

vigilantplant.®

The clear path to operational excellence

Was nützt der beste Prozess-Analysator



GDCh

**wenn die Probenaufbereitung nicht
stimmt?**

**...eine Betrachtung aus der Sicht von
Petrochemischen Anwendungen**

➤ **Veränderung des Marktes:**

- Wettbewerb ↑
- Energiekosten ↑
- Gewinn ↓
- Durchschnittsalter des Personals ↑

➤ **Reaktion der Industrie:**

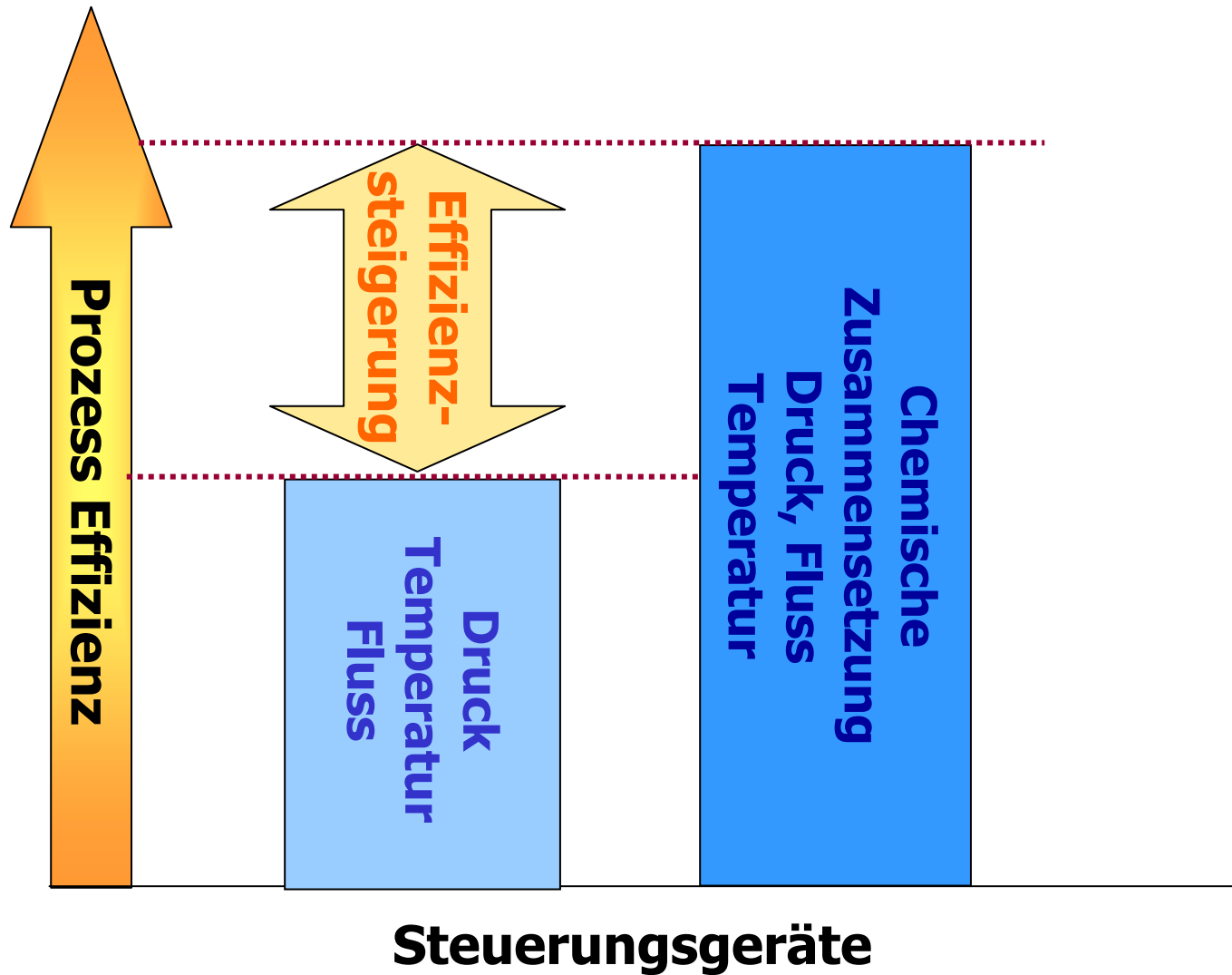
- Kostenreduktion
- Personalreduktion (Frührente)
- Fokussierung auf das Kerngeschäft
- Ausbau der Automatisierungstechnik
- Anwendung von Prozess-Optimierungskonzepten

