coupling) - Burst:	1.100
Design Factor (Pipe) - Collapse:	1.000
Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250
Minimum Internal Drift Diameter:	5.875 in
Single External Pressure Profile:	No
Temperature Deration:	Yes
Limit to Frac at Shoe:	No
Buckling:	No

INITIAL CONDITIONS (7 5/8” / 7” Production Liner)

Mix-Water Density:	1.150 s.g.
Lead Slurry Density:	1.900 s.g.
Displacement Fluid Density:	1.900 s.g.
Float Collar Depth, MD:	4570.0 m
Slackoff Force:	0.0000 tonne
Temperatures:	Default

Vertical Depth (m)	**Temperature (deg C)**
3920.0 m	127.60 deg C
4080.0 m	132.40 deg C
4170.0 m	135.09 deg C
4230.0 m	136.85 deg C
4290.0 m	138.56 deg C
4338.0 m	139.88 deg C
4570.0 m	146.15 deg C

BURST LOADS DATA (7 5/8” / 7” Production Liner)

Production Load:	**Tubing Leak**
Packer Fluid Density:	1.032 s.g.
Packer Depth, MD:	4510.0 m
Perforation Depth, MD:	4713.0 m
Gas Gravity:	0.70
Reservoir Pressure:	640.57 bar
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Production Load:	**Stimulation Surface Leak**
Packer Fluid Density:	1.032 s.g.
Packer Depth, MD:	4510.0 m
Injection Pressure:	600.00 bar
Injection Density:	1.030 s.g.
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

External Pressure:	**Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)**
TOC, MD:	3920.0 m
Prior Shoe, MD:	4020.0 m
Mud Weight Above TOC:	1.900 s.g.
Fluid Gradient Below TOC:	1.000 s.g.
Pore Pressure In Open Hole:	No

COLLAPSE LOADS DATA (7 5/8” / 7” Production Liner)

Production Load:	**Full Evacuation**
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

External Pressure:	**Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)**
TOC, MD:	3920.0 m
Prior Shoe, MD:	4020.0 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.900 s.g.
Fluid Gradient Below TOC:	1.900 s.g.
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

AXIAL LOADS DATA (7 5/8” / 7” Production Liner)

Running in Hole - Avg. Speed:	0.50 m/s
Overpull Force:	0.0000 tonne
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0.0000 tonne
Service Loads:	Yes

STRING SECTIONS (7 5/8” / 7” Production Liner)

Top, MD (m)	Base, MD (m)	OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade
3920.0	4000.0	7"	35.00	VM-110 HC
4000.0	4570.0	7 5/8"	59.00	P-110

CONNECTIONS (7 5/8” / 7” Production Liner)

Pipe Section	Connection		Conn Safety Factor (Abs)	
	Type	Grade	Burst	Axial
7", 35.00 lbm/ft, VM-110 HC	Vam Top		3.53	3.96
7 5/8", 59.00 lbm/ft, P-110	MUST NU		4.77	1.99

DESIGN PARAMETER (4 ½" Production Liner)

Design Factor (Pipe) - Axial:	1.250
Design Factor (Coupling) - Axial:	1.600
Design Factor (Pipe) - Burst:	1.100
Design Factor (Coupling) - Burst:	1.100
Design Factor (Pipe) - Collapse:	1.000
Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250
Minimum Internal Drift Diameter:	3.116 in
Single External Pressure Profile:	No
Temperature Deration:	Yes
Limit to Frac at Shoe:	No
Buckling:	No

INITIAL CONDITIONS (4 ½" Production Liner)

Mix-Water Density:	1.150 s.g.
Lead Slurry Density:	1.800 s.g.
Displacement Fluid Density:	1.500 s.g.
Float Collar Depth, MD:	4875.0 m
Slackoff Force:	0.0000 tonne
Temperatures:	Default

Vertical Depth (m)	**Temperature (deg C)**
4520.0 m	144.80 deg C
4859.3 m	153.96 deg C
4875.0 m	154.39 deg C

BURST LOADS DATA (4 ½" Production Liner)

