

# Analyse der Erhöhung von Bruttoraten

**Master Thesis  
(Diplomarbeit)**



**Philipp Toppel**

Vorgelegt am Institut für Mineral Resources and Petroleum Engineering  
Montan Universität Leoben, Österreich  
und bei der  
OMV AG EP Austria, Asset Öl

Dezember 2006

# 1 Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Diplomarbeit/Bakkalaureatsarbeit selbständig und ohne fremde Hilfe verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche erkenntlich gemacht habe.

Mit montanstudentischem Glück Auf!

(Philipp Toppel)

## **2 Danksagung**

Allem voran möchte ich mich bei der OMV Austria Exploration & Production GmbH für die Bereitstellung des Diplomarbeitthemas und für die Möglichkeit der Durchführung dieser bedanken. Des Weiteren möchte ich mich bei allen Mitarbeitern des Reservoir Managements und des Asset Öls für ihre Hilfestellungen und unterstützenden Funktionen bedanken. Spezieller Dank gilt Herrn Dipl. Ing. Franz Gößnitzer, Herrn Dipl. Ing. Stefan Baumgarthuber und Herrn Dipl. Ing. Gerhard Kienberger für die Betreuung und das Korrekturlesen meiner Diplomarbeit. Darüber hinaus bedanke ich mich bei Herrn Dr. Rudolf Ramberger und Herrn Dr. Reinhard Fuchs für ihre Unterstützung und für die schnelle Bereitstellung und Aufarbeitung von relevanten Daten.

Ganz besonderen Dank möchte ich an Univ.Prof. Bergrat h.c. Dipl. Ing. Dr. mont. Gerhard Ruthammer für die Übertragung des Themas richten. Im Weiteren bedanke ich mich für die Betreuung und Korrektur meiner Diplomarbeit.

Abschließend möchte ich meinen Eltern und meiner gesamten Familie danken, die mich seit Beginn des Studiums finanziell und mental unterstützte und somit mein Studium an der Montanuniversität Leoben erst ermöglichte.

### 3 Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG</b> .....	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>DANKSAGUNG</b> .....	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>INHALTSVERZEICHNIS</b> .....	<b>4</b>
<b>4</b>	<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS</b> .....	<b>7</b>
<b>5</b>	<b>TABELLENVERZEICHNIS</b> .....	<b>12</b>
<b>6</b>	<b>KURZFASSUNG</b> .....	<b>13</b>
<b>7</b>	<b>ABSTRACT</b> .....	<b>14</b>
<b>8</b>	<b>EXECUTIVE SUMMARY</b> .....	<b>15</b>
<b>9</b>	<b>EINLEITUNG</b> .....	<b>26</b>
<b>10</b>	<b>HERAUSFORDERUNG WASSERPRODUKTION</b> .....	<b>27</b>
10.1	DEFINITION PRODUKTIONSWASSER .....	29
10.2	GRÜNDE FÜR ERHÖHTE WASSERPRODUKTION .....	31
10.2.1	Leckage im Casing, Tubing oder Packer .....	32
10.2.1.1	Produktionsmerkmale .....	32
10.2.2	Wasserfluss hinter dem Casing .....	33
10.2.2.1	Produktionsmerkmale .....	33
10.2.3	Steigender Öl/Wasser Kontakt .....	34
10.2.3.1	Produktionsmerkmale .....	35
10.2.4	Geflutete Lage ohne Crossflow .....	35
10.2.4.1	Produktionsmerkmale .....	35
10.2.5	Kommunikation zwischen Injektor und Produktionssonde über Klüfte oder Risse .....	36
10.2.5.1	Produktionsmerkmale .....	36
10.2.6	Klüfte oder Risse zu einer Wasserlage .....	37
10.2.6.1	Produktionsmerkmale .....	37
10.2.7	Coning .....	37
10.2.7.1	Bottom-Water Coning .....	38
10.2.7.2	Edge-Water Coning .....	39
10.2.7.3	Produktionsmerkmale .....	39
10.2.8	Geringe areale Entölungseffizienz (Poor Areal Sweep) .....	40
10.2.8.1	Produktionsmerkmale .....	41
10.2.9	Schwerkraftbedingt separierte Lage (Gravity-Segregated Layer) .....	42
10.2.9.1	Coarsing – Upwards .....	43
10.2.9.2	Fining – Upwards .....	44
10.2.9.3	Tunnel Effekt .....	45
10.2.9.4	Capillary Transition Zone .....	45
10.2.9.5	Produktionsmerkmale .....	46
10.2.10	Geflutete Lage mit Crossflow .....	46
10.2.10.1	Produktionsmerkmale .....	47
10.2.11	Schlussfolgerungen .....	48
10.3	WIRTSCHAFTLICHKEIT .....	48
10.3.1	Wirtschaftlichkeit auf Sondenbasis .....	48
10.3.2	Wirtschaftlichkeit auf Feldbasis .....	50
<b>11</b>	<b>VERWENDUNG DER ERGEBNISSE AUS INTERNSHIP</b> .....	<b>51</b>
11.1	AUSWAHLKRITERIEN FÜR BRUTTOERHÖHTE SONDEN .....	51
11.2	BEWERTUNG DER DURCHGEFÜHRTEN BRUTTOERHÖHUNGEN IN DEN AUSGEWÄHLTEN SONDEN .....	52

<b>12</b>	<b>METHODIK ZUR BEWERTUNG DER BRUTTOERHÖHUNGEN .....</b>	<b>56</b>
12.1	DAS WASSER/ÖL VERHÄLTNIS ALS DIAGNOSTIKWERKZEUG.....	56
12.2	BEWERTUNG DER BRUTTOERHÖHUNGEN MIT HILFE DES WÖVS.....	56
12.2.1	Der Recovery Plot.....	57
12.2.2	Bewertung der Bruttoerhöhungen durch Anwendung des Recovery Plot.....	59
12.2.3	Aufbereitung und Verwendung der OMV Daten für die Anwendung des Recovery Plot und des log-log Diagnostic Plot.....	61
12.2.4	Ergebnisse der Bewertung.....	65
12.2.5	Probleme bei der Bewertung.....	67
12.2.5.1	Stark alternierende Bruttoförderrate .....	68
12.2.5.2	Zu kurzer Bewertungszeitraum .....	68
12.2.5.3	WÖV < 1 vor der Bruttoerhöhung .....	69
12.2.5.4	Abnormales WÖV Verhalten.....	70
<b>13</b>	<b>METHODIK ZUR ANALYSE DER BRUTTOERHÖHUNGEN .....</b>	<b>71</b>
13.1	LAGERSTÄTTENSPEZIFISCHE EINFLUSSFAKTOREN AUF DEN RECOVERY PLOT.....	71
13.1.1	Homogene Lagerstätte .....	72
13.1.1.1	Viskositätsverhältnis .....	72
13.1.1.2	Relativpermeabilitäten .....	72
13.1.1.3	Mobilitätsverhältnis .....	73
13.1.1.4	Crossflow .....	74
13.1.2	Heterogene Lagerstätte .....	74
13.1.2.1	Anwesenheit einer Thief Lage ohne Crossflow.....	74
13.1.2.2	Anwesenheit einer Thief Lage mit Crossflow.....	75
13.1.2.3	Anwesenheit mehrerer Lagen.....	78
13.1.3	Schlussfolgerungen .....	80
13.2	PRODUKTIONSSPEZIFISCHE EINFLUSSFAKTOREN AUF DEN RECOVERY PLOT.....	81
13.2.1	Produktionsrate.....	81
13.2.2	Injektionsmuster.....	83
13.2.3	Einfluss benachbarter Sonden .....	83
13.2.4	Schlussfolgerungen .....	84
<b>14</b>	<b>DIE GEOLOGIE DES 16.TH .....</b>	<b>85</b>
14.1	DIE PRODUKTIONSEINHEIT 216 PE 10.....	87
14.1.1	Lagerstättenparameter.....	87
14.1.1.1	Viskosität .....	87
14.1.1.2	Relativpermeabilitäten .....	87
14.1.1.3	Mobilitätsverhältnis .....	88
14.1.2	Perforierte Lagen des 16.TH in den bewerteten Sonden .....	88
14.2	VERWENDUNG DER ERGEBNISSE DER PROSEIS STUDIE.....	90
14.3	SCHLUSSFOLGERUNGEN .....	92
<b>15</b>	<b>UNTERSUCHUNG DER PERMEABILITÄTSVERTEILUNG IN DEN BEWERTETEN SONDEN .....</b>	<b>94</b>
15.1	ABGRENZUNGSWERTE .....	94
15.1.1	Flussbarrieren.....	94
15.1.2	Bestimmung der Anwesenheit einer oder mehrerer Thief-Lagen im perforierten Intervall .....	96
15.2	BESTIMMUNG DER SUBLAGEN UND DER "HARTEN LAGEN" DES 16.TH IM LOG .....	98
15.3	GRAPHISCHE AUSWERTUNGSMETHODEN BASIEREND AUF DER PERMEABILITÄTSVERTEILUNG.....	100
15.3.1	Stratigraphisch Modifizierter Lorenz Plot.....	101
15.3.2	Anwendung der Johnson Korrelation .....	103
15.4	EINFLUSS DER PERMEABILITÄTSVERTEILUNG UND DER LAGE DES PERFORATIONSINTERVALLS AUF DEN ERFOLG EINER BRUTTOERHÖHUNG .....	111
15.5	SCHLUSSFOLGERUNGEN .....	121
<b>16</b>	<b>INTERPRETATION RATENABHÄNGIGER PHÄNOMENE .....</b>	<b>124</b>
16.1	EMULSIONSGESCHWINDIGKEIT IN DER FORMATION .....	128
16.1.1	Berechnung der Emulsionsgeschwindigkeit.....	132
16.2	SCHLUSSFOLGERUNGEN .....	139

<b>17</b>	<b>UNTERSUCHUNG DER BRUTTOERHÖHTEN SONDEN MIT ABNORMALEN PRODUKTIONSVERHALTEN .....</b>	<b>142</b>
17.1	BOCKFLIESS 080.....	143
17.2	BOCKFLIESS 085.....	144
17.3	BOCKFLIESS 117.....	146
17.4	MATZEN 078.....	147
17.5	MATZEN 175.....	148
17.6	SCHLUSSFOLGERUNGEN.....	150
<b>18</b>	<b>KONKLUSION .....</b>	<b>152</b>
<b>19</b>	<b>NOMENKLATUR .....</b>	<b>160</b>
<b>20</b>	<b>LITERATURVERZEICHNIS .....</b>	<b>165</b>
<b>21</b>	<b>EINHEITEN .....</b>	<b>169</b>
<b>22</b>	<b>ANHANG A .....</b>	<b>170</b>
22.1	PERMEABILITÄTSVERTEILUNG ERFOLGREICHE BE (STEIGUNG GERINGER) .....	170
22.2	PERMEABILITÄTSVERTEILUNG ERFOLGREICHE BE (STEIGUNG KONSTANT) .....	174
22.3	PERMEABILITÄTSVERTEILUNG ERFOLGREICHE BE (STEIGUNG NEGATIV) .....	176
22.4	PERMEABILITÄTSVERTEILUNG NICHT ERFOLGREICHE BE (STEIGUNG GRÖßER).....	178
<b>23</b>	<b>ANHANG B .....</b>	<b>180</b>
23.1	BESTIMMUNG DER PRODUKTIONSPARAMETER.....	180
23.1.1	Druckgefälle - $\Delta p$ .....	180
23.1.1.1	Berechnung des Sondenbodenfließdruckes aus der Sonologmessung (dynamisch) .....	181
23.1.1.2	Berechnung des durchschnittlichen Lagerstättendruckes aus der Sonologmessung (statisch) .....	183
23.1.2	Berechnung des Komplettierungsskins und dessen Einflussradius .....	185
23.1.3	Gesamtrelativpermeabilität .....	189
23.1.4	Emulsionsviskosität.....	191

## 4 **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1: Wasserkreislauf einer Lagerstätte (Lit.13).....	27
Abbildung 2: Optimierungsfaktoren und die damit verbundenen Einschränkungparameter des Wasserkreislaufes (Lit.13).....	28
Abbildung 3: Anstieg des WÖVs mit der Zeit aufgrund des natürlichen Mischungsverhaltens in der Formation (Lit.9).....	30
Abbildung 4: Flusslinien zwischen Injektor und Produktionssonde (Lit.9).....	30
Abbildung 5: Ursachen für Überschusswasser gereiht nach seiner Kontrollierbarkeit (Lit.13).....	31
Abbildung 6: Casing-Leckage (Lit.9).....	32
Abbildung 7: Wasserfluss hinter dem Casing (Lit.9).....	33
Abbildung 8: Sprunghafte Zunahme des WÖVs während eines“Choke-back Tests“ indiziert Wasserproduktion aus einer höher liegenden Lage (Lit.9).....	34
Abbildung 9: Steigender ÖWK (Lit.9).....	34
Abbildung 10: Geflutete Lage ohne Crossflow (Lit.9).....	35
Abbildung 11: Kommunikation zwischen Injektor und Produktionssonde über Brüche oder Risse (Lit.9).....	36
Abbildung 12: Klüfte oder Risse zu einer Wasserlage (Lit.9).....	37
Abbildung 13: Bottom-Water Coning (Lit.13).....	39
Abbildung 14: Edge-Water Coning (Lit.13).....	39
Abbildung 15: log-log WÖV Diagnostic Plot für Coning (Lit.9).....	40
Abbildung 16: Geringe areale Entölung aufgrund von natürlichen Kanälen (Lit.12).....	41
Abbildung 17: Gravity-Segregated Layer (Lit.9).....	42
Abbildung 18: Einfluss des Mobilitätsverhältnisses auf den Verdrängungsprozess (Lit.23) ..	43
Abbildung 19: Effekt der Permeabilitätsabnahme mit der Tiefe auf den Verdrängungsprozess (Lit.23).....	44
Abbildung 20: Effekt der Permeabilitätszunahme mit der Tiefe auf den Verdrängungsprozess (Lit.23).....	44

Abbildung 21: Einfluss des Tunnel Effektes auf den Verdrängungsprozess (Lit.23) .....	45
Abbildung 22: Ausbildung einer Übergangszone von 100% Wasser zu 100% Öl in Lagerstätten mit hoher Mächtigkeit und einheitlicher Permeabilität (Lit.25)....	46
Abbildung 23: Geflutete Lage mit Crossflow (Lit.9) .....	47
Abbildung 24: Erfolgreiche Bruttoerhöhung (Lit.1).....	52
Abbildung 25: Nicht erfolgreiche Bruttoerhöhung (Lit.1).....	53
Abbildung 26: Erfolgsstudie für den Produktionsabschnitt 216 PE 10 (Lit.1).....	54
Abbildung 27: Recovery Plot zur Bestimmung des Recovery Faktors (Lit.9).....	57
Abbildung 28: Abrufen des Recovery Plot und log-log Diagnostic Plot aus der Gewinnungsdatenbank .....	63
Abbildung 29: 1.Ableitung des WÖVs über die Zeit (rot) ohne Smoothing .....	64
Abbildung 30: 1.Ableitung des WÖVs über die Zeit (grün) mit Mittelwertbildung unter Verwendung des 1.Algorithmus .....	64
Abbildung 31: 1.Ableitung des WÖVs über die Zeit (braun) mit Mittelwertbildung unter Verwendung des 2.Algorithmus .....	65
Abbildung 32: Erfolgreiche Bruttoerhöhung (Steigung konstant) .....	66
Abbildung 33: Nicht Erfolgreiche Bruttoerhöhung.....	66
Abbildung 34: Erfolgreiche Bruttoerhöhung (Steigung nimmt ab) .....	67
Abbildung 35: Effekt der Ratenalternation verschleiert den eigentlichen WÖV Trend.....	68
Abbildung 36: Keine Bewertung der letzten Bruttoerhöhung aufgrund des kurzen Steigerungszeitraumes .....	69
Abbildung 37: Plateaubildung unabhängig von der Rate verhindern die Bewertung .....	70
Abbildung 38: Einfluss der Corey-Exponenten auf die Form der WÖV Kurve (Lit.16).....	73
Abbildung 39: Einfluss des Mobilitätsverhältnisses auf die Form des Recovery Plots in einer homogenen Lagerstätte (Lit.16).....	73
Abbildung 40: Einfluss des Mobilitätsverhältnisses auf die Form des Recovery Plots bei der Anwesenheit einer Thief-Lage ohne Crossflow (Lit.16).....	75
Abbildung 41: Einfluss der Zunahme der Thief-Lagenkapazität bei $M=1$ und $R_L = 1$ (Lit.16) .....	76

Abbildung 42: Einfluss der Zunahme der Thief-Lagenkapazität bei $M=10$ und $R_L =1$ (Lit.16)	76
Abbildung 43: Einfluss des Crossflow bei $M=4$ und $KHR=0.7$ auf die Form des Recovery Plots; Ort der Thief-Lage auf Lagerstättenmitte (Lit.16)	77
Abbildung 44: Einfluss der Thief-Lagenkonfiguration im perforierten Intervall für niedrigen Crossflow (Lit.16)	77
Abbildung 45: Einfluss der Thief-Lagenkonfiguration im perforierten Intervall für erhöhten Crossflow (Lit.16)	78
Abbildung 46: Permeabilitätsverteilung identifiziert 3 Lagen (Lit.9)	79
Abbildung 47: Durchbruchverhalten im semilogarithmischen WÖV Breakthrough Plot für die in Abb.46 dargestellte Permeabilitätsverteilung (Lit.9)	79
Abbildung 48: Einfluss einer benachbarten Sonde auf die Form der WÖV Kurve (Lit.19)	84
Abbildung 49: Lagerung des 16.TH und der unteren Sande (Lit.8)	86
Abbildung 50: Permeabilitätsverteilung und kumulative Anteilskurve für das Perforationsintervall der Sonde Matzen 379	96
Abbildung 51: Darstellung der Permeabilitätsverteilung mit Hilfe des stratigraphisch modifizierten Lorenz Plot	102
Abbildung 52: Ermittlung von $\bar{k}$ und $k_o$	105
Abbildung 53: Ergebnisse der Johnson Korrelation in den untersuchten Sonden	106
Abbildung 54: Entölungskurvenvergleich für Matzen 379 zeigen Fit bei WÖV=1 und 5 für $r_e=225$	107
Abbildung 55: Förderratenerhöhung vergrößert Drainage Radius zwischen WÖV=5 und 25	108
Abbildung 56: Entölungskurvenvergleich für Matzen 379 zeigen Fit bei WÖV=25 für $r_e=275$	108
Abbildung 57: Vergrößerung des Radius bei WÖV=25 erreicht Fit der Recovery-Kurve in der Sonde Matzen 379	109

Abbildung 58: Vergrößerung des Radius bei $WÖV=25$ erreicht Fit der Recovery-Kurve in der Sonde Matzen 058 .....	109
Abbildung 59: Zu hoher Recovery Faktor indiziert Produktion aus überliegendem Intervall	110
Abbildung 60: Zu geringer Recovery Faktor indiziert keine kontinuierlichen Flussbarrieren	110
Abbildung 61: Graphische Darstellung der Permeabilitätsverteilung für die Korrelation.....	112
Abbildung 62: Einfluss der Entfernung der Perforationsunterkante von einer 16.TH Sublagenbasis auf den Erfolg einer Bruttoerhöhung.....	114
Abbildung 63: Permeabilitätsvergleich im Perforationsintervall der Sonden Ma 023, Bo 079 und Ma 015.....	115
Abbildung 64: Einfluss des Perforationsanteils oberhalb einer Lagengrenze für Sonden, die über zwei Sublagen perforiert sind .....	118
Abbildung 65: Permeabilitätsvergleich der Sonden Bo 031, Bo 034, Ma 140, Ma 286 und Ma 379 (Perforation über zwei Lagen) .....	119
Abbildung 66: Permeabilitätsvergleich im perforierten Intervall von Ma 140 und Bo 031 ...	121
Abbildung 67: Sprunghafte Reduktion des $WÖVs$ nach der Bruttoerhöhung.....	125
Abbildung 68: Sprunghafte Zunahme des $WÖVs$ nach der Bruttoerhöhung.....	126
Abbildung 69: Ansteigen und Abfallen des $WÖVs$ nach einer Bruttoerhöhung.....	127
Abbildung 70: Entsättigungskurve als Funktion der "Capillary Number" basierend auf Modellen.....	130
Abbildung 71: Entsättigungskurven als Funktion der "Capillary Number" für verschiedene Bohrkerne.....	130
Abbildung 72: Recovery Plot der Sonde Bockfliess 028 zeigt vorteilhafte Verdrängung ....	135
Abbildung 73: Geschwindigkeitsvergleich von durchschnittlicher, lagen- und messintervallselektiver Emulsionsgeschwindigkeit .....	136
Abbildung 74: Geschwindigkeit als Funktion des Radius für drei Mächtigkeitsszenarien in der Sonde Bockfliess 080 .....	139
Abbildung 75: Geringer Abfall des $WÖVs$ aufgrund des Lagendurchbruchs in der Sonde Bockfliess 080 .....	144