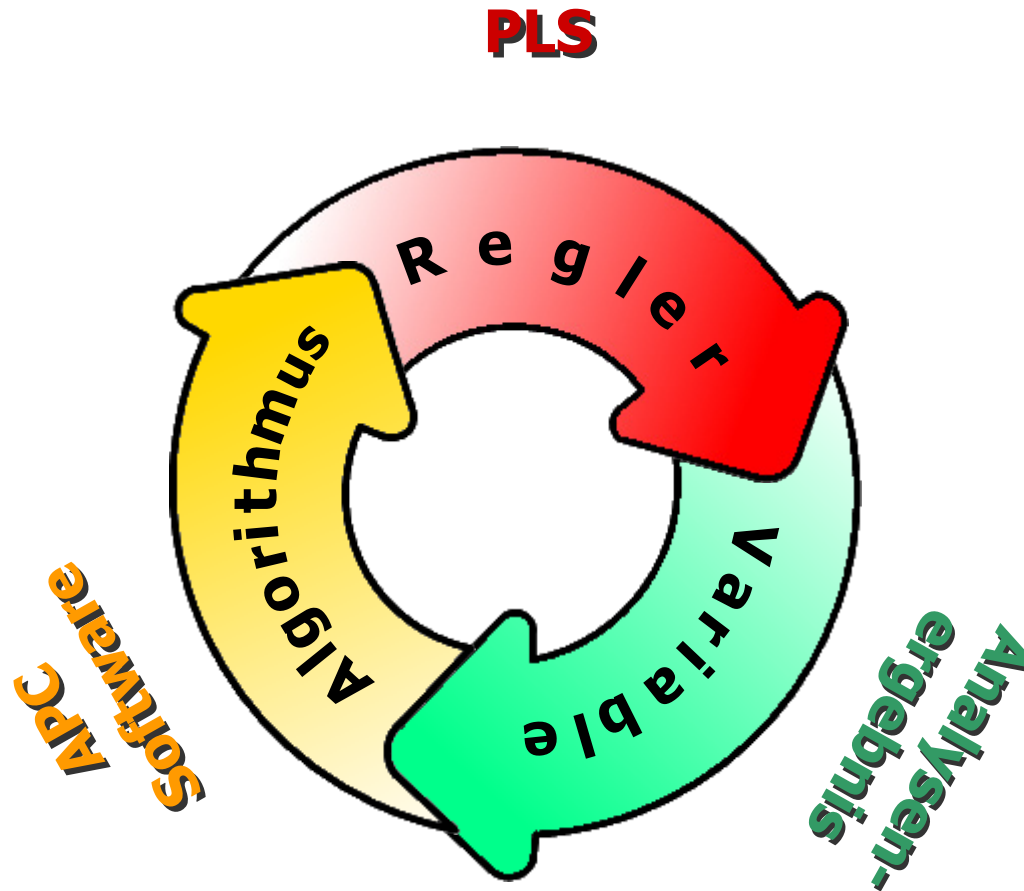
➤ **Neue Anforderungen:**

- Steigerung der Anlageneffizienz um wettbewerbsfähig zu bleiben
- Lieferanten mit verfahrenstechnischem Wissen und Marktverständnis als Partner für Lösungen

- Liefern stofflichen Zusammensetzung des Produktstromes
- Hochwertige Informationen zur Prozesssteuerung
 - Ausbeute- und/oder Durchsatzoptimierung
 - Steigerung der Produktausbeute über die online Regelung der chemischen Reaktion
 - Schärferes Heranfahren an die Anlagengrenzen im Sinne des Produktdurchsatzes pro Stunde
Beispiel Naphthacracker Demethanizer Limitierung bei Naphthawechsel
 - Online Qualitätskontrolle (Ausschussminimierung)
 - Anlagensicherheit
 - Verhinderung von Störfällen (Beispiel: Ethylenoxid Anlage)
 - Personen- und Umweltschutz
z.B. Arbeitsplatzüberwachung auf toxische Verbindungen (VCM/PVC)
- Analysatoren liefern Regelgrößen mit dem höchsten Nutzen für die Optimierung eines Produktionsprozesse

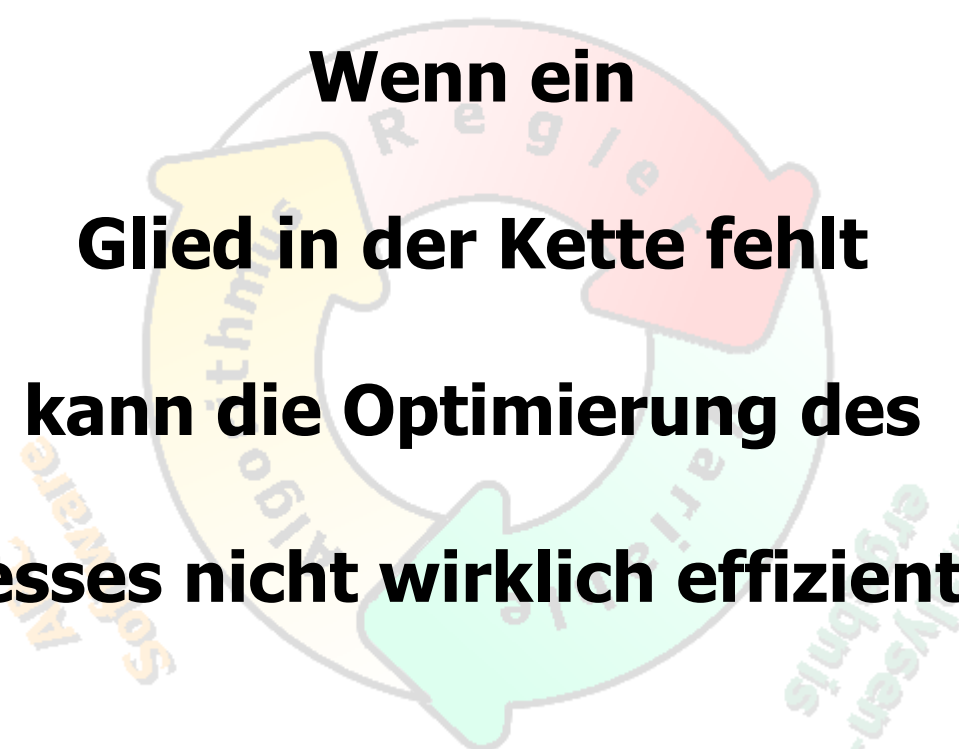
➤ **Profitsteigerung der Anlage** ◀





PLS

**Wenn ein
Glied in der Kette fehlt
kann die Optimierung des
Prozesses nicht wirklich effizient sein**



- Steigerung der Leistungsfähigkeit der Analysatoren
 - Empfindlichkeit (Nachweisgrenzen)
 - Schnelligkeit
 - Selektivität
 - Bedienbarkeit
 - Verfügbarkeit
- Ertüchtigung weiterer Messverfahren für den Prozesseinsatz
 - FT(N)IR
 - Massenspektrometrie
 - Laserspektroskopie (Quantenkaskadenlaser)
 -

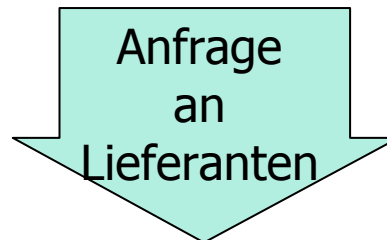
➤ Verfahrenstechniker

➔ definiert Prozessregelgrößen



➤ MSR-Techniker

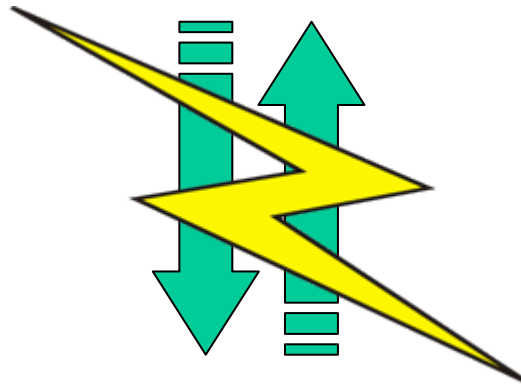
➔ wählt Analysatoren aus



➤ Auswahl basiert auf Produkteigenschaften

❖ Verfahrenstechniker

- Wählt Regelgrößen - nach seinem Kenntnisstand was möglich ist - aus
- Nicht zwangsweise das was heute möglich wäre