Production Load:	**Tubing Leak**
Packer Fluid Density:	1.032 s.g.
Packer Depth, MD:	4510.0 m
Perforation Depth, MD:	4713.0 m
Gas Gravity:	0.70
Reservoir Pressure:	640.57 bar
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Production Load:	**Stimulation Surface Leak**
Packer Fluid Density:	1.032 s.g.
Packer Depth, MD:	4510.0 m
Injection Pressure:	600.00 bar
Injection Density:	1.030 s.g.
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

External Pressure:	**Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)**
TOC, MD:	4520.0 m
Prior Shoe, MD:	4570.0 m
Mud Weight Above TOC:	1.500 s.g.
Fluid Gradient Below TOC:	1.000 s.g.
Pore Pressure In Open Hole:	No

COLLAPSE LOADS DATA (4 ½" Production Liner)

Production Load:	**Full Evacuation**
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

External Pressure:	**Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)**
TOC, MD:	4520.0 m
Prior Shoe, MD:	4570.0 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.500 s.g.
Fluid Gradient Below TOC:	1.500 s.g.
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

AXIAL LOADS DATA (4 ½" Production Liner)

Running in Hole - Avg. Speed:	0.50 m/s
Overpull Force:	0.0000 tonne
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0.0000 tonne
Service Loads:	Yes

STRING SECTIONS (4 ½" Production Liner)

Top, MD (m)	Base, MD (m)	OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade
4520.0	4875.0	4 1/2"	15.10	P-110

CONNECTIONS (4 ½" Production Liner)

Pipe Section	Connection		Conn Safety Factor (Abs)	
	Type	Grade	Burst	Axial
4 1/2", 15.10 lbm/ft, P-110	Vam Top HT		2.52	4.64

ANHANG 3 TABELLE FÜR WARMFESTIGKEIT MIT TEMP.-KORREKTUR

Grade or Name	Young's Mod	Poisson's Ratio	Exp. Coef.	Anisotropic Yield (%)		T.Deration Pt.1		T.Deration Pt.2		T.Deration Pt.3		T.Deration Pt.4		T.Deration Pt.5		T.Deration Pt.6	
	(kPa)		(E-06/°C)	Radial	Hoop	T (°C)	Corr. Factor	T (°C)	Corr. Factor	T (°C)	Corr. Factor	T (°C)	Corr. Factor	T (°C)	Corr. Factor	T (°C)	Factor
Default	206842345	0.30	12.4	100.00	100.00	20.00	1.00	260.00	0.87								
K-55	206842345	0.30	12.4	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.90	150.00	0.78	200.00	0.76	250.00	0.73	300.00	0.70
J-55	206842345	0.30	12.4	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.90	150.00	0.78	200.00	0.76	250.00	0.73	300.00	0.70
N-80	206842345	0.30	12.4	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.80	150.00	0.75	200.00	0.74	250.00	0.74	300.00	0.73
C-75	215000000	0.28	12.7	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.94	150.00	0.90	200.00	0.88	250.00	0.86	300.00	0.85
L-80	215000000	0.28	12.7	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.94	150.00	0.90	200.00	0.88	250.00	0.86	300.00	0.85
C-90	206842345	0.30	12.4	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.89	150.00	0.85	200.00	0.83	250.00	0.83	300.00	0.82
C-95	206842345	0.30	12.4	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.89	150.00	0.85	200.00	0.82	250.00	0.80	300.00	0.79
P-110	215000000	0.28	12.7	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.94	150.00	0.91	200.00	0.89	250.00	0.87	300.00	0.86
VM-110 HC	215000000	0.28	12.7	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.94	150.00	0.91	200.00	0.89	250.00	0.87	300.00	0.86
Q-125	215000000	0.28	12.7	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.94	150.00	0.92	200.00	0.89	250.00	0.87		
VM-125 HC	215000000	0.28	12.7	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.94	150.00	0.92	200.00	0.89	250.00	0.87		
MW-125	215000000	0.28	12.7	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.94	150.00	0.92	200.00	0.89	250.00	0.87		
MW-95 HC	200000000	0.30	12.4	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.89	150.00	0.85	200.00	0.82	250.00	0.80	300.00	0.79
VM-80 13CR	200000000	0.30	10.7	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.95	150.00	0.92	200.00	0.91	250.00	0.90		
VM-95 13CR SS	200000000	0.27	11.4	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.97	150.00	0.96	200.00	0.94	250.00	0.92		
VM-95 S	200000000	0.27	11.4	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.95	150.00	0.92	200.00	0.90	250.00	0.88	300.00	0.86
VM-95 SS	200000000	0.27	11.4	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.95	150.00	0.92	200.00	0.90	250.00	0.88	300.00	0.86
VM-110 SS	215000000	0.28	12.7	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.95	150.00	0.91	200.00	0.88	250.00	0.83		
VM-110 825	215000000	0.28	12.7	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.91	150.00	0.89	200.00	0.89	250.00	0.91		
MW-110 2550	215000000	0.28	12.7	100.00	100.00	20.00	1.00	100.00	0.93	150.00	0.89	200.00	0.86	250.00	0.83		