Abbildung 76: Hauptanteil des durch MA F 253 eingepressten Wassers folgt dem natürlichen Kanal .....	145
Abbildung 77: Produktionsvergleich der Sonden Bockfliess 035, 038 und 085 .....	146
Abbildung 78: Produktionsvergleich der Sonden Bockfliess 011, 035 und 117 .....	147
Abbildung 79: Nach der Produktion einer Gaskappe sinkt WÖV in der Sonde Matzen 078 .....	148
Abbildung 80: Wasser folgt natürlichem Kanal an dessen Ende es sich im Bereich der Sonde Matzen 175 akkumuliert. ....	149
Abbildung 81: Nach Stillstand der Sonde Matzen 175 wird akkumuliertes Wasser abgesaugt .....	149
Abbildung 82: Permeabilitätsschablonen zur Auswahl von Kandidaten.....	154
Abbildung 83: Flussdiagramm zur Ermittlung von Kandidaten für Bruttoerhöhungen .....	157
Abbildung 84: Analysematrix für Sonden, deren Perforationsintervall der Lagenmächtigkeit entspricht.....	158
Abbildung 85: Analysematrix für Sonden, deren Perforation weniger als 3 Meter von einer Lagenunterkante entfernt ist .....	158
Abbildung 86: Analysematrix für Sonden deren Perforation mehr als 3 Meter von einer Lagenunterkante entfernt ist .....	159
Abbildung 87: Interpolation für $hw/rw$ unter Verwendung der exponentiellen Trendliniengleichungen.....	187
Abbildung 88: Modell zur Berechnung des Wirkungsradius, $r_s$ , des Komplettierungsskins	189
Abbildung 89: $\Delta p$ vs. radialer Abstand für Bockfliess 080 mit und ohne Komplettierungsskin .....	191

## 5 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Ergebnisse der Erfolgsbewertung für die bruttoerhöhten Sonden.....	67
Tabelle 2:	Korrelation Perforations-Lagenkonfiguration laut Proseis für die bewerteten Sonden .....	89
Tabelle 3:	Abgrenzungswerte für Flussbarrieren und Thief-Lagen in den bewerteten Sonden .....	98
Tabelle 4:	Auftreten der 16.TH-Lagenübergänge und "Harter Lagen" in den Micrologs .....	100
Tabelle 5:	Variationskoeffizienten der Sonden Bo 028, 034, 066, Ma 058 und 379...	105
Tabelle 6:	Ermittlung der initialen Wassersättigung mit Hilfe der J-Function für die Sonden Bo 028, 034, 066, Ma 058 und 379 .....	106
Tabelle 7:	Verwirklichte kumulative Ölproduktion bei den WÖV=1, 5 und 25 .....	107
Tabelle 8:	Korrelation: Abstand Perforationsunterkante zur Lagenunterkante ermittelt aus den Las-Files .....	113
Tabelle 9:	Lagenselektive Emulsionsgeschwindigkeiten der Sonde Bockfliess 028..	136
Tabelle 10:	Notwendige Erhöhung der Geschwindigkeit für die Sonde Bockfliess 028	137
Tabelle 11:	Verringerung der Einzugshöhe Richtung Perforation durch die Verengung der Flusslinien .....	138
Tabelle 12:	Berechnung des statischen ÖWKs in der Sonde Bockfliess 080 .....	185
Tabelle 13:	Berechnung des Komplettierungsskins für die Sonde Matzen 267 .....	187
Tabelle 14 :	Vergleich der Relativpermeabilitäten für drei Szenarien mit und ohne Skin in der Sonde Bockfliess 080.....	190

## 6 Kurzfassung

Zur Erreichung der Vorgabe der Jahresölproduktion im Matzener Feld, in dem die Ölrate aufgrund der langen Produktionsgeschichte fallend ist, werden Förderratensteigerungen in Sonden mit gutem Zufluss laufend durchgeführt. Die Ergebnisse solcher Bruttoreatenerhöhungen sind teilweise sehr unterschiedlich. In einigen Fällen sinkt und in anderen hingegen steigt die Verwässerung. Der dritte beobachtete Zustand ist eine gleich bleibende Verwässerung. Diese Diplomarbeit identifiziert die Ursachen für dieses Produktionsverhalten und zeigt, dass das Resultat einer Bruttoerhöhung nicht nur eine schnellere Ölproduktion ist, sondern darüber hinaus die vertikale Entölung der Lagerstätte verbessert. Der Grund für die effektivere Entölung ist ein Zusammenspiel von vielen Faktoren, von denen die Permeabilitätsverteilung den ausschlaggebenden Einflussparameter darstellt.

Aufgrund der Komplexität dieser Aufgabenstellung wird die Analyse des Effektes von Bruttoerhöhungen anhand der Produktionseinheit 216 PE 10 durchgeführt, da die Geologie in diesem Bereich gut verstanden ist und erste Resultate der zurzeit laufenden Lagerstättensimulation vorhanden sind. Die Erfolgsbewertung der Förderratensteigerung und die Analysemethodik konzentriert sich auf das WÖV Verhalten einer Sonde. Durch die Anwendung des WÖV Recovery Plot wurden die Bruttoerhöhungen von 26 Sonden in diesem Produktionsabschnitt bewertet und analysiert. Weiters können lagerstättenspezifische Einflussfaktoren und Fluideigenschaften mit Hilfe dieses Graphen interpretiert und deren Einfluss auf den Entölungsprozess studiert werden. Für die Analyse des WÖV Verhaltens mit der Änderung der Bruttoförderate werden verschiedene Modelle und weitere graphische Methoden angewandt, die als einen Parameter immer das WÖV beinhalten. Basierend auf den Ergebnissen dieser Diplomarbeit kann gezeigt werden, dass die Beschleunigung der vertikalen Entölung auf die Verbesserung der Geschwindigkeitsverteilung, die aufgrund einer vorteilhaften Permeabilitätsverteilung zustande kommt, zurückzuführen ist. Ein weiterer Effekt, der durch die Bruttoreatensteigerung genützt wird, ist die Erhöhung der Strömungsgeschwindigkeit in der Formation und die daraus resultierende, wenn auch nur geringe Erniedrigung der Restölsättigung. Bedenkt man, dass durch EOR-Methoden die Restölsättigung verringert werden kann, würde eine Erhöhung der Geschwindigkeit denselben Effekt hervorrufen, jedoch in einem geringeren Ausmaß.

Am Ende dieser Diplomarbeit werden Permeabilitätsverteilungsschablonen und Analysematrizen vorgestellt, die die Auswahl von Bruttoerhöhungskandidaten einschränken und in Verbindung mit dem WÖV Verhalten identifizieren sollen.

## 7 Abstract

Due to the declining oil rates in brown fields, a common strategy to reach the annual oil production at OMV Austria is to increase the gross production rates in wells with good inflow. The results of such gross rate increases differ. In some cases a well's water cut drops while in others it raises. The third observed behaviour is a constant water cut trend without showing reactions on the rate increase. This master thesis identifies the reasons for the different production profiles and water cut reactions and shows, that a gross rate increase, beside a faster oil production, improves the vertical sweep efficiency leading to a higher oil recovery factor. The improvement of vertical sweep is due to a combination of several factors from which the permeability distribution represents the deciding one.

The complexity of the topic asks for a good understanding of the geology and the reservoir. That's why the research focuses on the production unit 216 PE 10 in the Matzen Field, for which a detailed geological, stratigraphical and petrophysical description exists and first results from the ongoing reservoir simulation are available. The rating of success for a well's gross increase and the analyzing methods are based on the WOR behaviour. By the application of the WOR Recovery Plot, a new success rating approach was introduced and 26 wells were classified according to their WOR behaviour before and after the rate increase. Furthermore, this graph offers the possibility to interpret and analyze the effect of the depositional environment in the perforated interval in combination with reservoir fluid characteristics on the recovery process. For the purpose of examining the rate dependency of the WOR, models are set up and further graphical illustrations are presented that use the instantaneous WOR as a common parameter. The higher vertical sweep efficiency is achieved by the improvement of the velocity profile due to the gross rate increase as result of a favourable permeability distribution and the gain of velocity resulting in a more effective oil de-saturation of the near wellbore formation. The latter statement can be explained by the fact that polymer flooding can reduce the residual oil saturation. Increasing the velocity would make use of the same effect but in a smaller quantity.

Based on this knowledge a template for permeability distributions and an analysis matrix were set up that should identify and select candidates for a gross rate increase based on a favourable vertical permeability distribution and the WOR production behaviour respectively.

## 8 Executive Summary

Every oil company that produces a reservoir under water-flood or strong natural aquifer drive has to handle large amounts of water. In brown fields the situation gets worse and water production problems like coning or production from a watered out layer may appear decreasing the oil production while increasing the water production. This situation is already reached in the Matzen Field of the Vienna Basin which is under production since the early 1950s and wells with water cuts beyond the 90% mark must be handled. The declining oil rates are the result of the long water-flooding history which was initiated in 1965. The recovery factor in the production unit 216 PE 10 under research has reached nearly 48% indicating that a high original oil recovery has already been achieved. To study the effect of a gross rate increase on the net oil rate, a good knowledge of the reservoir and fluid properties is mandatory. That's why I decided to perform the analysis with the wells located in the production unit 216 PE 10 for which an extensive stratigraphical, petrophysical and geological survey exists. The horizon of interest is the 16<sup>th</sup> Tortonian which is the most important oil reservoir in the Matzen Field. The 16<sup>th</sup> Tortonian is subdivided into eight layers dipping smoothly in the direction NW to SE. The layers are separated by minor flooding surfaces which are characterized by a high shale content, low porosity and permeability. Another phenomenon in this production unit is the random appearance of so called "harte Lagen" which are calcitic flow barriers with a maximum thickness of one meter. Pre-done work in the scope of an internship identified gross rate increased wells within the last five years which are still under production today. These wells were used for the analysis within this master thesis.

This thesis presents a new success rating approach called Recovery Plot which is based on the 1D Buckley Leverett solution for immiscible, incompressible fluids. In contrast to decline analysis this technique offers the possibility to observe the production behaviour of the oil and the water phase after the gross increase and has a ground physical background which aids in scientific interpretations. Originally this graph was used to calculate the economic WOR in order to estimate the end of economic production. Furthermore you can evaluate the OOIP from this graph because the slope of the WOR curve is indirect proportional to the contacted underground oil volume. This feature makes this plot suited for success rating purposes and is used in the following way for this master thesis:

- Successful gross increase, if the slope of the WOR curve decreases, remains constant or becomes negative after the gross increase in comparison to the slope during the period of lower production rate.
- Unsuccessful gross increase, if the slope of the WOR curve increases in comparison to the slope before the rate increase.

By the use of this approach 26 out of 38 wells could be rated from which 20 were successful. Problems during the rating process appeared because of strong gross rate alternation which tends to irritate the WOR trend. An abnormal production behaviour such as plateau like stabilized periods or sudden slope changes at constant production rates led to difficulties and discrepancies in the interpretation and slope determination too. That's why 12 wells were eliminated and not taken into consideration for further analysis. A decreasing WOR or a raising oil rate respectively over a period of more than six months must be counted as abnormal too and cannot be the outcome of a gross rate increase. Nevertheless these wells will be examined separately.

Due to the fact that the water cut of most of the analyzed wells is already above 90% and water breakthrough has happened a long time ago, the oil recovery process cannot be described by a shock front anymore. The oil will be recovered in form of an oil/water emulsion with water as the continuous phase. According to reference 25 and 26, the recovery of oil by water in form of an emulsion is a function of the velocity. The higher the velocity of the continuous phase the more oil can be mobilized and transported by the water, decreasing the residual oil saturation of the formation. This condition is illustrated in Figure 1.

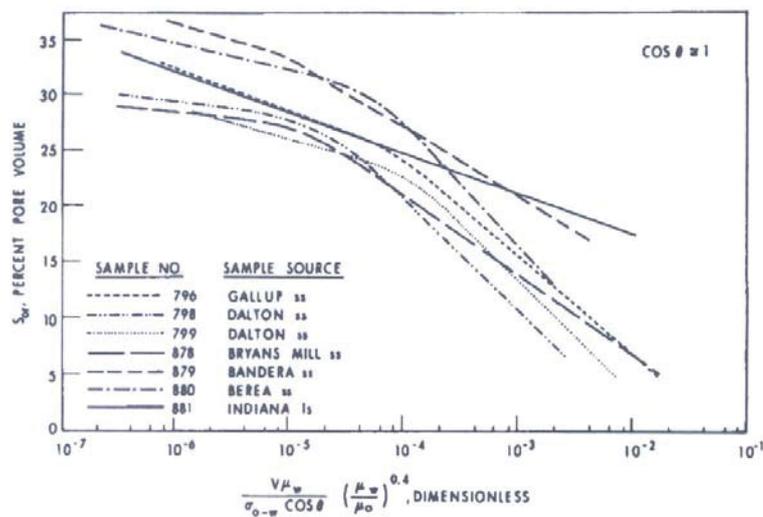


Figure 1: Residual oil de-saturation as a function of the Darcy velocity

Originally this graph was evaluated for the examination of polymer flooding efficiency and shows the results of core flood tests. The target of EOR-Methods is to decrease the interfacial tension between oil and water,  $\sigma_{o-w}$ , and to increase the continuous phase viscosity,  $\mu_w$ , leading to an overall increase of the dimensionless parameter plotted along the x-axis. This parameter is also called Capillary Number or Ca-Number. The variable  $v$  equals the Darcy or superficial velocity in the formation. The slopes of the de-saturation curves in the graph show that the higher the Capillary Number is, the higher the oil de-saturation of the formation becomes. Increasing a well's gross rate raises the Darcy

velocity and consequently decreases the residual oil saturation. For nearly all the samples two different slopes of the curves are detectable, reducing the residual oil saturation at different rates. A typical range of the Ca-Number achieved in waterfloods without EOR projects is smaller than  $10^{-5}$ . Consequently, the wells in the production unit 216 PE 10 would operate within the lower residual oil de-saturation range. Whether the wells produce within the lower or stronger de-saturation can not be proven because such curves do not exist for the area under research. But due to the unusual high permeabilities in this area the shape of the curve may look different. Nevertheless, as a matter of fact, a gross rate increase leads to a decrease of the residual oil saturation. Therefore, the smaller the reservoir height, the higher the velocity, the better the de-saturation process. The success of a gross rate increase depends on the amount of oil mobilized by the higher velocity and improved velocity distribution in proportion to the amount of water produced. In case of a stratified perforation interval with continuous flow barriers and thin layers (<1 [m]) the assumption can be done that the water displaces the oil across the total thickness of the layer. Consequently, the emulsion velocity determines the oil recovery and the lower the viscosity, the higher the velocity.

According to reference 9 and illustrated in Figure 2, ten different kinds of water production problems called excessive water production mechanisms can increase a well's water production. In the figure the mechanisms are already ranked after their complexity in shutting the excessive water off. The idea is that if none of these mechanisms is present, a gross rate increase should be successful because the drainage radius increase leads to a larger contacted oil volume making the slope of the WOR curve in the Recovery Plot drop.

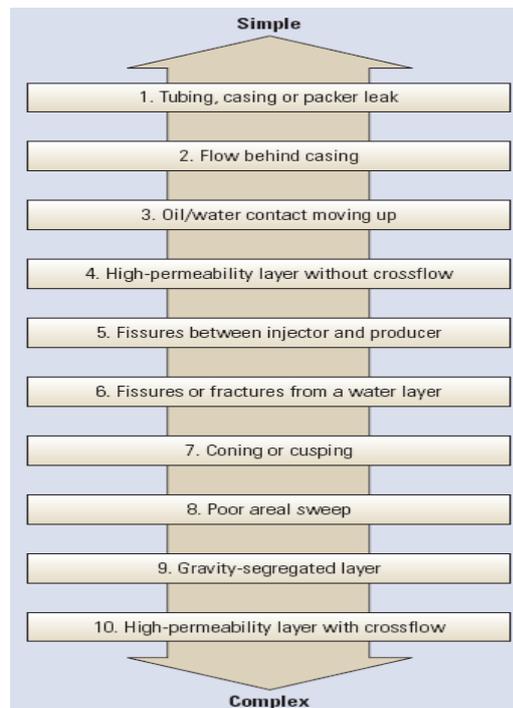


Figure 2: Excessive water production mechanisms ranked after their degree of complexity

The first two problems can be limited to a completion failure. Their influences on water production are dependent on the magnitude of the leak or of the faulty cement bond, making it very difficult to identify these problems without a suited logging program. Furthermore, I assumed that the origin of the water problem can be found in the reservoir itself. That's why I took the first two water problems not into consideration. The OWC moving up and being already located within the perforation interval without showing a coning tendency can only be expected if the vertical permeability in contrast to the horizontal is very small ( $k_{vert} < 0.01 * k_{hor}$ ). In the production unit 216 PE 10 the

permeability ratio  $\frac{k_{hor}}{k_{vert}}$  is assumed to be 2.43. Moreover, the perforations of the success

rated wells are at least 20 meters above the estimated static OWC. Consequently, I cancelled this mechanism as an excessive water origin too. Because of the depositional nature of the area under research no natural fractures within the production unit are present eliminating mechanism 5 and 6 as water sources. Thus, five mechanisms are left that could increase the water production in the production unit 216 PE 10:

- High-permeability layer without crossflow
- High-permeability layer with crossflow
- Gravity-segregated layer
- Poor areal sweep
- Coning or cusping

The first three excessive water production mechanisms are the result of an unfavourable mobility ratio and vertical heterogeneity resulting in a poor vertical sweep. In case of 216 PE 10 the mobility ratio equals approximately 7, indicating an unfavourable displacement process in a homogeneous reservoir. The only continuous flow barriers or vertical flow restrictors distributed all over the 16<sup>th</sup> Tortonian horizon are the shaly transition zones between the eight layers. Locally the calcite-layers can also act as flow barriers blocking of bottom water coning and reduce the height of a perforated layer.

*Gravity-segregated layer (Fig.3):* In a homogeneous reservoir with  $M > 1$  the water will slump to the base and under run the oil because of the gravity effect and the higher mobility of water. The situation gets worse if the permeability distribution is fining upwards because the water will preferably follow the higher permeable zone at the base, leaving the oil in the upper part of the reservoir behind. On the other hand, the permeability trend coarsening upwards in combination with an unfavourable mobility ratio can create a displacement front that has a shape similar to the Piston-Like displacement scenario. This condition would be reached at the optimal filtration velocity in the formation at which the mobility ratio and the coarsening upwards trend produce a Piston-Like velocity profile. A gross production rate increase below this optimal rate would improve the velocity profile,

producing a more uniform velocity distribution across the layer height. Consequently, the vertical sweep would increase.