Keine Kommunikation

❖ MSR-Techniker

- Nicht unbedingt ein Experte der Verfahrenstechnik
- Wählt Analysentechnik an Hand der geforderten Messkomponenten aus
- Vergleicht Lieferantenangebote bezüglich Produkteigenschaften

- Der wahre Bedarf wird nicht notwendigerweise erkannt
- Hersteller verkümmert zum Produktlieferant
- Kein ganzheitlicher Ansatz
- Kein gemeinschaftliches Verständnis der Anforderungen

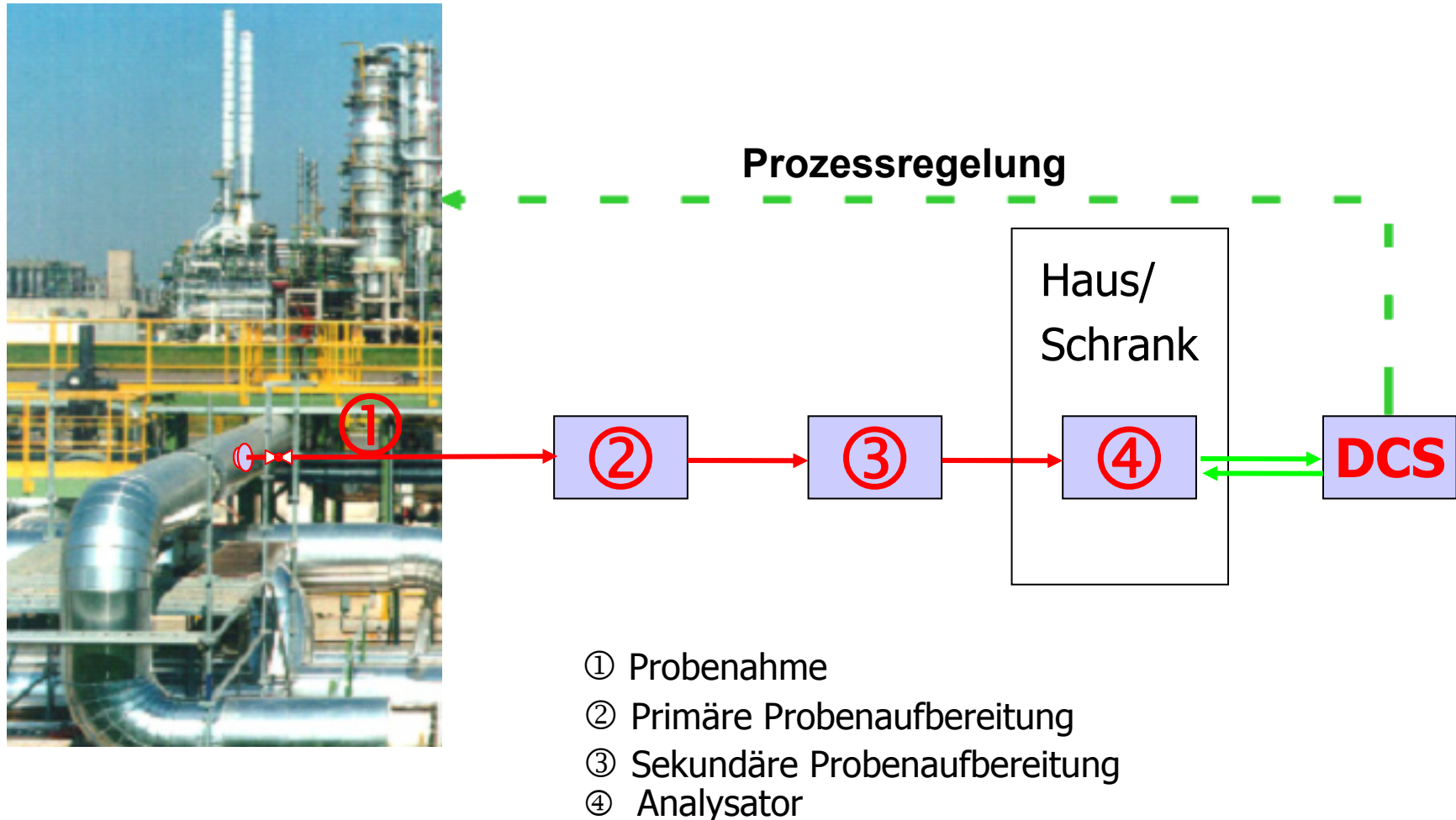
❖ Ein Beispiel modernste Technik.....