ANHANG 4 TABELLE MIT VORZUGSGRÖSSEN (25 ITEM)

Name	Pipe Body			Connection						
	OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	Type	Seal Type	OD (in)	Yield (MPa)	UTS (MPa)	Burst (bar)	Axial (tonne)
Vam Top HT	4 1/2"	15.10	P-110	Other	Reg-M to M	5.041			990.00	219.9531
Vam Top SC80	5"	18.00	P-110	Other	Reg-M to M	5.472			960.00	210.8776
Vam FJL	5 1/2"	20.00	C-95	Other	Reg-M to M	5.555			750.00	147.4512
MUST NU	5 1/2"	32.00	C-95	Other	NU-M to M	6.287			1208.00	220.2590
Vam Top	7"	35.00	C-95	Other	Reg-M to M	7.843			820.00	438.1727
Vam Top	7"	35.00	VM-110 HC	Other	Reg-M to M	7.656			940.00	507.6155
Vam Top SC80	7 5/8"	39.00	P-110	Other	Reg-M to M	8.262			870.00	447.6561
MUST NU	7 5/8"	59.00	P-110	Other	NU-M to M	7.626			1280.00	522.0955
Vam Top	9 5/8"	53.50	L-80	Other	Reg M to M	10.575			550.00	564.3118
Vam Top	9 5/8"	53.50	P-110	Other	Reg-M to M	10.575			750.00	775.5973
Vam Top	9 5/8"	53.50	VM-125 HC	Other	Reg-M to M	10.575			850.00	881.3420
Vam Top	9 5/8"	53.50	VM-95 SS	Other	Reg-M to M	10.575			650.00	669.9545
Vam Top	9 5/8"	58.40	L-80	Other	Reg-M to M	10.656			600.00	612.3405
Vam Top	9 5/8"	58.40	VM-125 HC	Other	Reg-M to M	10.656			930.00	957.1070
Vam Top	10 3/4"	65.70	L-80	Other	Reg-Mto M	11.789			530.00	689.0232
Vam Top	10 3/4"	65.70	P-110	Other	Reg-M to M	11.789			730.00	947.1138
MUST IEU	10 3/4"	109.00	L-80	Other	IEU-TR-M to M	11.024			1086.00	687.2897
MUST IEU	10 3/4"	109.00	MW-125	Other	IEU-TR-M to M	11.024			1693.00	976.8895
BTC	13 3/8"	68.00	K-55	BTC	Hyd. Seal	14.375	379.2	655.0	308.46	589.8775
BTC	13 3/8"	68.00	N-80	BTC	Hyd. Seal	14.375	551.6	689.5	341.05	719.0280
BTC	13 3/8"	68.00	P-110	BTC	Hyd. Seal	14.375	758.4	861.8	341.05	943.1655
Big Omega SC	14"	110.00	N-80	Other	Hyd. Seal	14.625			328.00	1066.6247
Big Omega	18 5/8"	87.50	K-55	Other	Hyd. Seal	20.000			257.00	647.5207
BTC	18 5/8"	87.50	N-80	BTC	Hyd. Seal	20.000	551.6	689.5	242.12	856.1661
Big Omega	24 1/2"	140.00	K-55	Other	Hyd. Seal	25.500			157.00	997.2839