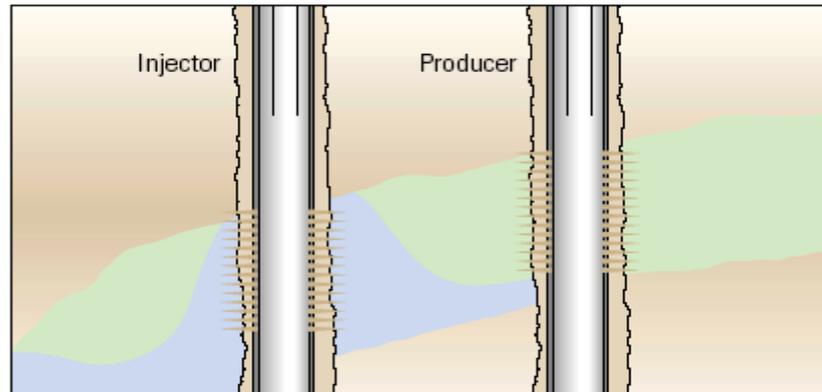


Figure 3: Gravity-Segregated Layer

In a homogeneous reservoir with a large thickness and a high average permeability, the water will completely separate from the oil phase and fluid interfaces will develop. The transition zone between the oil phase and water phase is called capillary transition zone. The saturation within this zone changes from 100% water to 100% oil from base to top. If the reservoir is partially perforated in the middle or near the top, the success of a gross rate increase depends on the location of the perforation, whether it is in the capillary transition, the water or oil zone. The oil de-saturation of the capillary transition zone is a function of the velocity. If the dynamic free water level is located only a few meters below the perforation and the production rate is high, coning or cusping will probably occur. The larger the distance of the perforation to the free water zone the higher the critical coning rate.

*High permeability layer with and without crossflow (Fig.4):* A high permeability layer is present when its flow capacity is at least five times larger than the mean permeability in the perforation interval. If the high permeable layer is isolated from its surrounding, the location of the layer within the perforation interval has no influence on the recovery process.

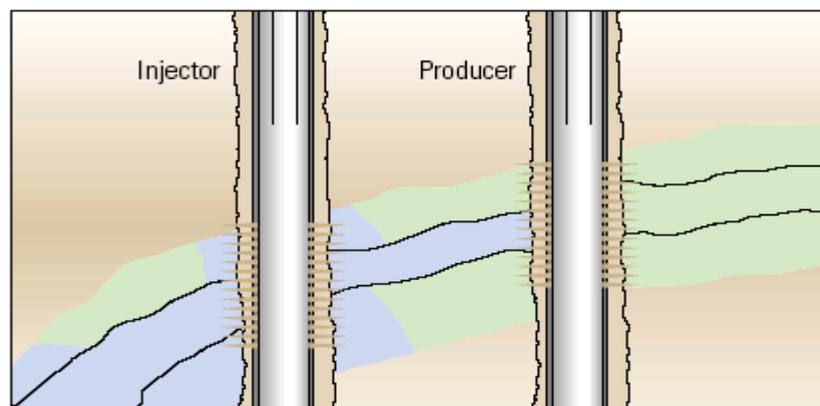


Figure 4: High-permeability layer with and without crossflow

But as soon as the layer communicates with the formation above and below, a placement near the top of the perforation creates a more favourable vertical sweep, especially when the mobility ratio is larger than one. In that case, the injected water will preferably enter the formation near the top of the reservoir along the thief-layer. As the water progresses into the formation the gravity effect will force the water to the base of the reservoir, in the ideal case creating a more or less Piston-Like front. The optimal rate at which the velocity profile is uniform, will be, in dependence of the degree of crossflow and thief-layer permeability, smaller than in the coarsening upwards case of the gravity segregated layer because of the stronger permeability contrast.

The assumption that the velocity profile in case of a coarsening upwards formation improves because of the gross rate increase is valid, if the water is produced edge-like. Consequently, the reservoir must be perforated over the total thickness. In case of a partial perforation the perforation end should be located at the base of the reservoir or directly above a flow barrier. Otherwise, the sweep water would accumulate below the perforation and ascend from bottom to top leading to fluid interface creation and coning may appear.

Based on the interpretations mentioned above the success of a gross rate increase depends on the following conditions:

1. Sweep water can be assumed to be produced edge-like over the total perforation if
  - the perforated layer shows no stratification and is partially or fully perforated with the perforation end set directly above a flow barrier
    - Favourable for a gross rate increase:
      - The facies coarsening upwards creates a more uniform velocity profile if the gross rate is below the optimal rate that produces a Piston-Like velocity front.
    - the perforation interval is characterized by thief-layers that are isolated from each other by continuous flow barriers
      - Favourable for gross rate increase:
        - The thinner and higher permeable the single layers are, the higher the velocity. The success depends on the amount of residual oil mobilized and the water produced. The location of the layer within the perforated interval has no meaning if the flow barriers are continuous.
      - the perforation interval contains a thief layer near the top of the perforation that communicates with the formation below
        - Favourable for a gross rate increase:
          - high degree of communication
  - 2. Sweep water can be assumed to be produced bottom-like if

- the perforated layer shows no stratification and is partially perforated in the middle or at the top; the permeability below the perforation is equal or larger than the permeability within the perforated section

Favourable for a gross rate increase:

- Production rate below critical coning rate. The higher the distance of the perforation end to a flow barrier, the higher the critical coning rate
- Large layer thickness and high average layer permeability

To detect the mechanisms 4, 9 and 10 and distinguish them, the permeability distribution and the presence of flow barriers within the perforated section must be known. For that purpose I plotted the permeability data versus depth for the perforation interval and the perforated layer in the success rated wells. The permeabilities have been evaluated by the Proseis AG and are the outcome of a permeability-depth trend via a Timur relationship and the interpretation of Microlog Data. Based on this graphical illustration I highlighted the perforation interval and calculated the distance of the perforation end to the next continuous flow barrier. Furthermore I defined permeability cut off values for flow barriers and high-permeable layers (thief-layers) and described their location within the perforation interval. If there was a certain layering within the perforated interval and the single layers were isolated from each other by flow barriers, I checked the continuity of the layers and of the flow boundaries by the use of the Johnson Correlation. In the next step I tried to find an explanation for the shape of the WOR curve in the Recovery Plot by the help of the permeability distribution, distance to a continuous flow barrier and layer breakthrough behaviour. This application is valid according to references 16, 17, 19 and 20 which examined water flood performance after water breakthrough and described the effect of mobility ratio and reservoir heterogeneity on the shape of the WOR curve in the Recovery Plot under the assumption that the production rate remains constant throughout the well's life time.

The references 21 and 22 suggest that the rate dependent phenomenon "coning" shows a defined WOR change with time after a gross rate increase. To visualize the change with time the first derivation of the instantaneous WOR after time must be evaluated and plotted versus the cumulative production time in days in a log-log plot. This double-logarithmic plot was implemented in the "Gewinnungsdatenbank" and is available as a graphical output. The analysis with this graph showed that coning is not the actual excessive water production mechanism and could only be observed in two of the success rated wells.

A correlation of the evaluated parameters such as permeability distributions and heterogeneity showed that the unsuccessful gross rate increases were carried through in wells where the perforation was located less than 3 meters above a continuous flow barrier and the facies type was homogeneous, fining upwards or thief-layers were present near the bottom of the perforation. The gross increases in wells less than 3 meters above a flow

barrier were successful when the permeability trend was strong coarsening upwards or a thief layer was positioned near the top of the perforation and communicated with the formation below. As soon as the perforation was located more than 3 meters above a flow barrier and the overall formation permeability was high, all gross rate increases were successful. Wells with a stratified perforated interval containing high-permeable layers, which were proved to be isolated by flow barriers (Johnson Correlation), were successfully gross rate increased.

In some cases the WOR dropped to a lower value after the rate increase, making in my opinion use of the effect of the residual oil mobilization. Under the assumption that the well's drainage volume can be described by a cylinder, the velocity decreases logarithmically with increasing radial distance. For calculating the formation velocity as a function of the radial distance the equation  $q_L = v_L(r) * 2\pi rh$  was used. To get representative results for the emulsion velocity by the application of this equation the following conditions must be fulfilled:

- the emulsion viscosity is constant throughout the drainage volume
- the relative permeability is constant throughout the drainage volume

A nearly constant emulsion viscosity can only be achieved in thin layers in which the water is uniformly distributed over the layer thickness. In thick homogeneous reservoirs, the water will under run the oil, decreasing the viscosity at the base and increasing the relative permeability to water, increasing the velocity at the base. This condition cannot be described with the equation above. That is why I calculated the velocity only in one well that in my opinion fulfils the requirements best. The outcome proved the statement that the wells at OMV produce in the lower de-saturation range and Ca-Numbers of  $10^{-6}$  are reached within a radius of five meters. According to this result, the stronger residual oil mobilization can be defined as a near wellbore phenomenon limited to thin high permeable layers.

Because of the examination of the permeability distribution in combination with the velocity dependent oil de-saturation theory, it can be shown that a gross rate increase can favourably affect the vertical sweep efficiency if the following permeability scenarios are present:

- The coarsening upwards scenario in a fully perforated layer, beside a velocity increase, improves the velocity profile and the formation interval is flooded more uniformly at a higher velocity. If the layer is partially perforated at the base and the formation above the perforation has a permeability equal or larger than the highest permeability in the perforated interval, the coarsening upwards trend displaces the water farther into the region above the perforation leading to a larger vertical sweep height. Both scenarios are illustrated in Figure 5 which should be used as a template for identifying wells that show this favourable permeability feature.

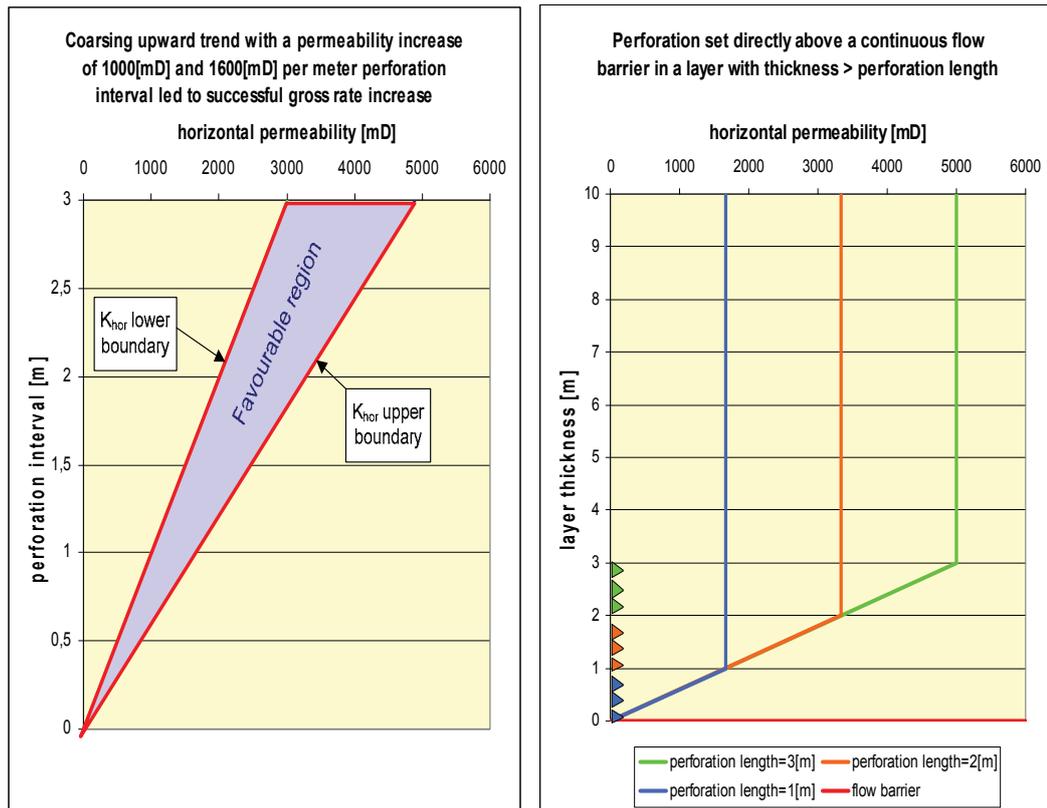


Figure 5: Permeability template for coarsening upwards trend

Successful gross rate increases were carried through in wells with a coarsening upwards trend of 1000 to 1600 [mD] of increase in permeability per meter with the perforation set directly above a flow barrier.

The fining upwards trend also increases the velocity but the area contacted by the sweep water will become smaller, flooding only the higher permeable base.

- Coning or Cusping: wells, whose perforations are located more than three meters above a continuous flow barrier and with an average formation permeability larger than 2000 [mD], showed no coning at rates up to 150 [m<sup>3</sup>/d]. Sooner or later, coning will appear because of the rising OWC and therefore the critical coning rates will sink. The formation should be homogeneous and high permeable. The larger the distance of the perforation to a flow barrier or to the free water level, the longer coning can be avoided as a water source. The success of a rate increase depends on the location of the perforation, whether it is in the capillary transition, the oil or water zone. The oil de-saturation of the capillary transition zone is a function of the emulsion velocity. If the rate is below the critical coning rate, a gross rate increase should be successful. The permeability template based on the success rated wells is illustrated in Figure 6.

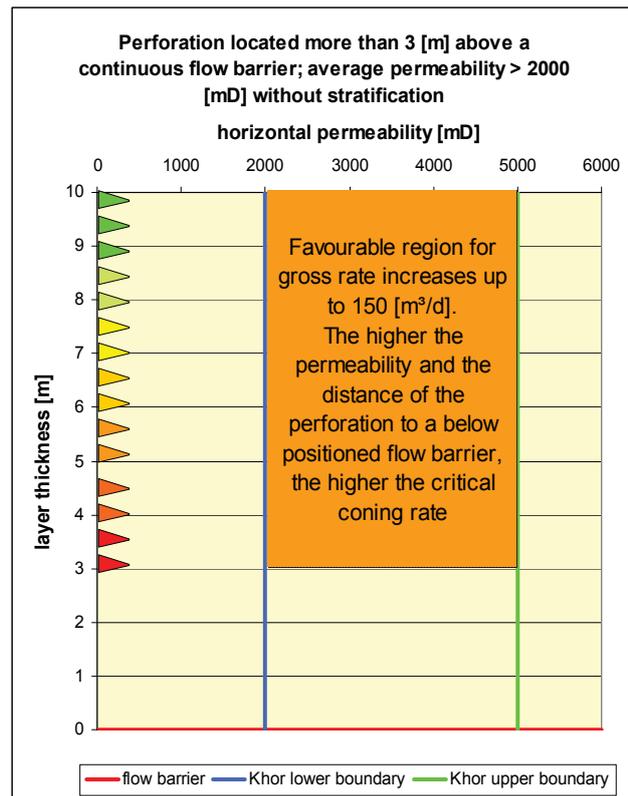


Figure 6: Perforation-layer configuration for homogeneous high permeable formations

- Stratified perforation interval: the gross rate increases were successful in wells whose perforation interval was characterized by thin high permeable layers that were isolated from each other by flow barriers. In my interpretation the reason for the success is the higher emulsion velocity in comparison to thick homogeneous layers leading to a stronger residual oil mobilization. Due to the fact that no de-saturation curves for the production unit 216 PE 10 exist and because the performed velocity calculation included many assumptions, no quantitative proof can be provided. To eliminate the risk of water slumping to the base because of crossflow and following a high permeable layer, the permeability of the single layers should increase in direction of the perforation top.

Thief-layers communicating with the surrounding formation led to a successful gross increase when they were positioned near the top of the perforation

*Poor Areal Sweep:*

The effect of natural channels and the influence of neighbouring wells on the areal sweep efficiency were examined by comparing the WOR behaviour in the well of interest with the surrounding wells over time. Re-perforation, gross rate increase and shut in periods of neighbouring wells were highlighted in the WOR history of the well of interest. By this approach I discovered that the reason for a decreasing WOR over a time period of more than six months was a change in the injection flowline configuration because of rate

increases or abandonment of neighbouring wells. Other reasons for a continuous negative slope of the WOR curve in the Recovery Plot after a gross rate increase were:

- Water accumulation during work-over or production stop when the well is located at the end of a natural channel. After the well's start up the accumulated water gets produced until the value of the WOR before the shut-in is reached again and the slope of the curve becomes positive.
- Gas accumulation during work-over or production stop in the area of Matzen. After the production of the local gas, the WOR decreases.

The permeability data evaluated by the Proseis AG are available for 280 wells located in the production unit 216 PE 10. For a gross rate increase pre-candidate selection the screening process should be focused on the vertical distribution of the permeability in the perforation interval and the perforated layer as suggested by the presented templates in order to identify candidates with a favourable permeability distribution. For analyzing the identified candidates the Recovery Plot must be drawn. For that purpose the Recovery Plot was implemented in the "Gewinnungsdatenbank" and is available as graphical output. If the WOR curve shows sudden slope changes or stabilized periods at constant gross rates, a comparison with the neighbouring wells should be performed watching out for abandonment, re-perforation and gross rate increases. Other reasons for an abnormal WOR behaviour include the breakthrough of layers within the perforation interval, accumulation of water during production stop and a strong response of the well's GOR.

In case of well's artificially lifted by sucker rod pumps the well's gross production rate often declines before a work-over due to a decreasing pump efficiency. A stronger increasing WOR during the period of declining gross rate is a good indication for candidates that should be gross rate increased.

Based on the results of this master thesis I suggest further gross rate increases in the following success rated wells. No economical aspects such as adaptation costs for the gross rate increase and inflow limitations are taken into consideration.

Area Bockfliess:

1. Bockfliess 080
2. Bockfliess 066
3. Bockfliess 028

Area Matzen:

1. Matzen 078
2. Matzen 286
3. Matzen 023

## 9 Einleitung

*“Just the costs of doing business?”*

Betrachtet man die weltweite tägliche Wasserproduktion, bezogen auf den Stand zum Jahr 2000, von ungefähr 33,4 Millionen m<sup>3</sup> [210 Millionen Barrels] Wasser, die zusammen mit 11,9 Millionen m<sup>3</sup> Öl [75 Millionen Barrels] zu Tage gefördert werden, könnten viele Ölfirmen eher als Wasserfirmen fungieren. Auch bei der OMV Österreich kommt diese Problematik zum Tragen, da man sich im Matzener Feld bereits seit mehr als 30 Jahren in der “Long Tail Production“ befindet und die Ölraten bei konstanter Bruttoförderung oft fallend sind, jedoch nicht immer. So befinden sich bereits viele der Ölsonden in Verwässerungsbereichen jenseits der 90% Marke mit weiterhin steigender Verwässerung. Erschwerend für diesen Trend, sind die Wasserbehandlungskosten, die im Matzener Feld, je nach Förderart, zwischen 1€ und 2€ pro Kubikmeter Wasser betragen. Um nun der Vorgabe der Jahresölproduktion des Asset Öl im Matzener Feld gerecht zu werden, müssen Bruttoerhöhungen durchgeführt werden, damit das Abfallen der Ölrate abgefangen bzw. kompensiert wird. Ansonsten wäre die kumulative Jahresölproduktion rückgängig. Weiters ermöglicht der aktuell hohe Ölpreis eine wirtschaftliche Mehrproduktion an Wasser. Wie bereits oben angeführt, zeichnet sich die “Long Tail Production“, die Zeitspanne nach dem Produktionsplateau, durch fallende Ölraten aus. Im Falle des Matzener Feldes ist dieser Rückgang der Ölrate in den letzten 30 Jahren nicht der Erschöpfung des Lagerstättendruckes zu zurechnen, sondern der bereits hohen Entölungseffizienz, erzielt durch eine seit 1965 andauernde Wasserflutung, zu zuteilen. Ein typisches Produktionsverhalten nach dem Wasserdurchbruch in einer homogenen Lagerstätte, ist normalerweise durch einen konstanten oder zunehmenden (Coning) Anstieg der Verwässerung mit zunehmender Bruttorente geprägt. Im Gegensatz dazu verhalten sich aber manche Ölsonden im Matzener Feld genau umgekehrt, nämlich, dass die Verwässerung mit steigender Bruttorente abnimmt und in speziellen Fällen die Ölrate sogar über einen längeren Zeitraum wieder ansteigt. D.h. man erzielt eine für Wasserflutung atypische Reaktion der Lagerstätte auf die Bruttoerhöhung. Somit würde man mit den vorhandenen Sonden eine höhere und schnellere Entölung der Lagerstätte ohne zusätzliche hohe Investitionen wie Infill Drilling erreichen. Die Aufgabe dieser Diplomarbeit ist es die einzelnen Parameter, die zu diesem untypischen Verhalten führen, zu identifizieren, relevante Zusammenhänge zu beschreiben und, wenn möglich, eine Vorhersagemethode für eventuelle Kandidaten zu entwickeln, die durch die Erhöhung der Gesamtförderrate, den Effekt der rückgängigen Verwässerung durch die Bruttoerhöhung nutzen und über einen längeren Zeitraum beibehalten.