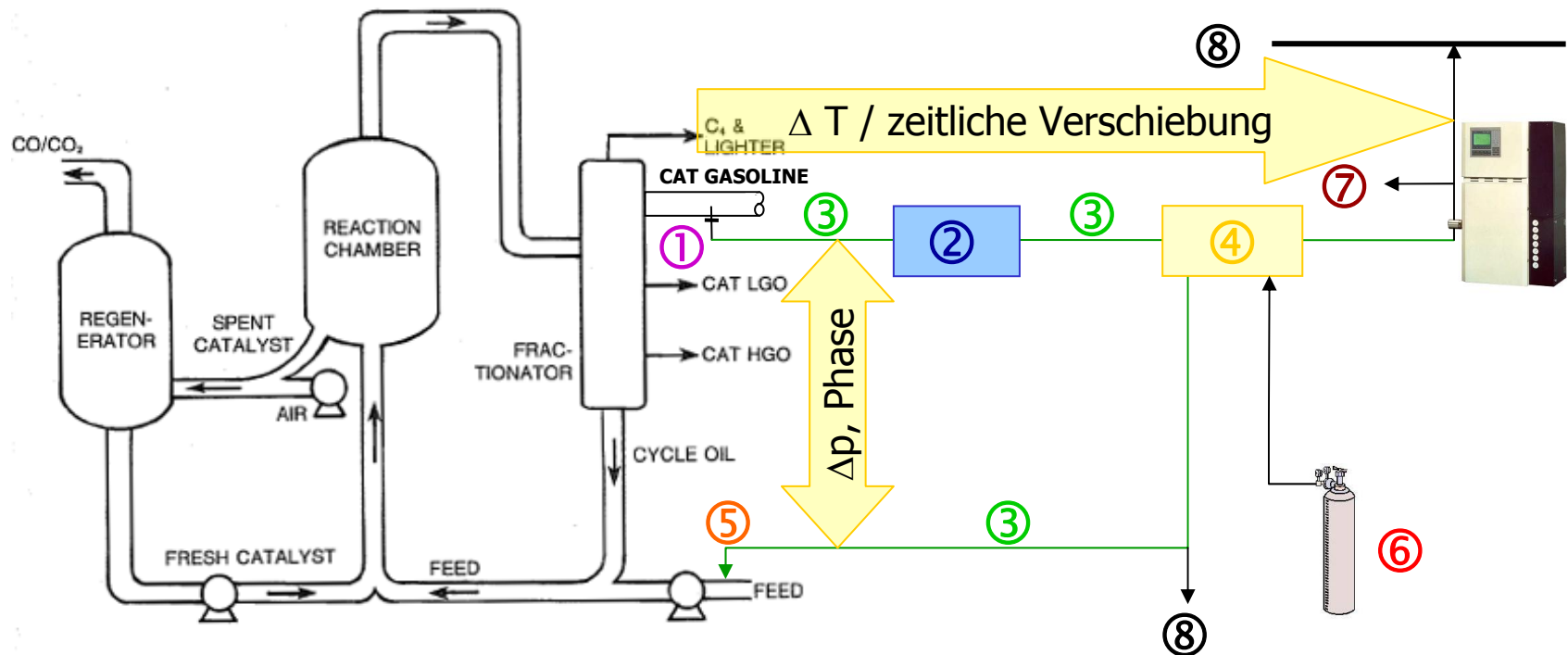


.....ist es trotzdem keine gute Lösung!

Der überwiegende Anteil aller petrochemischen Anwendungen sind extraktive Systeme



- ❖ 80% aller Probleme sind durch eine falsch ausgelegte Probenaufbereitung bedingt und nicht durch den Analysator!



- ① Entnahme / Sonde
- ② Primäre Probenaufbereitung
- ③ Transportleitungen
- ④ Sekundäre Probenaufbereitung

- ⑤ Probenrückführung
- ⑥ Kalibrierung / Validierung
- ⑦ Atmosphärischer Druckausgleich
- ⑧ Slop / Fackel

➤ Prozessbedingungen

- Phase (Einphasigkeit)
- Druckbereich (normaler Betriebszustand)
- Temperaturbereich (normaler Betriebszustand)

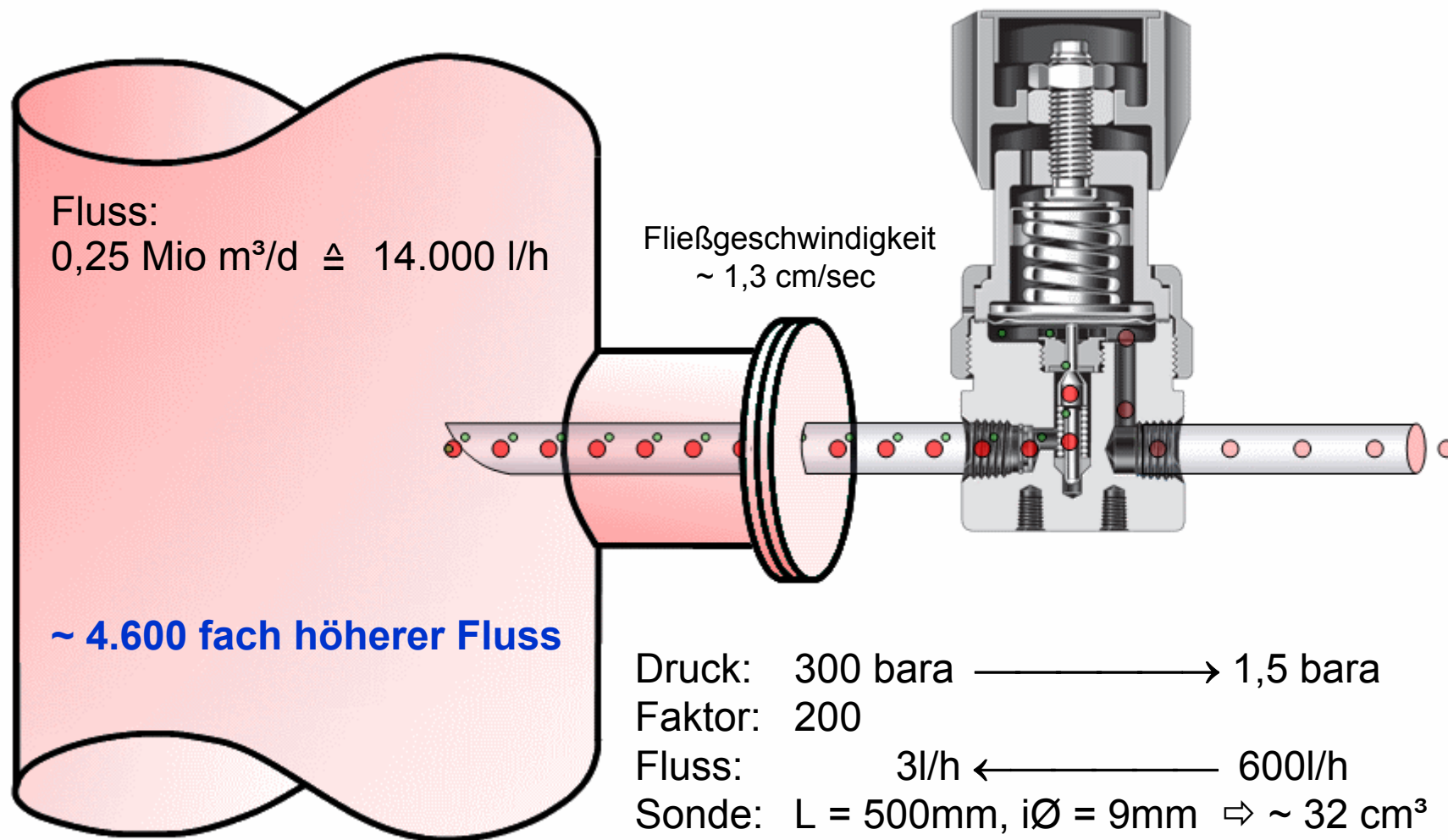
➤ Prozessstrom

- Chemische Zusammensetzung (min / norm / max)
- Korrosive Verbindungen
- Wassergehalt
- Salzfracht
- Partikel (Menge und Größenverteilung)

➤ Entnahmesonde

- Repräsentative Probe?
- Unter Druck ziehbar?
- Abrasive Probe?
- Integrierte Druckreduzierung?

- Heutige Erdgasspeicher bis ca. 300 bar Druck
- Erdgas ab ca. 45 bar überkritisch
- Überkritischen Fluide
 - Löslichkeit von schweren und/oder polaren Verbindungen stark unterschiedlich zur Gasphase
 - Beschreibung durch den Fugazitätskoeffizienten
 - Beispiel: Entkoffeinierung mit überkritischen CO₂
- Nicht sachgerechte Entnahme von Erdgas bei hohen Drücken führt zur Verschiebung der Zusammensetzung
- Gemessene Heizwerte fallen zu klein aus



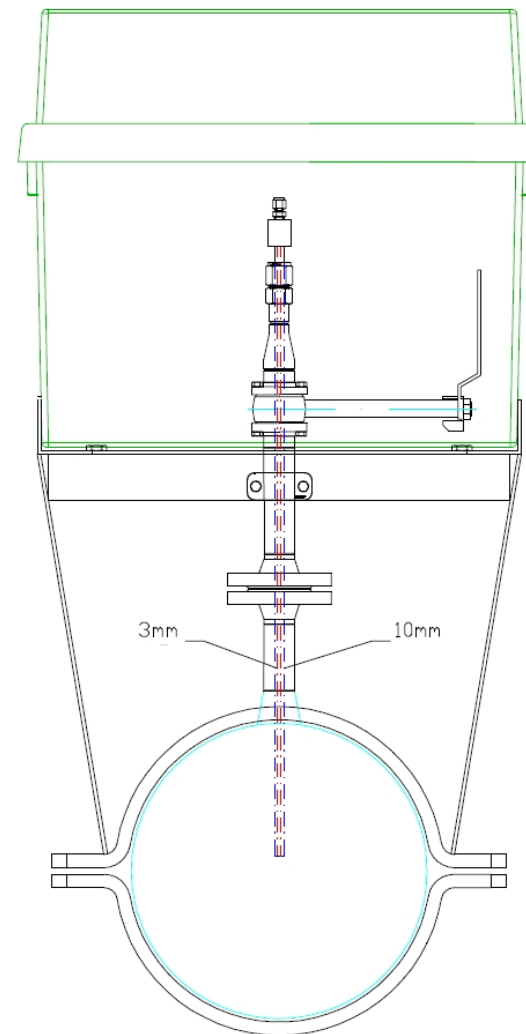
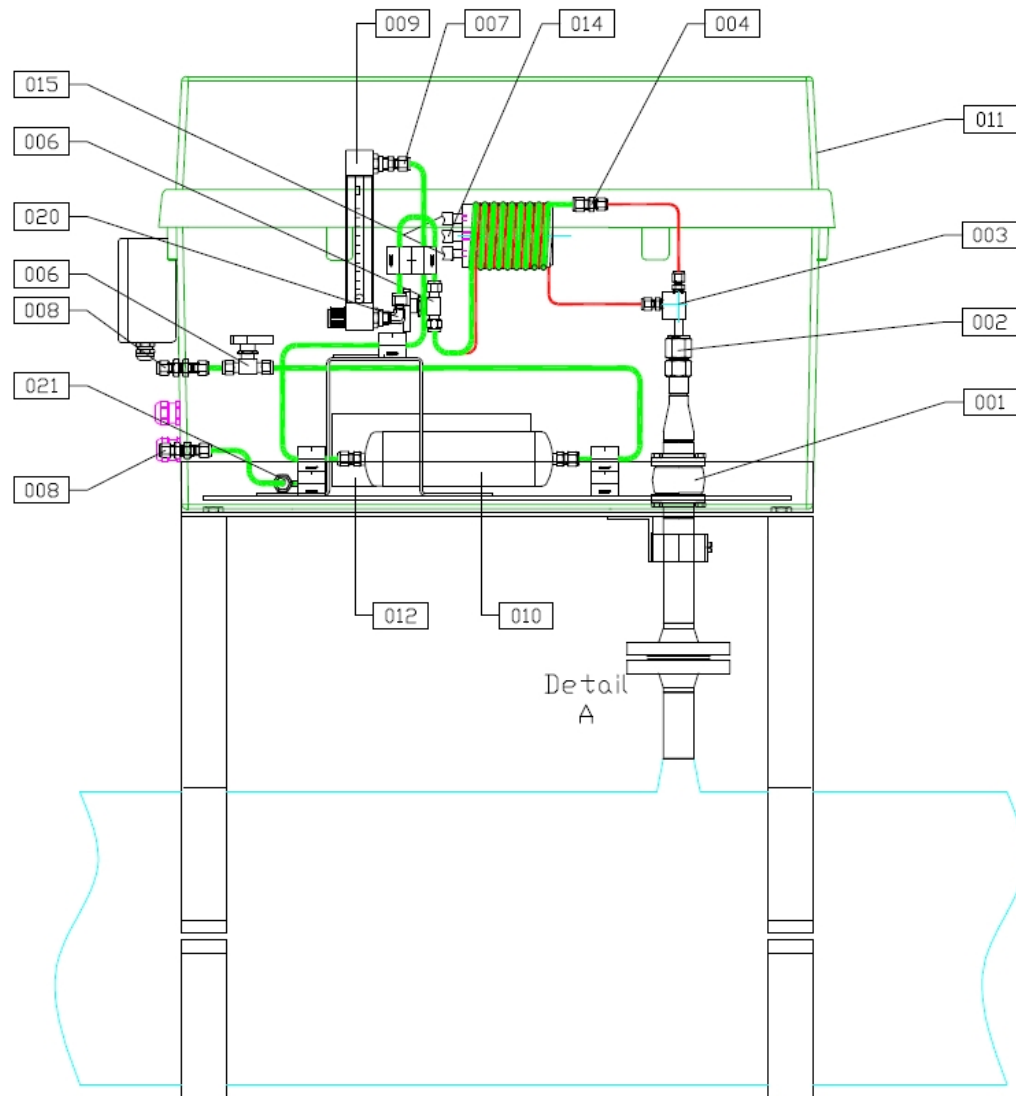
➤ Physikalische Daten LNG