## 10 Herausforderung Wasserproduktion

Wasser ist in jeder Öllagerstätte im Überfluss vorhanden, sei es als freies Wasser in einem Aquifer, als initiales Porenwasser in der Ölzone oder als Wasser, das durch Rückinjektion in die Lagerstätte transportiert wird. Kein Operator setzt es sich zum Ziel Wasser zu produzieren, es kann aber als Begleitprodukt der Ölproduktion nicht verhindert werden. Aufgrund dieser Tatsache ist produziertes Wasser über den Lebenszyklus einer Lagerstätte unvermeidbar und wird in gewissen Mengen anfallen. Die anfallenden Mengen an Wasser können im Voraus abgeschätzt werden und dienen weiters der Berechnung der Durchgangskapazität von z.B. Abscheidungs- und Wasseraufbereitungsanlagen. Um diese Wassermengen möglichst effizient zu verwalten, muss zuerst der Wasserkreislauf verstanden werden, der in Abb. 1 veranschaulicht ist.

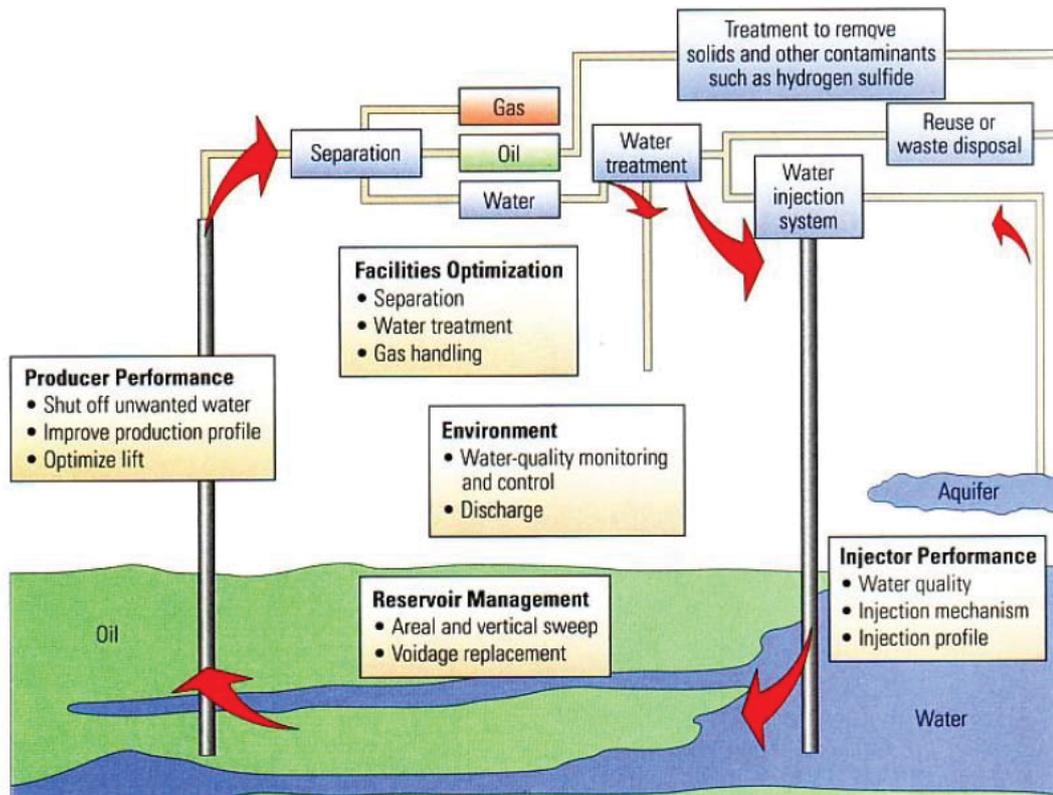


Abbildung 1: Wasserkreislauf einer Lagerstätte (Lit.13)

Bezogen auf diese Abbildung kann der Wasserkreislauf auf vier Hauptbereiche aufgeteilt und nach abnehmendem Öltransport gereiht werden:

1. Lagerstätte
2. Produktionssonde
3. Obertage situierte Produktionswasserabscheidungs- und aufbereitungsanlage
4. Wasserinjektor

Die Aufgaben dieser Bereiche sind klar definiert und müssen aufeinander abgestimmt werden, um eine maximale Effizienz zu erzielen. Die wichtigste Aufgabe fällt dem Reservoir Management zu, da die Entölung der Lagerstätte zusammen mit dessen Produktion die anderen drei Hauptbereiche wirtschaftlich beschränkt. Es muss also genug Öl produziert werden, um die Wasserbehandlungskosten zu tragen. Diese Kosten setzen sich im Allgemeinen aus den folgenden Teilen zusammen und werden in Kosten pro Kubikmeter Produktionswasser ausgedrückt:

- *Liftkosten* — Kosten, die der Beförderung eines Kubikmeters Wasser von der Lagerstätte nach Obertage zu zurechnen sind.
- *Beförderungskosten Obertage* — Kosten, die der Beförderung eines Kubikmeters Wasser in Obertage verlegten Förderleitungen zu zurechnen sind.
- *Abscheidungskosten* — Kosten, die durch die Abtrennung eines Kubikmeters Wasser aus dem Produktionsfluid entstehen.
- *Wasseraufbereitungskosten* — Kosten, die durch die Verbesserung der Wasserqualität eines Kubikmeters Wasser für die Rückinjektion entstehen.
- *Einpresskosten* — Kosten, die durch das Verpumpen eines Kubikmeters Wasser zurück in die Lagerstätte entstehen.

Daraus folgend muss die Optimierung des Wasserkreislaufes nach den in Abb.2 dargestellten Gesichtspunkten, bezeichnet als "Key Performance Indicators", zusammen mit den beschränkenden Faktoren, den so genannten "Bottlenecks", erfolgen.

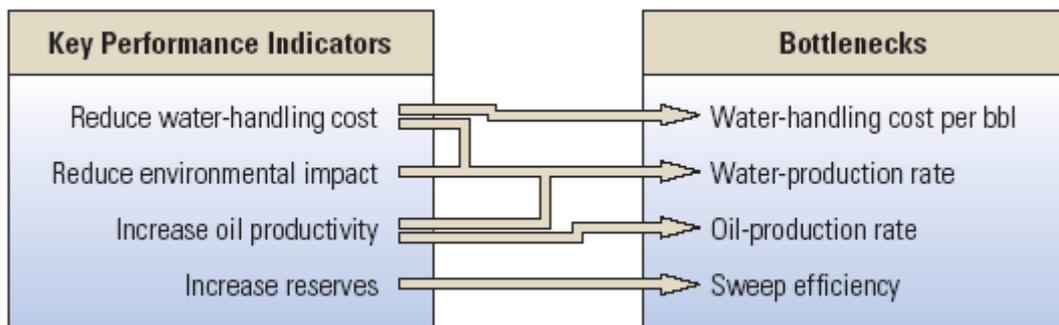


Abbildung 2: Optimierungsfaktoren und die damit verbundenen Einschränkungparameter des Wasserkreislaufes (Lit.13)

Diese Abbildung verdeutlicht den Zusammenhang zwischen Wasserbehandlungskosten und Ölproduktion. Um die Wasserbehandlungskosten pro Kubikmeter Wasser zu reduzieren, müsste die Gesamtheit der oben genannten Kosten verringert werden, was ohne zusätzliche hohe Investitionen nicht zu bewerkstelligen ist. Die Optimierung des Wasserkreislaufes hinsichtlich Öltransport von der Lagerstätte an die Oberfläche, wird entweder durch die Verringerung der Wasserproduktionsrate bei konstanter Bruttoförderrate oder durch die Erhöhung der Ölrate bei konstanter Wasserproduktion erreicht. D.h. die Lagerstätte muss

entweder effektiver entölt oder das Produktionswasser abgesperrt werden. Für diese Optimierungsweise muss zuerst verstanden werden, welcher Anteil des Produktionswassers vorteilhaft für die Ölproduktion ist und welcher nicht.

## 10.1 Definition Produktionswasser

Lit.9 definiert den Ursprung der Wasserproduktion folgend:

“*Sweep Water*“ — diese Art des Produktionswassers ist das Resultat einer Wasserinjektion oder eines natürlichen Aquifers. Mit Hilfe des “*Sweep Water*“ wird Öl aus der Formation in Richtung Sonde transportiert und zusammen mit dem Wasser produziert. Die anfallende Menge an “*Sweep Water*“ hängt sehr stark von der Verdrängungseffizienz ab. Der Verwaltung des “*Sweep Water*“ durch das Reservoir Management fällt eine sehr wichtige Aufgabe zu, da dieses Produktionswasser ein bestimmender Faktor hinsichtlich Sondenproduktivität und Ausbeutegrad ist. Im Allgemeinen können zwei Sparten von produziertem Wasser unterschieden werden:

- “*Good Water*“ — entspricht dem Wasser das Öl mit sich produziert. Die Produktion des “*Good Water*“ ist das Resultat der Vermischung von Wasser und Öl in der Formation und kann nicht abgesperrt werden, ohne dabei Ölreserven in der Formation zurückzulassen. Der fraktionelle Wasserfluss in der Formation wird von dem natürlichen Mischungsverhalten von Öl und Wasser bestimmt und ist verantwortlich für das steigende WÖV mit der Zeit, wie in Abb.3 auf der nächste Seite zu sehen ist. Im Idealfall ist die Verdrängung Wasser/Öl “Piston-Like“ und das “*Good Water*“ verdrängt das gesamte Öl. Folgend müsste für die vertikale Gesamtentölung der Formation lediglich ein dem Öl äquivalentes Porenvolumen an Wasser zirkuliert werden. Eine weitere Form dieses Wassers wird verursacht durch die Verengung der Flusslinien zwischen Injektor und Produktionssonde im bohrlochnahen Bereich, illustriert in Abb.4. Der Wasserdurchbruch erfolgt entlang der kürzesten Flusslinie, während das Öl, kontaktiert von den längeren Flusslinien, erst noch in Richtung Sonde transportiert wird. Somit muss dieses Wasser auch als “*Good Water*“ betrachtet werden, da es nicht abgesperrt werden kann ohne dabei Öl zurückzulassen.

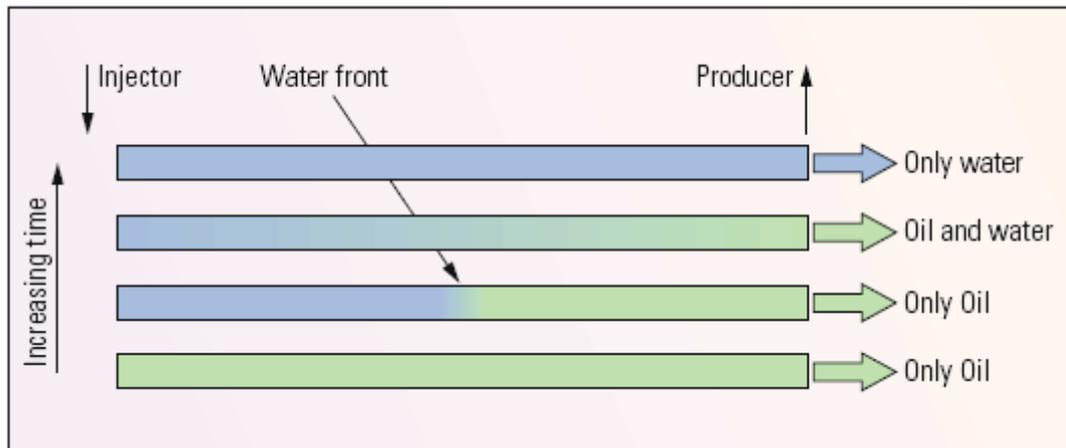


Abbildung 3: Anstieg des WÖVs mit der Zeit aufgrund des natürlichen Mischungsverhaltens in der Formation (Lit.9)

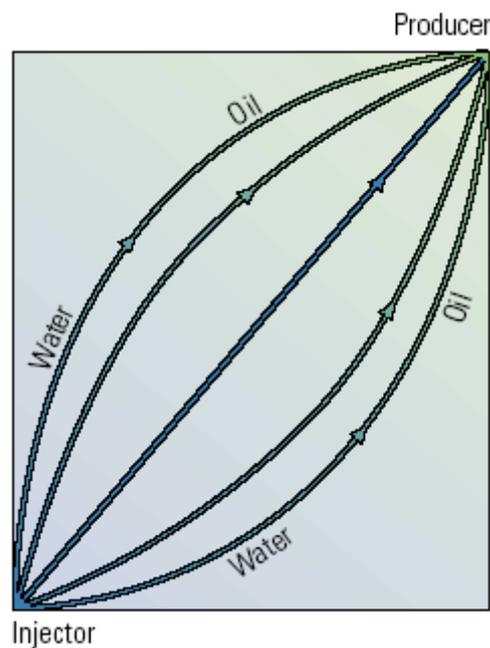


Abbildung 4: Flusslinien zwischen Injektor und Produktionssonde (Lit.9)

- *“Bad Water“* — entspricht dem Wasser, das kein Öl mit sich produziert oder zu wenig, um wirtschaftlich zu sein. Diese Art des Wassers erhöht lediglich die Wasserproduktion ohne dabei einen wirtschaftlichen Vorteil zu bringen. In der englischen Literatur wird diese Art des Wassers im Allgemeinen als *“Excessive Water“* (das Maß überschreitend) bezeichnet, da die zu erwartende normale Wasserproduktion bzw. Verwässerung um ein bestimmtes Maß erhöht wird. Im weiteren Verlauf dieser Diplomarbeit wird als Synonym der Begriff *“Überschusswasser“* verwendet. In den meisten Fällen kann die Quelle des Überschusswassers als eine von 10 verschiedenen Mechanismen klassifiziert werden. Diese werden im weiteren Verlauf *“Überschusswassermechanismen“* (engl. *“Excessive Water Production Mechanism“*) genannt. Unter anderem kann die

Produktion des Überschusswassers eine Kombination von mehreren dieser 10 Mechanismen sein und somit die Komplexität des Wasserproblems erhöhen. Diese Ursachen für die Erhöhung der Wasserproduktion bilden den Inhalt des nächsten Kapitels und werden dort im Einzelnen detailliert erklärt.

Diese beiden Formen von Produktionswasser treten sehr oft in Kombination auf, d.h. die Wasserproduktion besteht zu einem Teil aus "Good Water", der das Öl in das Bohrloch befördert, und zum anderen Teil aus Überschusswasser, der lediglich die Wasserproduktion erhöht ohne dabei den Ölanteil zu erhöhen. Deshalb ist es manchmal nicht möglich das Überschusswasser abzusperren ohne dabei auch das "Good Water" zu verlieren.

## 10.2 Gründe für erhöhte Wasserproduktion

Laut Lit. 9, 13 und 41 können die in Abb.5 dargestellten 10 Mechanismen auftreten, wobei bereits die Reihung nach der Schwierigkeit der Prävention erfolgt ist, d.h. je höher die Reihung desto komplexer ist der Wassermechanismus und desto schwieriger wird es ihn zu kontrollieren

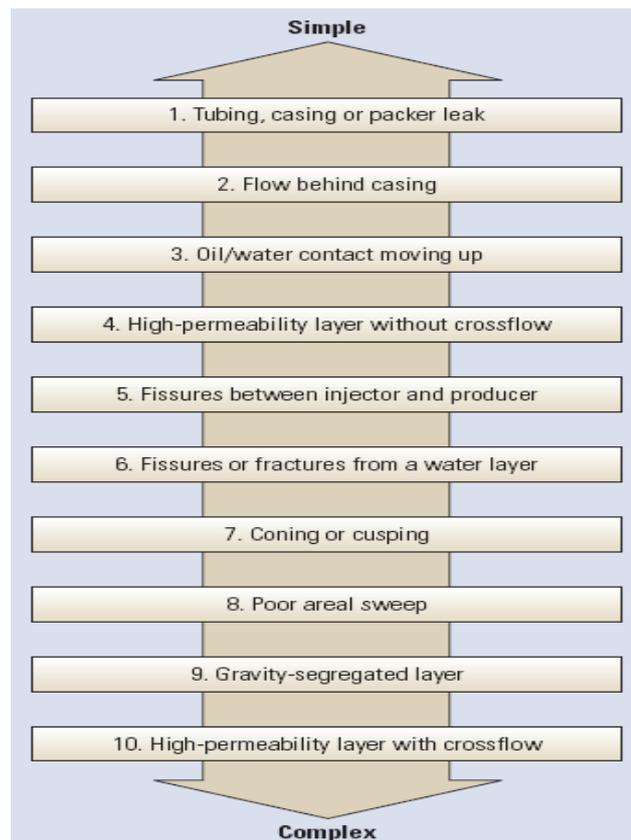


Abbildung 5: Ursachen für Überschusswasser gereiht nach seiner Kontrollierbarkeit (Lit.13)

Wie die Erhöhung der Wasserproduktion durch diese Typen zustande kommt und wie sich diese in der Produktion äußern, wird ab der nächsten Seite erklärt.

### **10.2.1 Leakage im Casing, Tubing oder Packer**

Die Casing-Leckagen erlauben Wasser aus einer nicht ölführenden Zone in den Produktionsstrang zu fließen und folgend zu Tage gefördert zu werden, veranschaulicht in Abb.6. Bei Tubing und Packer-Leckagen erfolgt der Zufluss des Überschusswassers nicht direkt aus der Formation, sondern von innerhalb des Bohrloches.

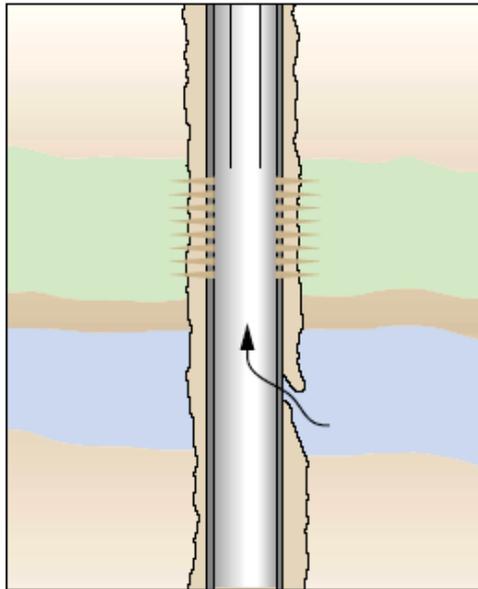


Abbildung 6: Casing-Leckage (Lit.9)

Um den Ort der Leckage festzustellen und im Weiteren die Leckage zu eliminieren, werden unterschiedliche Techniken angewandt und sind stark abhängig von der Art der Sondenkomplettierung. Die Lokation einer Leckage wird im Allgemeinen mit Hilfe von Produktionslogs basierend auf Dichte- und Temperaturunterschied oder mit Spinner Logs bestimmt. In komplexeren Komplettierungen werden unter anderem Mehrphasen Logs verwendet, die den "Fluid Hold-Up" im Bohrloch bestimmen.

Zur Lösung dieser Problematik kommen so genannte "Shut-Off Fluids", wie Harze oder Gele, zum Einsatz oder der Problembereich wird einfach mechanisch mit Hilfe von Zement, Plugs, Packer oder Patches abisoliert. Somit ist diese Art des Überschusswassers lös- und kontrollierbar innerhalb des Bohrloches und verursacht deshalb nur marginale Kosten im Vergleich zu komplexeren Mechanismen.

#### 10.2.1.1 Produktionsmerkmale

Die Indikationen für diese Art des Überschusswassers können sehr eindeutig sein, aber auch schwindend gering. Diese Tatsache hängt von der Ausdehnung und dem Ort der Leckage ab. Meistens ist ein starker Anstieg des WÖVs indikativ und resultierend erreicht die Verwässerung oft 100% innerhalb eines kurzen Zeitraumes. Im Falle einer Tubing-

Leckage kommt es zum Ausgleich zwischen Ringraum und Tubingdruck bzw. zum Anstieg des Ringraumdruckes im oberflächennahen Bereich.

### **10.2.2 Wasserfluss hinter dem Casing**

Die Ursache für dieses Problem ist eigentlich immer eine unzureichende Qualität bzw. verpumpte Zementmenge während der Erstzementation des Casings. Weiters können über den Lebenszyklus einer Sonde Risse im Zement durch Temperatur- und Druckschwankungen oder durch in das Casing übertragene Vibrationen entstehen. Sekundär könnte die Bildung von Hohlräumen hinter dem Casing aufgrund von Sandproduktion eine Ursache für dieses Problem darstellen. Die Risse können Wasser von einem über oder unter der Perforation liegendem Wasserhorizont ziehen und, in Folge dessen, dieses Wasser in die Sonde produzieren, veranschaulicht in Abb.7.

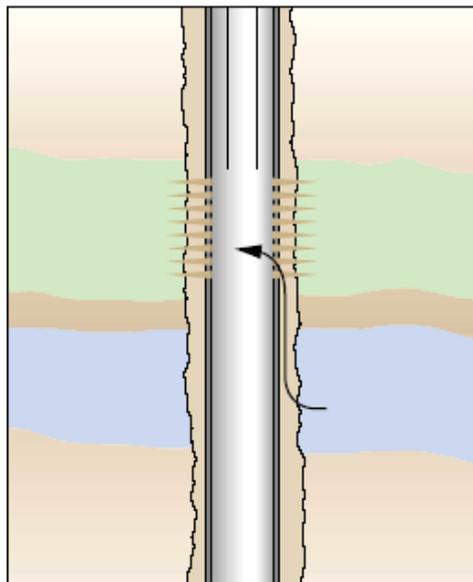


Abbildung 7: Wasserfluss hinter dem Casing (Lit.9)

Mit Hilfe von Temperaturlogs oder "Cased-Hole Logs" kann dieses Überschusswasser lokalisiert werden. Absperrtechniken basieren hauptsächlich auf "Shut-Off Fluids" wie "High-Strength Squeeze Cement", "Resin Based Fluids" platziert im Annulus oder "Low Strength Gel-Based Fluids" in der Formation, um den Fluss in den Annulus zu stoppen.

#### 10.2.2.1 Produktionsmerkmale

Wird das Wasser aus einer überliegenden Lage gezogen, ist, bei einer Verringerung der Förderrate, eine sprunghafte Zunahme des WÖVs indikativ, da das produzierte Öl das Wasser bei höheren Raten effektiver abblockt. Dieser Zustand ist in Abb.8 verdeutlicht. Die absichtliche Verringerung der Gesamtförderrate zur Identifikation dieses Problems, wird "Choke-back Test" genannt. Befindet sich hingegen die Wasserlage unterhalb des Produktionshorizontes kommt es zu einem sprunghaften Ansteigen des WÖVs sobald die

Bruttoreate erhöht wird. Wie später noch erklärt wird, zeigt Coning auch diese Eigenschaft und erschwert somit die Unterscheidung der Mechanismen.

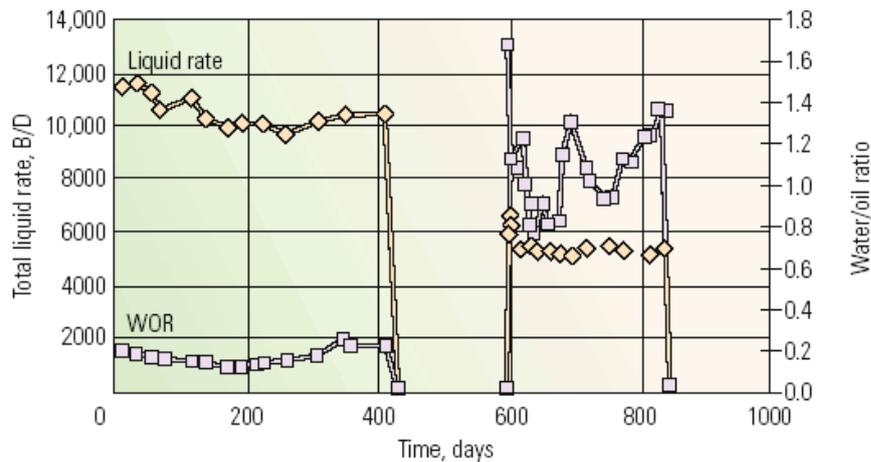


Abbildung 8: Sprunghafte Zunahme des WÖVs während eines“Choke-back Tests“ indiziert Wasserproduktion aus einer höher liegenden Lage (Lit.9)

### 10.2.3 Steigender Öl/Wasser Kontakt

Diese Art ist eine Unterform des Coning und tritt speziell in Lagerstätten mit sehr geringen vertikalen Permeabilitäten auf ( $K_V < 0,01 \cdot K_H$ ). Der ÖWK ist einheitlich auf dem gleichen Niveau verteilt, da die Coning Tendenz so gering ist, und steigt einheitlich wegen dem aus der Lagerstätte entnommenen Öl bis auf Perforationshöhe an, dargestellt in Abb.9. Folgend erhöht der steigende ÖWK, sobald er auf Perforationsniveau angestiegen ist, die Wasserproduktion.

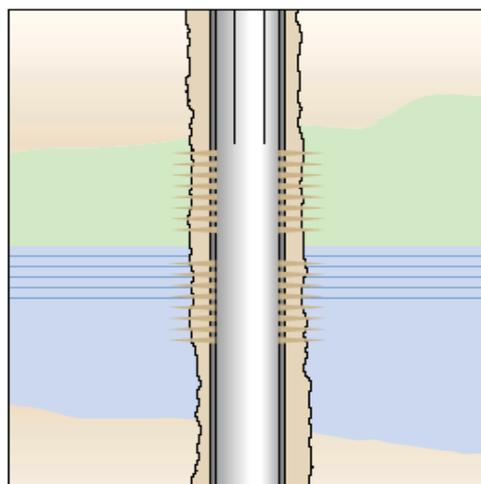


Abbildung 9: Steigender ÖWK (Lit.9)

Dieser Überschusswassermechanismus ist im Vergleich zu den ersten zwei Typen erstmals nicht nur ein Effekt direkt am Bohrloch. In einer vertikalen Sonde kann dieses Problem unter

Setzen eines Zementplugs oder Bridgeplugs im betroffenen Bereich gelöst werden. Wenn keine höhere Perforation vorhanden ist, muss oberhalb der mechanischen Absperrung reperforiert werden.

#### 10.2.3.1 Produktionsmerkmale

Sobald der ÖWK das Perforationsniveau erreicht hat, nimmt das WÖV konstant zu und erhöht sich entsprechend dem Anstieg des ÖWKs. Bedeckt der ÖWK den gesamten Perforationsbereich, ist eine Verwässerung von 100% die Folge.

### **10.2.4 Geflutete Lage ohne Crossflow**

Ein häufiges Problem verbunden mit der Produktion aus mehreren Lagen zwischen denen kein Crossflow existiert, kommt zum Tragen, wenn eine dieser Lagen mit Wasser geflutet bzw. verwässert ist. Dieser Zustand ist in Abb.10 veranschaulicht. In so einem Fall ist die Wasserquelle entweder ein aktiver Aquifer oder eine Injektionssonde. Die verwässerte Lage weist meistens die höchste Permeabilität auf.

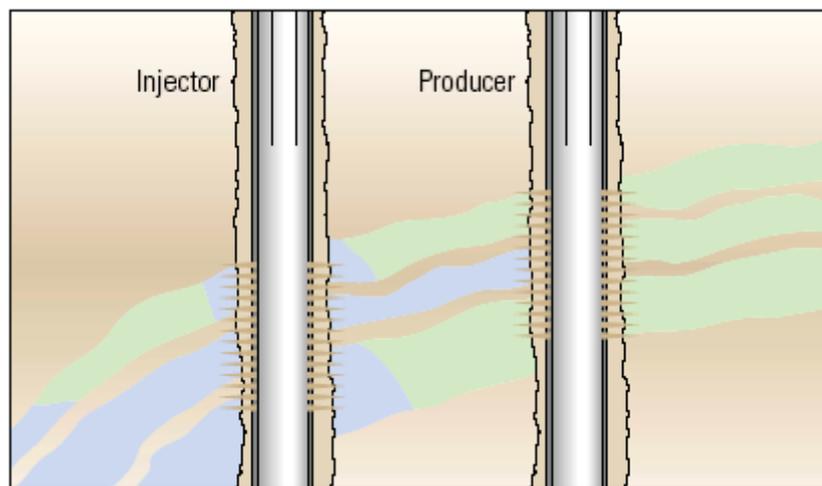


Abbildung 10: Geflutete Lage ohne Crossflow (Lit.9)

Wenn kein Crossflow existiert, kann dieses Problem entweder mit Hilfe von "Shut-Off Fluids" oder mechanischen Absperrmaßnahmen im Injektor oder in der Produktionssonde gelöst werden, jedoch muss das genaue verwässerte Intervall mit Logs bestimmt werden. Um die Kosten für das Loggingprogramm zu sparen, können weiters selektive "Shut-Off Fluids" verwendet werden, die selbstständig in den hoch-permeablen Bereich eintreten.

#### 10.2.4.1 Produktionsmerkmale

Aufgrund der hohen Permeabilität der Lage, wird das Flutwasser relativ schnell durchbrechen und somit das WÖV ansteigen lassen. Diese Lage wird dann die Wasserproduktion in der Sonde bestimmen bis die nächst höher permeable Lage

durchbricht. Sind also mehrere Lagen in einem Perforationsintervall anwesend, kann ein gewisses Durchbruchmuster erkannt werden, das sehr stark von den Permeabilitätsunterschieden der einzelnen Lagen geprägt ist. Da dieser Effekt von vielen Parametern abhängt, die erst im Laufe dieser Diplomarbeit untersucht werden, wird dieses Verhalten zu einem späteren Zeitpunkt noch genauer untersucht.

### **10.2.5 Kommunikation zwischen Injektor und Produktionssonde über Klüfte oder Risse**

In natürlich zerklüfteten Lagerstätten unter Wasserflutung, kann der Wasserdurchbruch in die Produktionssonde oft sehr schnell erfolgen. Dieses Szenario ist in Abb.11 wiedergegeben. Die Folge ist eine geringe areale "Sweep" Effizienz. Mit Hilfe von "Interwell Tracer Tests" oder "Pressure Transient Testing" kann das Kluftvolumen zwischen dem Injektor und der Produktionssonde bestimmt werden, um weiters das "Shut-Off" Volumen für die Lösung dieses Problems zu berechnen. Mit Hilfe des Volumens wird ein "Crosslinked Flowing Gel" in das Kluftsystem verpumpt und somit die Kommunikation im Idealfall gestoppt. Dadurch erhöht sich die areale "Sweep" Effizienz und die Wasserproduktion wird verhindert bzw. verzögert.

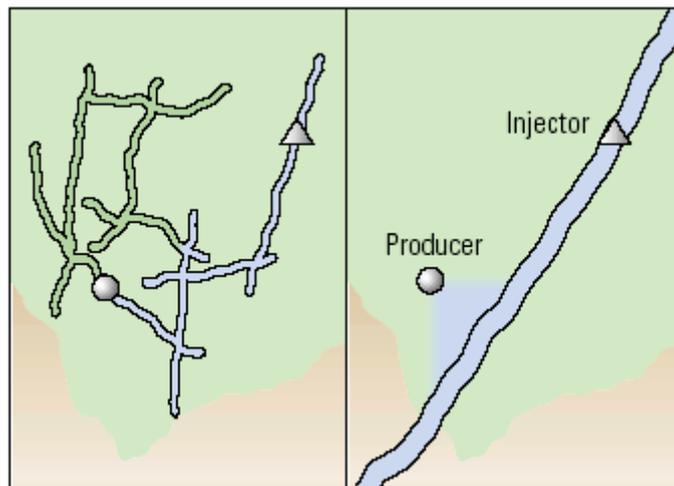


Abbildung 11: Kommunikation zwischen Injektor und Produktionssonde über Brüche oder Risse (Lit.9)

#### 10.2.5.1 Produktionsmerkmale

Meistens sind ein früher Wasserdurchbruch und eine kurze Reaktionszeit der Produktionssonde auf Änderungen der Injektionsrate indikativ für diesen Überschusswassermechanismus. Wie bereits oben erwähnt, wird dieses Problem hauptsächlich in zerklüfteten Lagerstätten auftauchen, die auf natürliche Weise durch tektonische Vorgänge entstanden sind. Eine weitere Ursache für die Kluftbildung könnte ein zu hoher Einpressdruck an der Injektionssonde sein.

### **10.2.6 Klüfte oder Risse zu einer Wasserlage**

Im Gegensatz zum Wasserfluss hinter dem Casing, wird hier das Überschusswasser über Klüfte oder Risse in der Formation von einer darüber oder darunter liegenden Wasserlage produziert, abgebildet in Abb.12. Zur Behebung dieses Problems dient wiederum ein Flowing Gel als Abspermechanismus, aber hingegen zum vorherigen Punkt, kann hier das Klüftvolumen nicht bestimmt werden und erschwert die Feststellung des Behandlungsvolumens. Weiters könnte das Flowing Gel nicht nur wasserführende Klüfte absperren, sondern auch ölführende und somit würden Ölreserven verloren gehen. Unter anderem muss dafür Sorge getragen werden, dass das "Flowing Gel" in der Formation verbleibt und nicht zurück in das Bohrloch produziert wird. Unter Anwendung eines "Overflush" kann die Produktivität im bohrlochnahen Bereich jedoch aufrechterhalten werden und das "Flowing Gel" wird weiter in die Formation verdrängt.

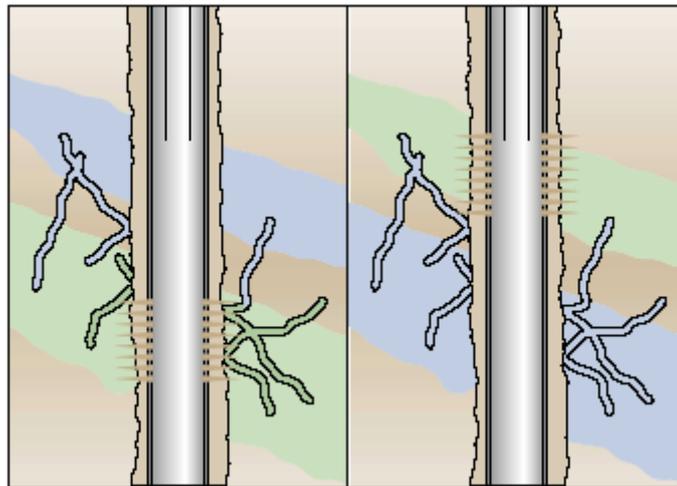


Abbildung 12: Klüfte oder Risse zu einer Wasserlage (Lit.9)

#### 10.2.6.1 Produktionsmerkmale

Im Prinzip weist dieses Wasserproblem die gleichen Merkmale wie ein Wasserfluss hinter dem Casing auf. Besitzen die Risse bzw. Klüfte jedoch ein hohes Fließpotential, kann dieser Mechanismus sehr schnell zu einer Verwässerung der gesamten Produktionssonde führen.

### **10.2.7 Coning**

In der Literatur wird Coning oft als Überbegriff verwendet und kein Unterschied zwischen den zwei Arten des Auftretens dargestellt. Im Allgemeinen kann jedoch zwischen den unten angeführten Coning-Arten unterschieden werden:

- Bottom-Water Coning
- Edge-Water Coning (Cusping)

Wovon das "Bottom-Water Coning" das klassische Coning darstellt und für das viele Modelle von zahlreichen Wissenschaftlern im Laufe der Zeit zur Beschreibung dieses Problems entwickelt wurden. Der Unterschied zwischen den beiden wird schon durch den Namen deutlich. D.h. beim "Bottom-Water Coning" (Abb.13) befindet sich das über den Konus angezogene Wasser unter dem Bohrloch und beim "Edge-Water" (Abb.14) seitlich des Bohrloches. Wie bereits erwähnt ist Überschusswasser aufgrund eines einheitlich steigenden ÖWKs die Unterform des Coning bezogen auf beide Arten. Befindet sich der ÖWK in der Nähe des Perforationsniveaus und sind die vertikalen Permeabilitäten höher als im Falle des steigenden ÖWKs ( $K_V > 0,01 \cdot K_H$ ), kommt es zum Aufbeulen des ÖWK in Richtung Perforation. Dieses lokale Aufsteigen des ÖWKs ist ein ratenabhängiges Phänomen, d.h. es muss eine bestimmte Förderrate erreicht werden, damit der Konus in das perforierte Intervall durchbricht. Diese Förderrate wird als kritische Coningrate bezeichnet und ist erreicht, wenn die viskositätsbedingten Kräfte größer als die schwerkraftbedingten des Konus werden. Diese kritische Rate hängt im Allgemeinen von Parametern wie Entfernung zum ÖWK,  $K_V$ ,  $K_H$ , Viskosität und Öl/Wasser Dichteunterschied ab. Damit es überhaupt zur Bildung eines Konus kommt, muss, wie oben erwähnt, die vertikale Permeabilität einen bestimmten Mindestwert überschreiten, um einen Massefluss zwischen ÖWK und Perforation zu erzeugen. Andererseits nützt der Konus den Kapillareffekt aus und muss bei hohen vertikalen Permeabilitäten gegen hohe Trägheitskräfte ankämpfen, d.h. je höher die Permeabilität, umso höher ist die kritische Coningrate. Wenn der Konus das gesamte Perforationsintervall bedeckt, dann produziert die Sonde lediglich noch Wasser und das Öl hinter dem Konus wird abgeblockt und verbleibt in der Formation.

In beiden Fällen des Coning, ist die beste Methode entweder die Förderate zu reduzieren, was aber meistens unwirtschaftlich ist, oder die Perforation in der Ölzone aufzuwältigen. Die Platzierung einer Gel-Lage, wie sie in Abb.13 angedeutet ist, ist sehr kostenintensiv, da der Radius zumindest 15 Meter um die Sonde betragen muss, und zeigt nur zeitlich begrenzt eine Wirkung, da der ÖWK ansteigt.

#### 10.2.7.1 Bottom-Water Coning

Diese Art des Coning ist in einer Sonde anzutreffen, die den Produktionshorizont nur partiell penetriert und sich somit der ÖWK unter der erbohrten Teufe befindet. Folgend wird das Wasser vertikal in Richtung Perforation gedrängt. Mit zunehmender kumulativer Ölproduktion steigt der ÖWK an bis er in den Einzugsbereich der Sonde gelangt. Je höher die Rate, umso größer kann die Höhe des Konus, über die er sich erstreckt, werden.