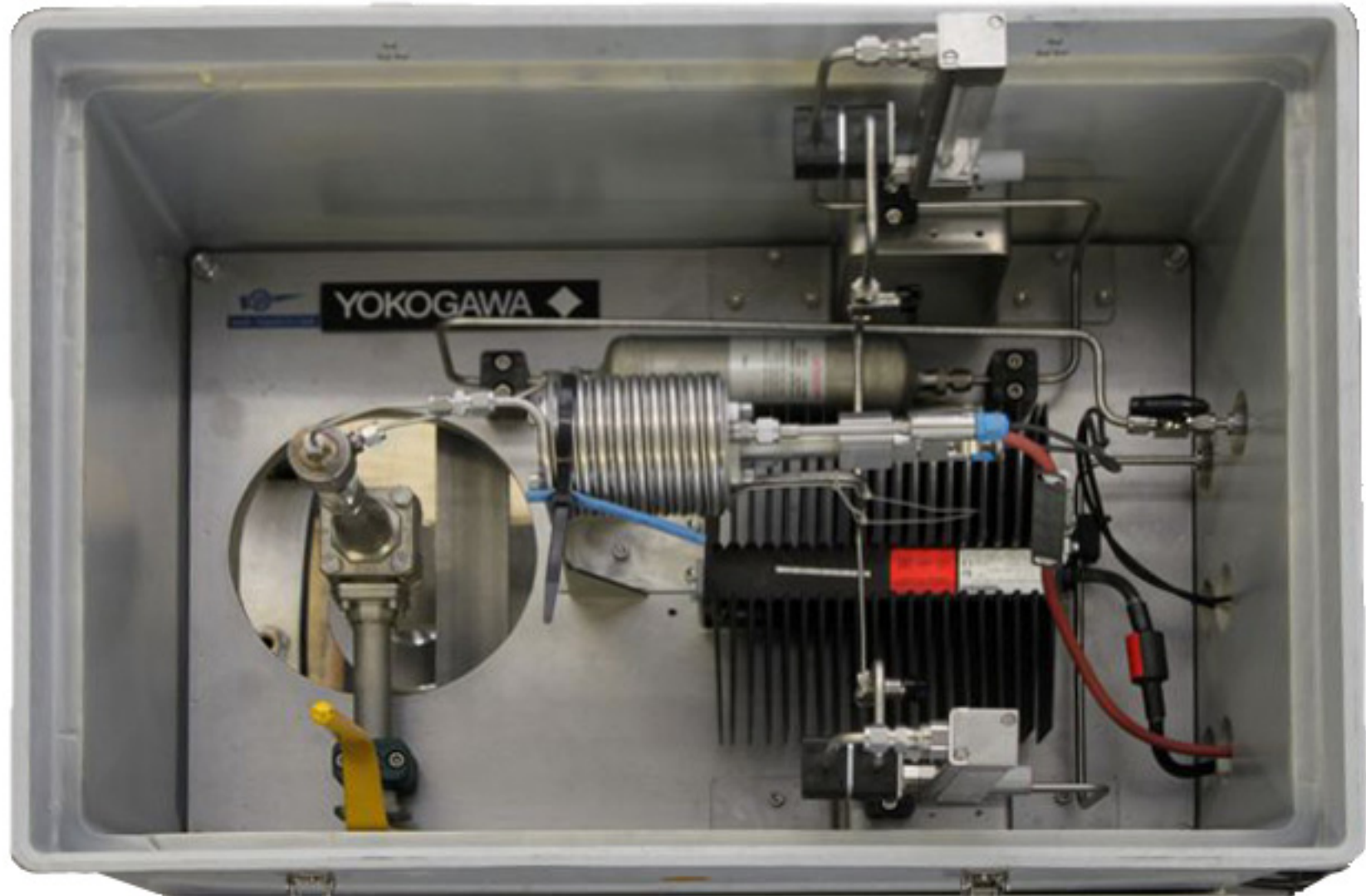
- Druck: ca. 4 – 6 bara
- Temperatur: ca. -170°C bis -16°C
- Dichte: 0,41 kg/L bis 0,5 kg/L
(Dichte Erdgas @ 15°C und 1bara: 7 g/L bis 8 g/L)

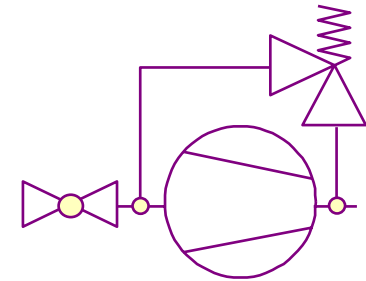
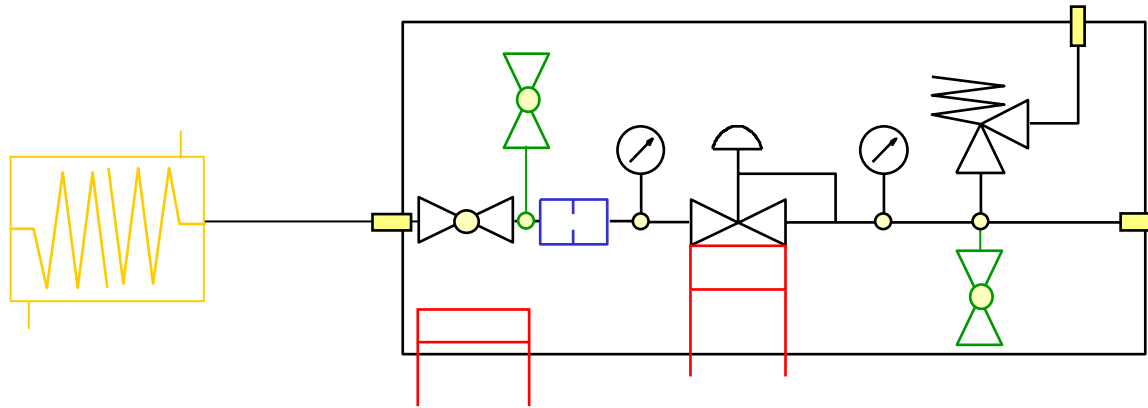
LNG ca. 600 mal dichter als Erdgas