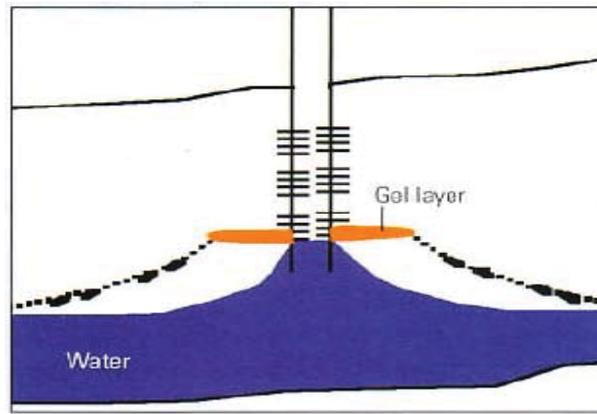


Abbildung 13: Bottom-Water Coning (Lit.13)

### 10.2.7.2 Edge-Water Coning

Beim "Edge-Water Coning" erstreckt sich das Bohrloch über den gesamten Produktionshorizont. Folgend trifft das Wasser am Bohrloch auf ein Hindernis und wird durch seitlichen Drang eines aktiven Aquifers oder eines Injektors in Richtung Perforation gedrückt. Die kritische Coningrate ist, zusätzlich zu den oben erwähnten Parametern, von dem Einfallswinkel der Flussbarriere, die das Wasser empor kriecht bzw. gedrückt wird, abhängig. Bezieht man den Einfallswinkel auf die Horizontale, entspricht ein Winkel von  $90^\circ$  dem Fall des "Bottom-Water Coning" und ein Winkel zwischen  $0$  und  $90^\circ$  dem "Edge-Water Coning". Bei gleichen Parametern ist im Allgemeinen die kritische Rate des "Edge-Water Coning" geringer als die des "Bottom-Water Coning", da die Schwerkraft einen geringeren Einfluss hat.

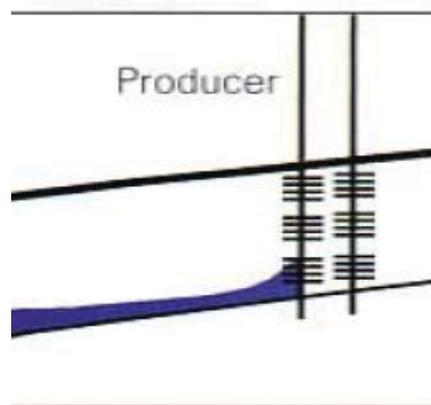


Abbildung 14: Edge-Water Coning (Lit.13)

### 10.2.7.3 Produktionsmerkmale

Speziell die Ratenabhängigkeit kann als ein Charakteristikum des Coning zur Indifikation verwendet werden. Im Fall des "Bottom-Water Coning" weist der Aufbau eines Konus eine definierte Änderung des WÖVs über die Zeit auf. Damit die Änderung des WÖVs mit der Zeit

effektiver untersucht werden kann, wird der so genannte log-log WÖV Diagnostic Plot verwendet und ist in Abb.15 unterhalb dargestellt. In diesem doppel-logarithmischen Graphen wird das WÖV gegen die kumulative Produktionszeit in Tagen aufgetragen.

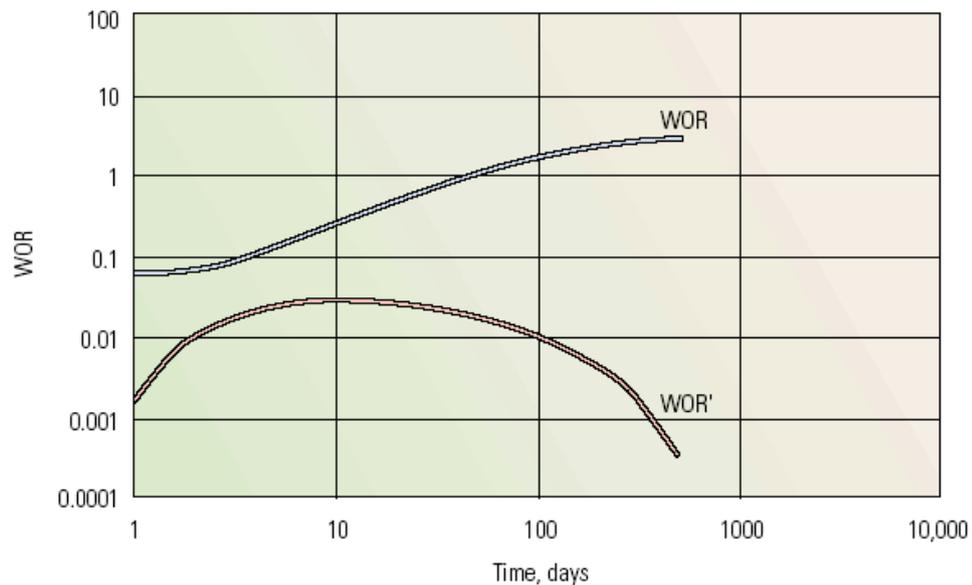


Abbildung 15: log-log WÖV Diagnostic Plot für Coning (Lit.9)

Der mathematische Hintergrund für die zulässige Anwendung dieser Analysemethodik ist in Lit.22 abgehandelt. Die blaue Linie entspricht der Änderung des WÖVs über die Zeit. Folgend nimmt die Steigung im Falle des Coning mit der Zeit zu und wieder ab. Die rosa Linie, bezeichnet mit WOR', zeigt die Steigungsänderung mit der Zeit, entspricht also der Ableitung des WÖVs nach der Zeit, aufgetragen über die Zeit. Die hohe Änderungsrate der Steigung verdeutlicht das Aufbauen und Durchbrechen eines Konus im perforierten Intervall. Während dieser Phase breitet sich der Konus areal und vertikal aus, erhöht das WÖV, bis sich ein Gleichgewicht einstellt und die Steigung wieder abnimmt. Ab diesem Zeitpunkt stellt sich ein quasi-statisches Gleichgewicht ein und die Ausbreitung des Konus ist beendet. Abb.15 spiegelt den Idealfall wider und ist mit Hilfe eines Lagerstättenmodulators generiert worden. In der Realität ist dieser Trend aufgrund von Ratenalternation schwieriger zu identifizieren und nur unter Verwendung spezieller Filter anwendbar.

### **10.2.8 Geringe areale Entölungseffizienz (Poor Areal Sweep)**

Die geringe areale Entölung ist auf die areale Heterogenität der Lagerstätte zurückzuführen, d.h. das Verdrängungswasser eines natürlichen Aquifers oder einer Injektionssonde wird in Richtung Produktionssonde kanalisiert, dargestellt in Abb.16. Gründe dafür sind areale Variationen in den Lagerstättenparametern ( $h$ ,  $\phi$ ,  $k$ ), geometrische Faktoren wie isolierende Formationsstörungen oder Lagerstättengrenzen wie ein natürlicher Aquifer. Resultierend kann diese areale Heterogenität lediglich zu der Entölung eines geringen, hoch permeablen

Bereiches zwischen Produktionssonde und Injektor führen. Früher Wasserdurchbruch ist die Folge. Diese Art des Überschusswassermechanismus tritt sehr häufig in Lagerstätten auf, die natürliche Sandkanäle enthalten und die areale Permeabilitätsanisotropie hoch ist.

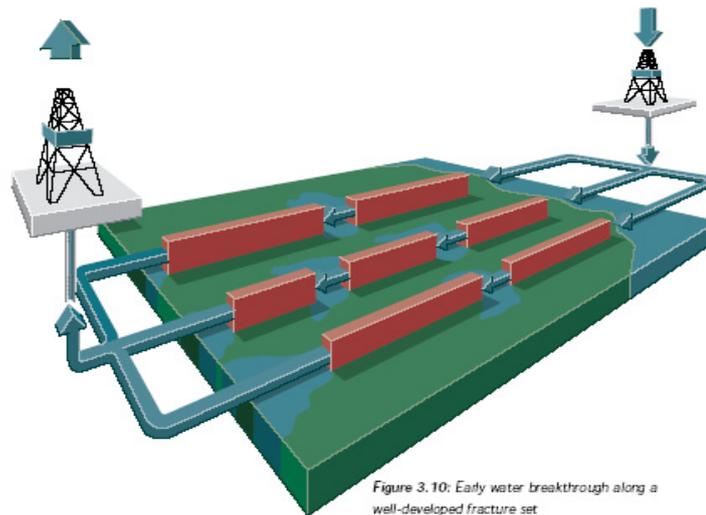


Abbildung 16: Geringe areale Entölung aufgrund von natürlichen Kanälen (Lit.12)

Ab diesem Mechanismus befindet sich die Komplexität des Überschusswassers in einem Bereich, wo konventionelle Absperrmaßnahmen mittels "Shut-Off Fluids" nur sehr wenig Erfolg zeigen, da die Gründe auf die Geologie der Lagerstätte zurückzuführen sind. Im Falle des hier beschriebenen Überschusswassermechanismus ist es unumgänglich für die weitere Ausbeute der Lagerstätte "Infill Drilling" oder EOR Projekte durchzuführen.

#### 10.2.8.1 Produktionsmerkmale

Dieses Problem weist die gleichen Merkmale wie Punkt 10.2.5 auf. Da in den meisten Fällen die Lagerstättengeologie gut verstanden ist, ist die Differentiation der beiden Überschusswassermechanismen meistens relativ unproblematisch. Ölfirmen investieren oft viel Geld in Loggingprogramme, die aber fast immer nur Auskunft über die vertikale Heterogenität geben. Die Messmethoden zur Bestimmung der arealen Heterogenität sind global gesehen immer indirekt. So wird z.B. versucht mit Hilfe von Well Tests die Anwesenheit von isolierenden Störungen zu beweisen und deren Ort zu bestimmen, meistens aber mit einiger Ungenauigkeit. Somit kann die Aussage getroffen werden, dass die areale Entölungseffizienz relativ zur vertikalen als Unbekannte eingestuft werden soll. Eine Möglichkeit ist mit Hilfe der Produktionsdaten, die areale Entölung abzuschätzen. Da das durch die Injektion in die Lagerstätte transportierte Flutwasser sich durch die Verbesserung der Wasserqualität hinsichtlich Mineralgehalt vom natürlichen Aquiferwasser unterscheidet, kann dieser Indikator zur Wasserherkunftsbestimmung verwendet werden. Abhängig vom Injektionsmuster, stehen mehrere Produktionssonden im Einflussbereich eines Injektors. Um die areale Entölung in diesem Bereich zu untersuchen, muss die Zeit des Wasserdurchbruchs der einzelnen Sonden in Verbindung mit der jeweiligen Distanz

zwischen der Sonde und dem Injektor detektiert und verglichen werden. Sind die Distanzen der einzelnen Sonden zum Injektor annähernd gleich und ist der Wasserdurchbruch zur selben Zeit erfolgt, ist die areale Entölung gut und die areale Permeabilitätsanisotropie gering. Weiters muss die Optimierung der arealen Entölung auf Sondenbasis erfolgen, d.h. die Konfiguration der Produktionsraten zueinander kann den Weg des Wassers bestimmen.

### **10.2.9 Schwerkraftbedingt separierte Lage (Gravity-Segregated Layer)**

Dieser Mechanismus vereint prinzipiell zwei Überschusswasserprobleme miteinander. Zum einen verdrängt das Injektionswasser das Öl lediglich an der Basis des Ölhorizontes — auch "Water-Underrun" genannt — und das Öl im darüber liegenden Bereich wird zurückgelassen, veranschaulicht in Abb.17. D.h. die vertikale Entölungseffizienz ("Vertical Sweep Efficiency") ist gering.

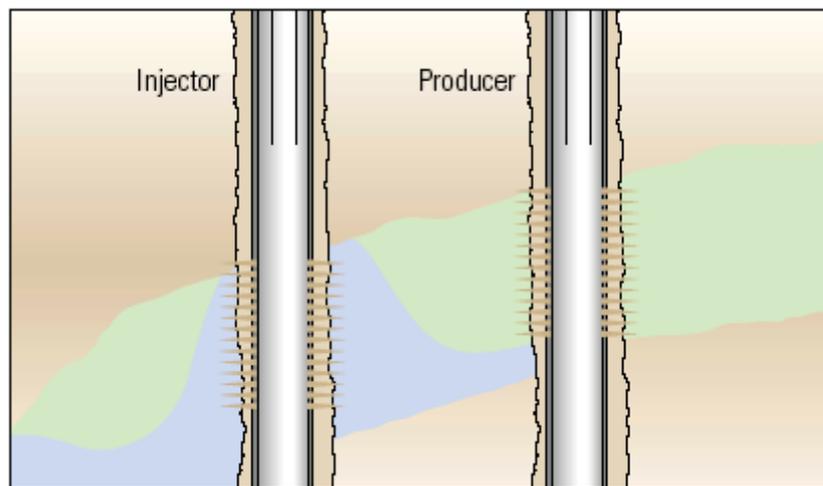


Abbildung 17: Gravity-Segregated Layer (Lit.9)

Zum anderen ist es bei angehobenen Raten sehr wahrscheinlich, dass das an der Basis fließende Wasser über "Edge-Water Coning" produziert wird und das Öl im produktionssondennahen Bereich abblockt wird. Der Grad der schwerkraftbedingten Separation des Wassers von Öl und die damit verbundene geringe vertikale Entölung, werden durch das Zusammenspiel folgender Faktoren ausgelöst:

- Dichteunterschied zwischen Öl und Wasser
- Mobilitätsverhältnis
- Hohe Lagerstättenmächtigkeit
- Hohe vertikale Permeabilität im Produktionshorizont
- Konstante horizontale Permeabilität im Produktionshorizont bei hoher Mächtigkeit und ungünstigem Mobilitätsverhältnis

- Begünstigt durch hohe horizontale Permeabilität an der Basis des Produktionshorizontes

Somit liegt der Grund für dieses Phänomen einerseits in der Geologie zwischen Injektor und Produktionssonde und andererseits in den Flüssigkeitseigenschaften der anwesenden Medien. Sobald die Lagerstättenmächtigkeit und die vertikale Permeabilität hoch genug sind, um die Kapillarwirkung außer Kraft zu setzen, wird sich Wasser an der Basis ansammeln. Unter Fließbedingungen wirken zusätzlich zur Schwerkraft die beiden Parameter, Mobilitätsverhältnis und Permeabilitätsverteilung. Die geringe vertikale Entölungseffizienz im Falle des "Gravity-Segregated Layer" ist auf den ungünstigen Verdrängungsprozess zurückzuführen. In Abb. 18 ist der Effekt des Mobilitätsverhältnisses in einer homogenen Lagerstätte, die in einem bestimmten Winkel einfällt, veranschaulicht.

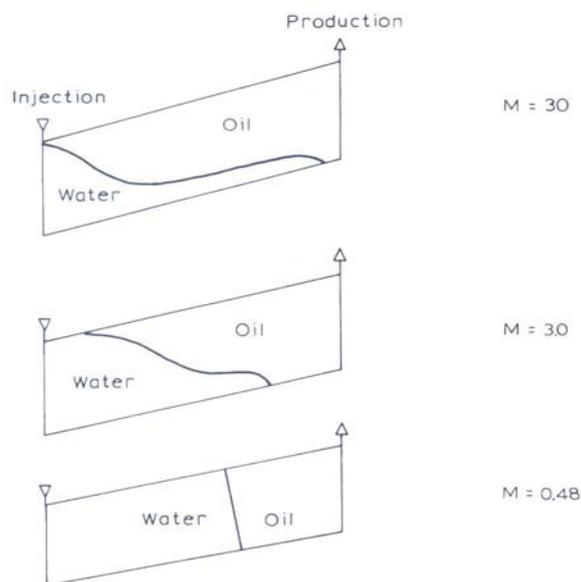


Abbildung 18: Einfluss des Mobilitätsverhältnisses auf den Verdrängungsprozess (Lit.23)

Je mobiler das Wasser im Verhältnis zu Öl ist, desto stärker wird das Verdrängungswasser das Öl unterlaufen. D.h. im Falle einer ungünstigen Verdrängung, veranschaulicht für  $M = 30$  in Abb.18, ist die Filtrationsgeschwindigkeit an der Basis der Lagerstätte höher als an der Oberseite. Der Effekt der Permeabilitätsverteilung in einer horizontalen Lagerstätte auf diesen dynamischen Prozess, kann mit Hilfe der drei unten genannten Permeabilitätskonfigurationen erklärt werden, wobei die durchschnittliche Lagerstättenpermeabilität in jedem dieser Fälle dieselbe ist.

#### 10.2.9.1 Coarsing – Upwards

Die Permeabilitätsverteilung und die daraus resultierende Form der Verdrängungsfront, sind in Abb.19 illustriert. Direkt an der Injektionssonde wird der Großteil des eingepressten Wassers in der Nähe der Oberkante der Lagerstätte eintreten. Bezugnehmend auf Darcy's

Gesetz, nimmt die treibende Kraft, in diesem Fall der Injektionsdruck, logarithmisch mit der radialen Distanz ab. D.h. ab einer bestimmten Entfernung vom Injektor wird die Schwerkraft dominieren und das Wasser wird sich aufgrund des Dichteunterschieds zu Öl in Richtung Lagerstättenbasis bewegen, während an der Oberkante ständig Wasser nachgedrückt wird. Dies führt zur Ausbildung einer scharfen Front und wird deshalb auch "Super Homogeneous" genannt. Resultierend ist der Verdrängungsprozess optimal und das ganze Öl wird in Richtung Produktionssonde verdrängt. Stehen die beiden Faktoren, Heterogenität und Schwerkraft, im günstigen Verhältnis zu einander, ist es mit dieser Permeabilitätsverteilung sogar möglich im Falle eines hohen Mobilitätsverhältnisses eine gute Entlößeffizienz zu erzielen. Je höher das Mobilitätsverhältnis desto steiler muss die Permeabilität mit der Tiefe abfallen, um eine günstige Verdrängung zu erreichen.

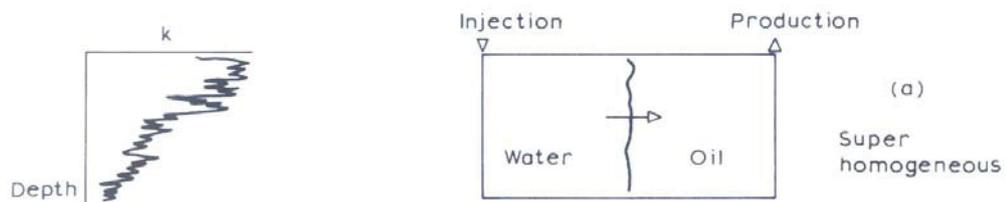


Abbildung 19: Effekt der Permeabilitätsabnahme mit der Tiefe auf den Verdrängungsprozess (Lit.23)

Somit ist die Filtrationsgeschwindigkeit im Idealfall über das gesamte Produktionsintervall konstant. Weiters verändert sich die Form der Front mit dieser Filtrationsgeschwindigkeit durch die Bruttonatenerhöhung.

### 10.2.9.2 Fining – Upwards

Diese Permeabilitätsverteilung entspricht der Invertierung des Coarsing Upwards und die Permeabilität nimmt mit der Tiefe zu. Der daraus resultierende Verdrängungszustand ist in Abb.20 dargestellt.

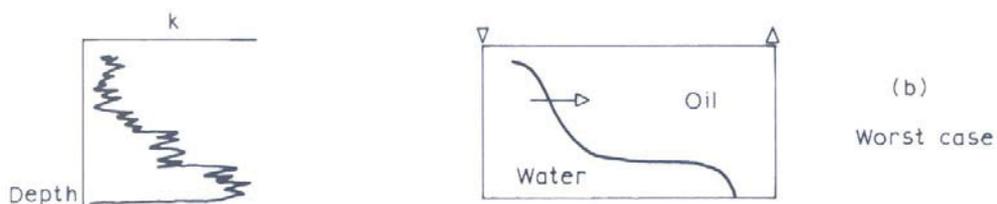


Abbildung 20: Effekt der Permeabilitätszunahme mit der Tiefe auf den Verdrängungsprozess (Lit.23)

Durch diese Permeabilitätskonfiguration wird der Großteil des eingepressten Wassers bereits an der Injektionssonde entlang der Lagerstättenbasis verdrängt. Weiter in der Formation wird sich schwerkraftbedingt an diesem Zustand nichts ändern. Früher Wasserdurchbruch und die Zirkulation mehrerer Porenvolumina zur Erfassung des im oberen Bereich gefangenen Öls sind die Folge. Somit führt diese Permeabilitätsverteilung zu einer geringen vertikalen Entlößeffizienz, sogar im Falle  $M < 1$ . Bei höherem

Mobilitätsverhältnis verstärkt sich dieser Effekt. Durch eine Förderratenerhöhung wird lediglich die Filtrationsgeschwindigkeit an der Basis erhöht, während die Entölung im oberen Bereich der Lagerstätte, im Gegensatz zum basisnahen Bereich, weiterhin langsam erfolgt.