➤ Probleme bei der Entnahme:

- Vorverdampfung ⇒ inhomogene Verdampfung
- Enormer Druckanstieg bei Verdampfung
(Expansion ⇒ überkritischer Zustand ⇒ Diskriminierung)





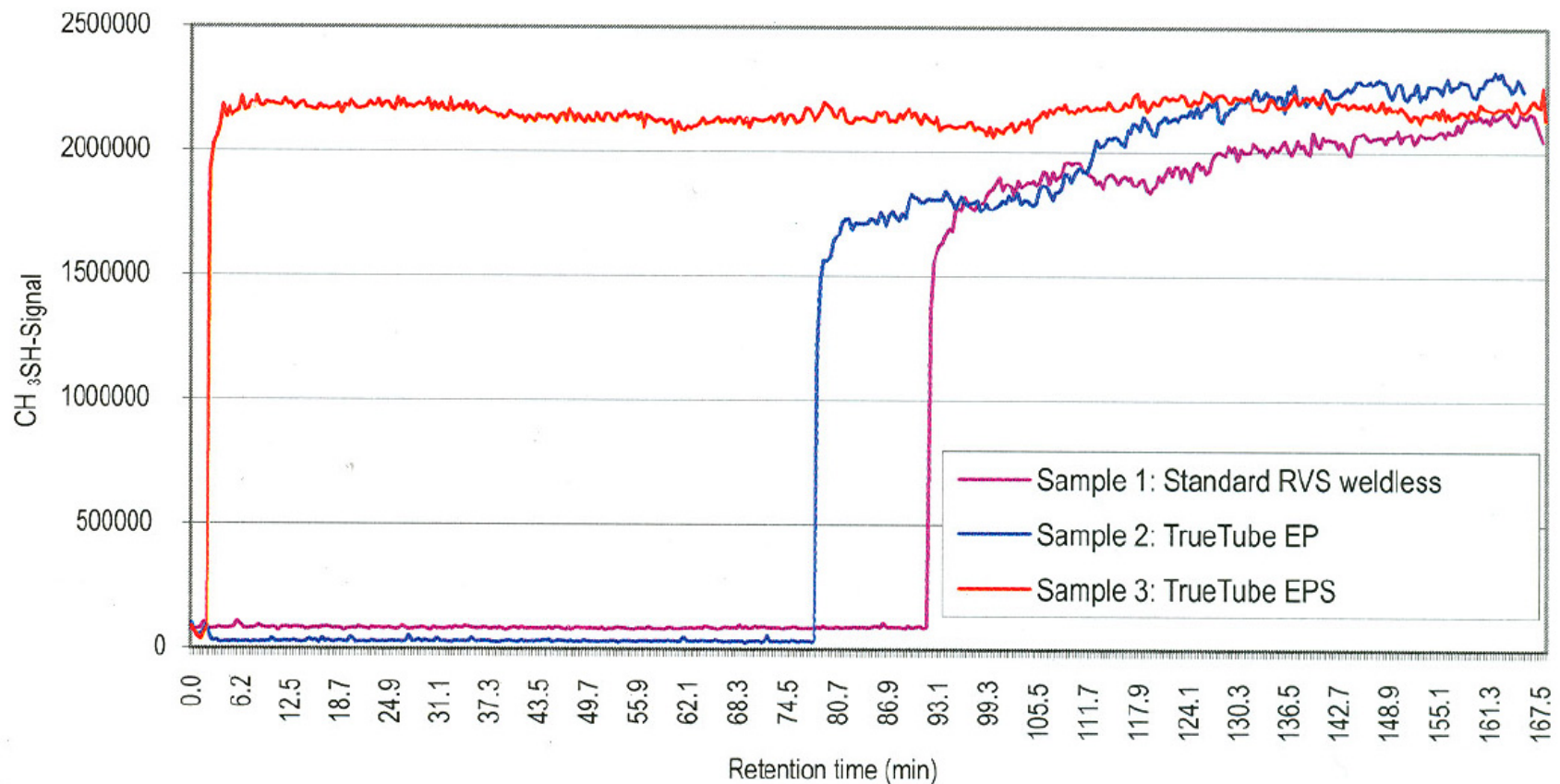


- ❖ Kühlung
- ❖ Heizung
- ❖ Filtration (Vorfiltration)
- ❖ Druckreduzierung
- ❖ Verdampfung (Korrekte Leistung für benötigten Fluss)
- ❖ Druckerhöhung
- ❖ Toxische Proben (Spülung, Schweissverbindungen, Faltenbalg-Ventile)
- ❖ Ex-Klassifizierung

- ❖ Was muss berücksichtigt werden :
- Leitungsdimensionen
 - Material (Probenverträglichkeit, Memory-Effekte)
 - Isolation, Begleitheizung
(Sicherstellung der Einphasigkeit (Sommer/Winter))
 - Ex-Klassifizierung

- ❖ Schwefelverbindungen in Kohlenwasserstoffen
(sind starke Katalysatorgifte in fast allen katalytischen Prozessen)
- ❖ Test Shell Research and Technology Centre, Amsterdam

Adsorption von Methylmercaptan (0,5ppm, Rohrlänge 30 m, 3L/h)



- ❖ Wasser in apolaren Gasen
- ❖ Daten aus Testreport O'Brien Analytical

Time to Detect Desorption Change for Commercial 316L, TrueTube EP and EPS			
Concentration Start 10 ppm	316L SS (minutes)	TrueTube EP (minutes)	TrueTube EPS (minutes)
5 ppm	13	5	4
1 ppm	71	46	22
500 ppb	96	63	40
100 ppb	153	103	80
50 ppb	—	121	98

❖ Aufgabe: Wasserspurenmessung in Synthesegas (3 Produktströme)

– Taupunkte:

2 Ströme ca. -160°C @ 27 bar

→ < 1ppt

1 Strom ca. -55°C @ 27 bar

→ ca. 1 ppm

❖ Analysatora Auswahl:

– Quarzkristall Feuchteanalysator:

- Sehr empfindlich (NWG 10 ppb Wasser)
- Aber extraktives System

– In-situ Fabry-Perot Interferometer

- NWG nur 200 ppb (20x unempfindlicher)
- Aber Ansprechzeit 5 bis 10 sec

❖ Was ist zu berücksichtigen:

– Alle Probenleitungen wirken wie chromatographische Säulen

- 100 ppq $\triangleq$ ca. 1 Mrd. Moleküle/L
- 1 cm² Oberfläche $\triangleq$ ca. 1 Mrd. Moleküle dichteste monolayer Packung
- 100 m 6 mm Rohrleitung (iØ = 4 mm) $\triangleq$ ca. 12.500 cm²

– Führt zu sehr großen Verzögerungszeiten und zum Verschleifen von Messsignalen!

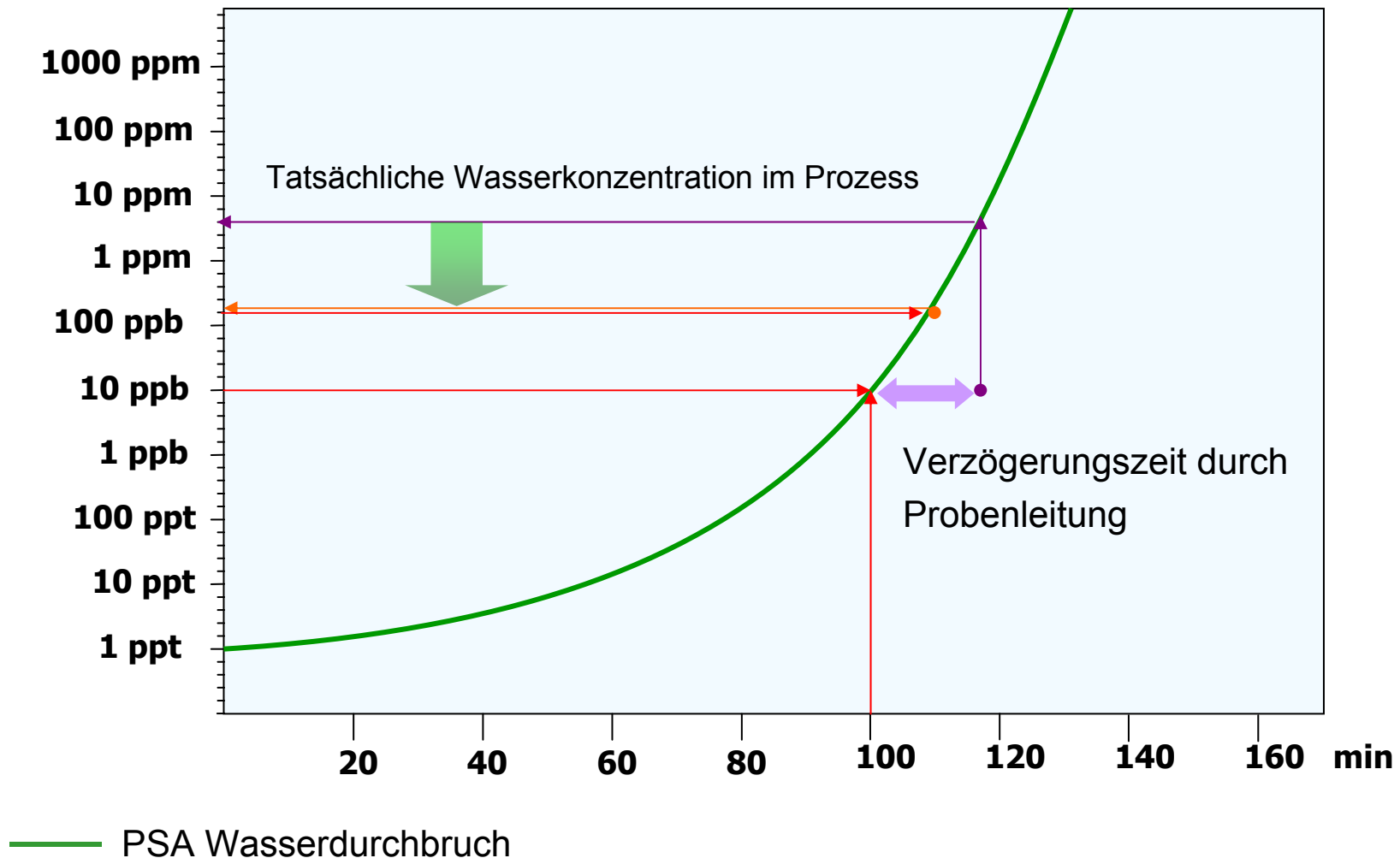
– Konzentrationsunterschiede machen Stromschaltung unmöglich

empfindliche

extraktive Messung

schnelle

In-situ Messung



- Fast Loop/By-Pass
- Filtration/Wasserabscheider (Partikel, Wasser, Öl)
- Heizung
- Verdampfung
- Ex-Klassifizierung

- ❖ Rückdruck / Druckschwankungen?
- ❖ Phase?
- ❖ Rückdruckfreies Sample Recovery System erforderlich?

- Wie kann überhaupt kalibriert werden?
- Kalibrierflaschen
 - Gas oder Flüssigkeit?
 - Wie viele?
- Laborprobenentnahme
 - Vergleich Messung on-line Labor

- ❖ Immer häufiger werden „Null-Emissionssysteme“ gefordert
- ❖ Prüfen auf Druckschwankungen
 - Beeinflusst Durchfluss und Messergebnisse bei Gasen
 - Für einige Analysatoren kann der Rückdruck zu groß sein
- ❖ Prüfen auf Kondensation oder Ausfrieren in Fackel- und/oder Slopleitung
 - Kann die Probeleitung zusetzen
 - Kann Druckschwankungen verursachen

- Nur eine ganzheitliche Betrachtung führt zu effizienten Analysensystemen
- Zusammenarbeit zwischen Betreiber und Analysensystemlieferant ist erforderlich
- Wissen in der Verfahrenstechnik auch für Lieferanten notwendig
- Der Analysator allein ist nur die halbe Wahrheit!



**Vielen Dank
für Ihre Aufmerksamkeit**



vigilantplant.[™]

The clear path to operational excellence