### 10.2.9.3 Tunnel Effekt

Die 3.Konfiguration ist eine Kombination der beiden oberen Fälle und ist in Abb.21 graphisch dargestellt. Die Permeabilität nimmt mit der Tiefe zu, erreicht in der Mitte der Lagerstätte ihr Maximum und fällt dann wieder ab. Somit wird das Öl ab der Tiefe des Permeabilitätsmaximums wie im Coarsing-Upwards Szenario verdrängt und das darüber befindliche Öl wie im Fining Upwards Szenario. Folgend ist die Entölung im unteren Bereich "Piston-Like" und im oberen Teil unterläuft das Wasser das Öl.



Abbildung 21: Einfluss des Tunnel Effektes auf den Verdrängungsprozess (Lit.23)

Resultierend nimmt die Filtrationsgeschwindigkeit oberhalb der Lagerstättenmitte ab, während der untere Bereich im Idealfall durch eine konstante Geschwindigkeitsverteilung geprägt ist.

### 10.2.9.4 Capillary Transition Zone

Sind die Lagerstättenmächtigkeit und die Permeabilität hoch, kann es zur totalen Separation des "Edge Water" kommen. In diesem Fall kommt es zur Ausbildung einer Übergangszone von 100% Wasser zu 100% Öl. Dieser Zustand ist in Abb.22 gezeigt. Die Mächtigkeit dieser Zone wird durch das Gleichgewicht des hydrostatischen und des Kapillardruckes festgesetzt. Folgend ist das Produktionsverhalten einer Sonde abhängig von der Lage der Perforation in dieser Zone, da die Ölsättigung mit der Tiefe abnimmt. Ist die Sonde bereits stark verwässert ohne eine Coningtendenz zu zeigen, wird die Sonde unter der kritischen Coning Rate hauptsächlich aus der Übergangszone produzieren. Erhöht man in diesem Fall die Bruttoreate ist die Entölung der Formation eine Funktion der Emulsionsgeschwindigkeit. Steigt der ÖWK weiter an wird diese Sonde früher oder später Coning zeigen.

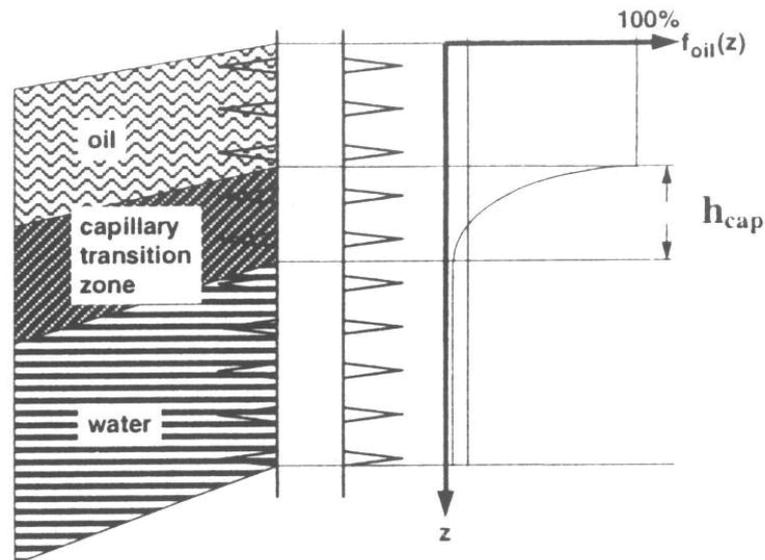


Abbildung 22: Ausbildung einer Übergangszone von 100% Wasser zu 100% Öl in Lagerstätten mit hoher Mächtigkeit und einheitlicher Permeabilität (Lit.25)

#### 10.2.9.5 Produktionsmerkmale

Das Produktionsverhalten ist sehr stark vom Anteil des Perforationsintervalls an der Lagerstätte abhängig. Weiters dominiert die Filtrationsgeschwindigkeit in der Formation die Balance zwischen Schwerkraft und Permeabilitätsverteilung und wird somit von der Produktionsrate der Sonde bestimmt. Ist die Sonde über das gesamte Lagerstättenintervall perforiert und die Permeabilität an der Lagerstättenunterkante höher, fließt der Hauptanteil des eingepressten Wassers die Lagerstätte entlang der Unterseite. Resultierend wird die Wasserproduktion durch den höher permeablen Bereich bestimmt. Liegt das Perforationsintervall höher als die hoch permeable Lage, wird das Wasser, in Abhängigkeit von der Förderrate und der Entfernung zu dieser Lage, über einen Konus produziert werden und folgend unter anderem die Merkmale des Coning aufweisen. Ist die Lagerstätte homogen, führt ein ungünstiges Mobilitätsverhältnis zur Bildung einer instabilen Front und das Wasser wird, in Abhängigkeit der Filtrationsgeschwindigkeit, versuchen das Öl zu unterlaufen. Aufgrund der Komplexität hinsichtlich der optimalen Filtrationsgeschwindigkeit, wird dieses Problem zu einem späteren Zeitpunkt noch genauer untersucht.

#### **10.2.10 Geflutete Lage mit Crossflow**

Die Gemeinsamkeit mit Problem 4, ist die Anwesenheit einer hoch-permeablen Lage im Perforationsintervall, jedoch ist diese nicht von den anderen Lagen durch Flussbarrieren getrennt, sondern lediglich durch eine starke Abnahme der Permeabilität. D.h. damit diese zwei Problematiken unterschieden werden können, wird das Wissen vorausgesetzt, ob die Lagen kommunizieren oder nicht. Resultierend wird auch bei diesem Mechanismus die Produktion von dieser Lage bestimmt und ragt, je nachdem wie hoch der horizontale und

vertikale Permeabilitätsunterschied ist, in den darüber und darunter liegenden Bereich hinein. Der Unterschied zum "Gravity-Segregated Layer" ist lediglich der stärker ausgebildete Permeabilitätskontrast, der die schwerkraftbedingte Separation über die gesamte Lagerstättenmächtigkeit abschwächt bzw. verhindert. Weiters kann mehr als eine hoch-permeable Lage anwesend sein. Wie aus Abb.23 ersichtlich ist, kann sich diese Lage überall im perforierten Intervall befinden.

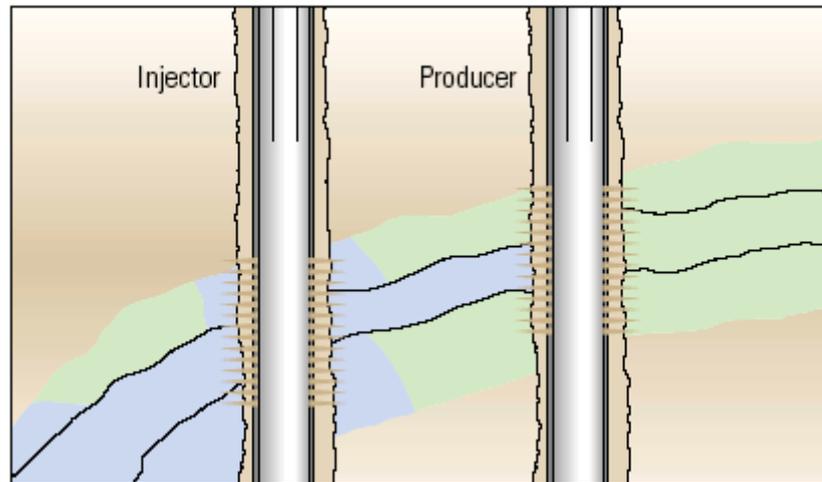


Abbildung 23: Geflutete Lage mit Crossflow (Lit.9)

Eine "Thief-Lage" (engl. für Dieb) ist anwesend, wenn diese eine 5-10-mal höhere Permeabilität als die durchschnittliche Permeabilität des restlichen perforierten Intervalls aufweist. Der Effekt der Thief-Lage hängt sehr stark von seiner Lokation im perforierten Intervall, dem Permeabilitätskontrast und dem Mobilitätsverhältnis ab. In den einzelnen Lagen wird die Entölungseffizienz wiederum von der Permeabilitätsverteilung und dem Mobilitätsverhältnis bestimmt. Somit müssen für die Untersuchung ebenfalls die im vorigen Punkt erwähnten drei Permeabilitätskonfigurationen in Betracht gezogen werden.

#### 10.2.10.1 Produktionsmerkmale

Befindet sich lediglich eine Thief-Lage mit Crossflow im Perforationsintervall, wird diese zuerst durchbrechen und die Wasserproduktion bestimmen. Der WÖV Trend wird sich ähnlich dem Punkt 10.2.4 entwickeln, aber das Durchbruchmuster wird verschleiert sein, je nachdem wie der Permeabilitätskontrast ausgebildet ist. Sind mehrere Thief-Lagen anwesend, die untereinander kommunizieren, kann das, im Falle eines ungünstigen Mobilitätsverhältnisses im Gegensatz zu einem günstigen, vorteilhaft für den Verdrängungsprozess sein. Da die Geschwindigkeitsverteilung in den einzelnen Lagen, wie im vorherigen Punkt, von der Produktionsrate und der Permeabilitätsverteilung abhängt, wird dieses Überschusswasserproblem später noch detaillierter untersucht.

### **10.2.11 Schlussfolgerungen**

Mit Hilfe der oben genannten 10 Mechanismen, die in irgendeiner Form in jeder Lagerstätte vorkommen, deren Ausbeutung durch einen natürlichen Aquifer oder eine Wasserflutung erreicht wird, wird im weiteren Verlauf dieser Diplomarbeit versucht werden, die Überschusswasserprobleme in den bruttoerhöhten Sonden der OMV zu identifizieren und zu klassifizieren. Die Identifikation kann mit Hilfe des WÖVs und dessen zeitliche Änderung durchgeführt werden. Wie später gezeigt wird kann mit dieser Methodik das Produktionsverhalten vor und nach der Bruttoerhöhung teilweise erklärt werden. Dafür benötigt man weiters ein gutes Verständnis der Geologie im untersuchten Bereich. Betreffend die Absperrmaßnahmen in den Sonden der OMV, werden keine Vorschläge im Umfang dieser Diplomarbeit unterbreitet werden. Damit aber abgeschätzt werden kann, ob eine Sonde noch wirtschaftlich produziert oder nicht, sollte man sich die Überlegungen des nächsten Kapitels vor Augen halten.

## **10.3 Wirtschaftlichkeit**

Die Wirtschaftlichkeit der Wasserproduktion sollte laut Lit.35 und 37 für die folgenden zwei Punkte separat betrachtet werden:

- auf Sondenbasis
- und auf Feldbasis

### **10.3.1 Wirtschaftlichkeit auf Sondenbasis**

Die Wirtschaftlichkeit der Wasserproduktion kann mit Hilfe von GL.1 berechnet werden:

$$\max W\ddot{O}V = \frac{V_{\text{öl}}}{C_{\text{wasser}}} \quad (\text{GL.1})$$

$V_{\text{öl}}$  entspricht dem monetären Wert von 1 m<sup>3</sup> Öl nach Steuer und Liftkosten

$C_{\text{wasser}}$  entspricht den Wasserbehandlungskosten für 1 m<sup>3</sup> Produktionswasser

GL.1 ausgedrückt in Form des Verwässerungskoeffizienten ergibt

$$\max WC = \frac{\max W\ddot{O}V}{(1 + \max W\ddot{O}V)}. \quad (\text{GL.2})$$

Je nachdem auf welche Höhe sich die Wasserbehandlungskosten belaufen, kann ein wirtschaftliches Maximum an Wasserproduktion ermittelt werden.  $C_{\text{wasser}}$  in GL.1 entspricht den Wasserbehandlungskosten pro Kubikmeter Wasser. Auf Feldbasis wird im Allgemeinen in diesen Wasserbehandlungskosten zwischen der Art der Beförderung von Untertage nach

Obertage nicht unterschieden, da sich das Wasser hinsichtlich der Aufbereitung in der Anlage gleicht. Betrachtet man hingegen die unterschiedlichen Liftkosten der Förderarten, differieren die Beförderungskosten für Wasser auf Sondenbasis und führen deshalb zu unterschiedlichen wirtschaftlichen Maxima. Für diese Betrachtungsweise müssen die Liftkosten als jene Kosten definiert werden, die durch die benötigte Energie zur Beförderung eines Kubikmeters Wasser bzw. Öl nach Obertage entstehen. Die Kosten werden lediglich durch den Energieaufwand (kWh, m<sup>3</sup> Gas, etc.) zur Beförderung der Flüssigphasen verursacht, Sondenbehandlungen oder Installationskosten sind nicht inkludiert. Mit dieser Überlegung kann die Wirtschaftlichkeit auf Sondenbasis hinsichtlich Wasserproduktion unterschieden werden. Somit werden für  $C_{wasser}$  in GL.1 die Liftkosten und nicht die Wasserbehandlungskosten eingesetzt.  $V_{öl}$  ist eine Funktion der Liftkosten und variiert somit ebenfalls mit der Art der Förderung. Im Falle einer eruptiven Förderung wären die Liftkosten auf den Energieaufwand bezogen gleich null. Im Gegensatz dazu ist Gaslift eine kostenintensivere Förderart, da das Liftgas teuer ist und dieses erst auf den Operationsdruck gebracht werden muss. Darüber hinaus ist der Liftgaskonsum von der Förderrate abhängig. Eine Förderung mittels Tiefpumpe verursacht Liftkosten zwischen den beiden oben genannten Fällen. Bezogen auf die OMV betragen die Liftkosten für die zwei Hauptförderarttypen für die Fördermedien Öl und Wasser zum Stand im Jahr 2006:

*Liftkosten Öl:*

- Gaslift = 5,27 €/m<sup>3</sup> Öl
- Tiefpumpe = 4,48 €/m<sup>3</sup> Öl

*Liftkosten Wasser:*

- Gaslift = 2,08 €/m<sup>3</sup> Wasser
- Tiefpumpe = 1,21 €/m<sup>3</sup> Wasser

GL.2 sagt aus, dass bis zu einem maximalen Verwässerungskoeffizienten die Förderung wirtschaftlich ist. Je höher nun die Erlöse für einen Kubikmeter Öl sind, desto höher ist der Maximalwert des Verwässerungskoeffizienten.

Bei einem Ölerlös von 271,37 €/m<sup>3</sup> vor Abzug der Liftkosten und mit Hilfe von GL.1 betragen die maximalen WÖVe und Verwässerungskoeffizienten für die beiden Förderarten:

- Gaslift:
 

max WÖV	=	128
max WC	=	99,23%
- Tiefpumpe:
 

max WÖV	=	220
---------	---	-----

$$\text{max WC} = 99,55\%$$

Die Zahlen zeigen, dass die Förderart Tiefpumpe, hinsichtlich Energieaufwand bzw. die durch die Förderung entstandenen Energiekosten, wirtschaftlicher ist als Gaslift. Weiters kann die wirtschaftliche Förderung auf Sondenbasis bis zu Verwässerungen höher als 99% durchgeführt werden. Somit produzieren laut den oben verwendeten Überlegungen, bei dem hohen Ölpreis, fast alle Sonden der OMV auf Sondenbasis wirtschaftlich.

### ***10.3.2 Wirtschaftlichkeit auf Feldbasis***

In diesem Kapitel werden nur qualitative Aussagen über die Wirtschaftlichkeit gegeben, da sie für die Analyse in dieser Diplomarbeit nicht von Bedeutung ist, man jedoch die Überlegungen im Hinterkopf behalten sollte.

Wie bereits früher angedeutet, ist die zu erwartende Menge der Wasserproduktion Grundlage für die Berechnung der Anlagekapazitäten. Sobald die produzierte Wassermenge die Anlagekapazitäten übersteigt, können die Abscheidungsvorrichtungen und Wasseraufbereitungsanlagen das Volumen nicht mehr bewältigen. Daraus folgend müsste man entweder die Behandlungskapazitäten der Aufbereitungsanlagen ausbauen, was aber bei alten Feldern meist unwirtschaftlich ist, oder die Gesamtrate des Feldes müsste konstant auf der maximalen Durchgangskapazität gehalten werden. D.h. man wird versuchen die Bruttoförderraten der bereits hoch verwässerten Sonden zu reduzieren bzw. die Sonden, die die höchsten Verwässerungskoeffizienten aufweisen, abzuschalten. Somit kann die Aussage getroffen werden, dass der Maximalwert des Verwässerungskoeffizienten auf Feldbasis immer kleiner ist, als auf Sondenbasis. Wenn alle Sonden bis zu einer Verwässerung von 99% mit höheren Förderraten produzieren würden ohne dabei andere Sonden abzuschalten, würde man eine unwirtschaftlich große Aufbereitungsanlage benötigen.

# 11 Verwendung der Ergebnisse aus Internship

Vorangegangene Arbeit für diese Diplomarbeit wurde im Umfang eines Internship Projektes mit dem Titel "Analysis of recent gross increase activities with respect to oil/gas recovery" geleistet. Der Bericht ist unter Lit.1 zu finden und die Verwendung der erarbeiteten Daten wird in diesem Kapitel beschrieben.

## 11.1 Auswahlkriterien für bruttoerhöhte Sonden

Lit.1 definierte eine Ölsonde als bruttoerhöht, wenn diese nach einer Förderratensteigerung zumindest um 30% mehr Flüssigphase produzierte als vor der Erhöhung. Weiters grenzte er die Auswahl der förderratengesteigerten Sonden nach den folgenden Kriterien ein:

- Die Bruttoerhöhung muss in den letzten fünf Jahren durchgeführt worden sein, d.h. die von ihm untersuchten Sonden beschränken sich auf den Zeitraum von 1.Jänner 2001 bis 1.Mai 2006.
- Die Sonde muss mindestens für einen Zeitraum aus derselben Perforation fördern, der dem Zeitraum seit der Bruttoerhöhung entspricht, d.h. die Sonde darf seit der Bruttoerhöhung nicht aufgewältigt worden sein.
- Die Sonde muss eine Ölsonde sein.
- Die Sonde muss zum jetzigen Zeitpunkt mehr als 1 to Öl pro Tag fördern
- Die Sonde muss zum jetzigen Zeitpunkt noch in Betrieb sein.
- Die Bruttoerhöhung muss über einen kurzen Zeitraum erfolgen, d.h. die Bruttoreate darf nicht über einen langen Zeitraum langsam zunehmen bis die 30% Erhöhung erreicht worden sind, wie es bei kontinuierlichem Gaslift möglich ist, sondern abrupt um 30% erhöht worden sein.

Anhand dieser Auswahlkriterien konnten 143 Ölsonden verteilt auf die unterschiedlichen Produktionseinheiten und Horizonte identifiziert werden. Da 33 dieser Sonden im Abschnitt 216 PE 10 situiert sind und diese Produktionseinheit den wichtigsten Ölhorizont im Matzener Feld darstellt, wird die Analyse der Bruttoerhöhungen anhand dieser Produktionseinheit durchgeführt. Weiters läuft für diesen Abschnitt derzeit eine Lagerstättensimulation von der erste Ergebnisse bereits vorhanden sind und somit verwendet werden können. Darüber hinaus unterzog die Proseis AG die 216 PE 10 einer ausführlichen geophysikalischen, stratigraphischen und petrophysikalischen Evaluierung. Die Auswertungen dieser Studie liefern, im Gegensatz zu anderen Produktionseinheiten, umfangreichere Daten über die Geologie und Lagerstätteneigenschaften. Somit zog ich vorerst diese 33 ausgewählten bruttoerhöhten Ölsonden zur näheren Untersuchung heran, fügte jedoch noch fünf Sonden

hinzu, die den oben angeführten Auswahlkriterien bis auf eine entsprechen. Die Gründe dafür werden in dem nächsten Kapitel erläutert.

## 11.2 Bewertung der durchgeführten Bruttoerhöhungen in den ausgewählten Sonden

Lit.1 bewertete die Bruttoerhöhungen mit Hilfe einer exponentiellen Decline Analyse, in dem er den Decline der Ölrate bis zu 1 to Öl pro Tag extrapolierte und dort die kumulative Ölproduktion bestimmte. Folgende zwei Aussagen wurden von ihm unterschieden:

- Erfolgreiche Bruttoerhöhung, wenn die kumulative Ölproduktion mit der Förderratensteigerung bei Erreichung der Endölrate von 1 to pro Tag größer ist als die kumulative Ölproduktion bei Erreichung der Endölrate von 1 to pro Tag ohne die Bruttoerhöhung, dargestellt in Abb. 24
- Nicht erfolgreiche Bruttoerhöhung, wenn die kumulative Ölproduktion mit der Förderratensteigerung bei Erreichung der Endölrate von 1 to pro Tag kleiner ist als die kumulative Ölproduktion bei Erreichung der Endölrate von 1 to pro Tag ohne die Bruttoerhöhung, dargestellt in Abb. 25

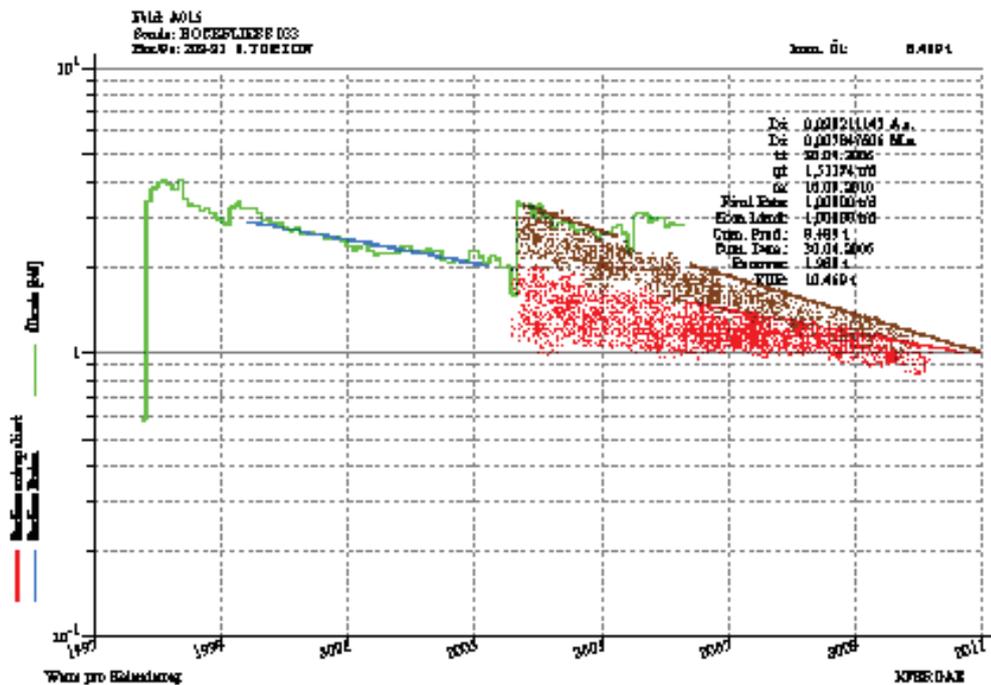


Abbildung 24: Erfolgreiche Bruttoerhöhung (Lit.1)



Folgend wäre die Förderratensteigerung wissenschaftlich gesehen nicht erfolgreich.

- Der exponentielle Decline ist ein Spezialfall der allgemeinen harmonischen Decline-Gleichung und liefert fast immer pessimistische Resultate. In den Abbildungen 24 und 25 ist diese Aussage deutlich sichtbar, wenn man den Verlauf der Ölrate (grüne Kurve) verfolgt ist die negative Steigung im Gegensatz zum exponentiellen Decline nicht konstant, sondern nimmt ab. Resultierend kann der Erfolg falsch interpretiert werden.
- Die allgemeine harmonische Decline-Gleichung wurde empirisch hergeleitet und hat nur einen beschränkten physikalischen Hintergrund.
- Voraussetzung für eine Decline-Analyse ist der kontinuierliche Rückgang der Ölrate, d.h. wenn die Ölrate alternierend steigt und sinkt oder nur steigt, ist eine Decline Analyse nicht möglich.

Speziell der letzte oben angeführte Punkt des nicht stetigen Ölratenrückgangs führte bei der Erfolgsermittlung zu Problemen und die Bewertung konnte somit nur für 18 der 33 Ölsonden durchgeführt werden, wie in Abb.26. zu sehen ist. Die Sonden, die durch einen blauen Kreis gekennzeichnet sind, entsprechen den nicht aussagekräftigen Fällen, die durch grüne Kreise dargestellte Sonden entsprechen den erfolgreichen Bruttoerhöhungen und die mit Orange illustrierten Sonden entsprechen den nicht erfolgreichen Förderratensteigerungen.

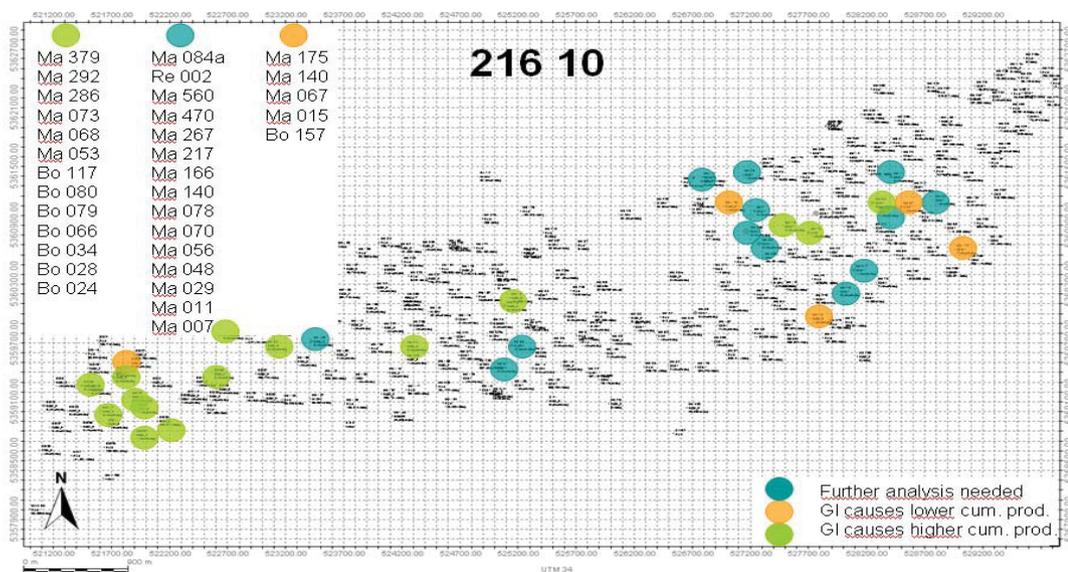


Abbildung 26: Erfolgsstudie für den Produktionsabschnitt 216 PE 10 (Lit.1)

Die oben genannten Einschränkungen und die Tatsache, dass gerade einmal 55% der Sonden bewertet werden konnten, verlangten nach einer anderen Bewertungsmethode für den Erfolg einer Bruttoerhöhung. Diese wird im Detail in den nächsten Kapiteln abgehandelt. Wie bereits im vorherigen Kapitel angeführt wurden noch weitere Sonden hinzugefügt, um

eine größere Anzahl von Bruttoerhöhungen für die Statistik zu erreichen. Die Auswahl erfolgte nach den gleichen Kriterien, mit Ausnahme des Betrachtungszeitraums, welcher auf den 1. Jänner 1995 erweitert wurde. Folgende Sonden wurden hinzugefügt:

- *Bockfliess 025*
- *Bockfliess 031*
- *Bockfliess 085*
- *Matzen 023*
- *Matzen 058*

Diese fünf Sonden wurden in Zusammenarbeit mit Dipl.Ing. Kienberger ausgewählt, da diese eine definierte Reaktion auf die Bruttoerhöhung zeigten und sich daher ideal für die weitere Analyse eignen. Abschließend kann erläutert werden, dass die in Lit.1 verwendeten Auswahlkriterien vernünftig sind und deshalb die identifizierten Sonden in dieser Diplomarbeit, zusammen mit den zusätzlichen fünf charakteristischen bruttoerhöhten Ölsonden, Anwendung finden. Folgend stehen 38 Ölsonden in diesem Feld zur Analyse zu Verfügung, deren Anzahl jedoch noch aus Gründen dezimiert wird, die erst in späteren Kapiteln beschrieben werden und mit der neuen Bewertungsmethodik in Verbindung gebracht werden können.

## **12 Methodik zur Bewertung der Bruttoerhöhungen**

Die Technik, die für die Bewertung und die Analyse des Effektes von Bruttoerhöhungen in dieser Arbeit angewandt wird, wird grundsätzlich für die Berechnung des Zeitraumes der wirtschaftlichen Förderung einer Sonde verwendet. Diese Diplomarbeit wird zeigen, dass die hier angewandte Methodik, neben der Identifikation des Wasserproblems, zu einem besseren Verständnis der Geologie und des Produktionsverhaltens der gesamten Lagerstätte führt. Das Vorhandensein von Literatur, die in diese Richtung weist, ist sehr begrenzt, obwohl es mit dieser Anwendung möglich ist, ohne Lagerstättensimulation oder komplizierte Modelle, nur basierend auf Produktionsdaten, effektiv dynamische Vorgänge zu interpretieren.

### **12.1 Das Wasser/Öl Verhältnis als Diagnostikwerkzeug**

Das WÖV ist ein Produktionsparameter der in annähernd jedem Ölfeld kontinuierlich gemessen und festgehalten wird. Im Falle der OMV erfolgt diese Messung Obertage hauptsächlich mittels Testseparator. Für diese Diplomarbeit wird angenommen, dass die bestimmten Werte die Bedingungen Untertage widerspiegeln. Aufgrund der kontinuierlichen Messung sind diese Daten über einen langen Zeitraum und in regelmäßigen Abständen vorhanden. Somit liefert dieser Parameter die Datenkonsistenz, die für eine Analyse benötigt wird, und weiters Aussagen über die Öl- und Wasserproduktion. Resultierend ist es mit Hilfe des WÖVs möglich die Überschusswassermechanismen zu identifizieren und, wie im nächsten Punkt gezeigt wird, eine Bewertung der Bruttoerhöhung durchzuführen. Die Identifikation und Bewertung erfolgt auf der graphischen Auswertung von mehreren Diagrammen, die immer als einen Parameter das WÖV beinhalten. Diese Graphen, die physikalischen Hintergründe und deren Aussagekraft bilden den Mittelpunkt der nächsten Kapitel.

### **12.2 Bewertung der Bruttoerhöhungen mit Hilfe des WÖVs**

Um den Erfolg einer Bruttoerhöhung zu bewerten, wird der so genannte Recovery Plot herangezogen. Um zu beweisen, dass diese Bewertungsmethodik die Einschränkungen der in Lit.1 verwendeten Methode fast vollständig eliminiert, muss der physikalische Hintergrund verstanden werden.

## 12.2.1 Der Recovery Plot

Der Recovery Plot ist ein semilogarithmischer Graph in dem das WÖV logarithmisch auf der Ordinate gegen die kumulative Ölproduktion,  $N_p$ , auf der Abszisse aufgetragen wird. D.h. es besteht ein semilogarithmischer Zusammenhang zwischen den beiden Parametern. Mit Hilfe dieses Graphen ist der Recovery Faktor zu einem bestimmten Wert des WÖVs evaluierbar, daher auch der Name. Hauptsächlich wird er dazu verwendet die ultimative Ausbeute bei Erreichung des wirtschaftlichen Maximums des Verwässerungskoeffizienten zu berechnen, dargestellt in Abb.27, aber auch um die Entölung nach dem Wasserdurchbruch zu observieren. Sobald der Wasserdurchbruch erfolgt ist, sollte sich im Idealfall eine gerade Linie einstellen, die dann bis zum gewünschten WÖV extrapoliert werden kann. In der Literatur wird die Anwendung dieses Graphen aber erst ab einem WÖV von mindestens 1 empfohlen, manche Autoren setzen die Mindestgrenze mit einem WÖV von 3 an, da sich ab dann die Linearität der WÖV Kurve eingestellt haben sollte.

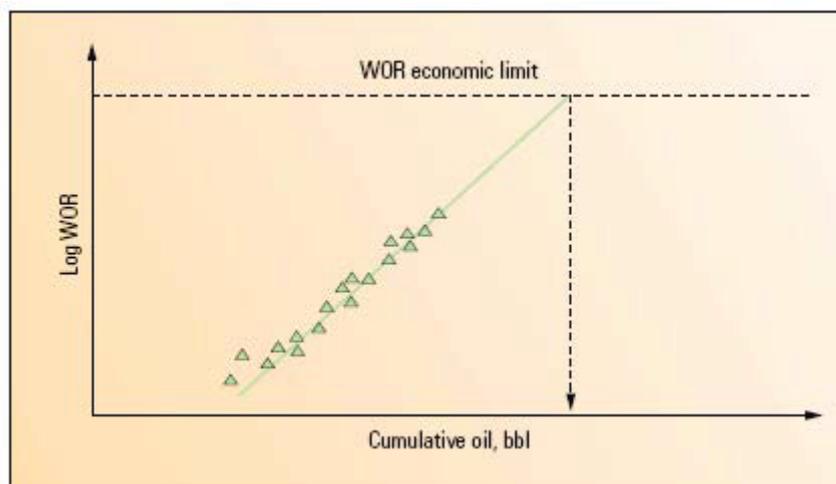


Abbildung 27: Recovery Plot zur Bestimmung des Recovery Faktors (Lit.9)

Der mathematische Hintergrund basiert auf der 1D Buckley Leverett Theory für inkompressible, unvermischbare Flüssigkeiten und die genaue Herleitung ist in Lit.19 zu finden. Zusammenfassend können folgende Aussagen beschrieben werden.

Der Logarithmus des WÖVs ist linear proportional zum kumulativ produzierten Öl, nach folgender Beziehung:

$$\log_{10}(WÖV) = \left[ \frac{b * (1 - S_{WC})}{OOIP} \right] * N_p + \log_{10} \left( a * \frac{\mu_o}{\mu_w} \right) + b * S_{WC} - \frac{1}{\ln(10)} \quad (\text{GL.4})$$

wobei die einzelnen Platzhalter repräsentativ sind für:

$S_{WC}$  entspricht der initialen Wassersättigung (Connate Water Saturation) [Fraktion]

$\frac{\mu_o}{\mu_w}$  entspricht dem Viskositätsverhältnis von Öl zu Wasser [ ]

$a$  entspricht dem Schnittpunkt auf der y-Achse des semi-logarithmisch linearen Zusammenhangs der Relativpermeabilitäten [ ]

$b$  entspricht der Steigung des semi-logarithmisch linearen Zusammenhangs der Relativpermeabilitäten [ ]

$OOIP$  entspricht dem Original Oil In Place [m<sup>3</sup>]

Die Steigung dieses linearen Zusammenhangs ist

$$\left[ \frac{b * (1 - S_{WC})}{OOIP} \right] \quad (GL.5)$$

und der Schnittpunkt auf der Ordinate entspricht in der Formel dem Term

$$\log_{10} \left( a * \frac{\mu_o}{\mu_w} \right) + b * S_{WC} - \frac{1}{\ln(10)} \quad (GL.6)$$

Aus GL.5 kann abgeleitet werden, dass die Steigung der WÖV Kurve umgekehrt proportional zum kontaktierten ölgesättigten Porenvolumen ist, d.h. je größer die Steigung, desto kleiner ist das kontaktierte Ölvolumen in der Lagerstätte. Die Konstanten  $a$  und  $b$  in GL.6 sind ein Resultat der Definition der relativen Permeabilitäten von Wasser zu Öl mit Hilfe eines semilogarithmischen Ausdruckes. Die Annahme zielt darauf ab, dass in einem wasserbenetzten Reservoir der Logarithmus des Verhältnisses der Relativpermeabilitäten linear proportional zur Wassersättigung,  $S_w$ , ist und folgendermaßen beschrieben werden kann:

$$\log_{10} \left( \frac{k_{rw}}{k_{ro}} \right) = \log_{10}(a) + b * S_w \quad (GL.7)$$

wobei wiederum  $\log_{10}(a)$  dem Schnittpunkt auf der logarithmischen y-Achse und  $b * S_w$  der Steigung entspricht. Erreicht das WÖV einen Wert (1 oder 3) ab dem sich ein linearer Trend einstellt, wird der Term in GL.6 im Gegensatz zum Ausdruck in GL.5 verschwindend klein, da dieser mit  $Np$  multipliziert wird. Somit kann GL.4 in vereinfachter Form und umformuliert ausgedrückt werden als

$$\frac{Np * b * (1 - S_{WC})}{\log(WÖV)} = OOIP \quad (GL.8)$$

Nimmt man weiters an, dass die Steigung des Zusammenhangs konstant bleibt, d.h. der Wert des OOIP ändert sich nicht, entspricht GL.8 ebenfalls der Form

$$\frac{\Delta Np * b * (1 - S_{WC})}{\Delta \log(WÖV)} = OOIP, \quad (\text{GL.9})$$

wobei die Konstante  $b$  aus GL.7 ermittelt werden muss und  $\Delta Np$  in GL.9 aus dem Recovery Plot über ein logarithmisches Intervall abgelesen wird. Die Annahme in GL.9 definiert das kontaktierte OOIP als konstant. Diese Aussage ist wahr, wenn das gesamte OOIP einer Lagerstätte von den Produktionssonden erreicht wird. D.h. die Steigung der WÖV Kurve ist konstant und unabhängig von der Bruttoförderrate, wenn zusätzlich folgende Annahmen erfüllt sind:

- die Verdrängung Wasser-Öl ist "Piston-Like"
- die Medien vermischen sich nicht
- die Lagerstättenfluida sind inkompressibel
- die Lagerstätte ist homogen isotrop
- kein Überschusswassermechanismus ist vorhanden

Da die Gesamtheit dieser idealen Bedingungen in der Realität als quasi nicht erfüllbar gilt, weist der Trend der WÖV Kurve sehr wohl eine Ratenabhängigkeit auf. Die Annahme, dass das kontaktierte OOIP konstant ist, ist möglicherweise noch auf Feldbasis zulässig, jedoch nicht auf Sondenbasis, da sich bei Erhöhung der Bruttoerträge, der Einzugsbereich der Sonde verändert. Folgend ist eine Ratenabhängigkeit auf Sondenbasis zu erwarten, was aber für die Bewertung der Bruttoerhöhungen vorteilhaft ist und im nächsten Abschnitt beschrieben wird.

### **12.2.2 Bewertung der Bruttoerhöhungen durch Anwendung des Recovery Plot**

Aufgrund des mathematischen Zusammenhangs können durch die Ratenabhängigkeit folgende Interpretationen getroffen werden:

- die Steigung der WÖV Kurve nimmt nach der Bruttoerhöhung zu, d.h. das WÖV steigt mit einer höheren Rate an als vor der Förderraterhöhung. Resultierend ist die Ölausbeute pro Tag quantitativ zwar größer als vor der Erhöhung, die Ölrate fällt aber nach der Bruttoerhöhung schneller ab als zuvor. Weiters wird durch die Bruttoerhöhung täglich nicht nur mengenmäßig mehr Wasser gefördert, sondern im Gegensatz zu vorher auch mehr im Verhältnis zum Öl. Folgend wird die Rate der Zunahme des kumulativ produzierten Öls im Vergleich zu davor zwar anfangs höher, da unter Umständen mengenmäßig pro Tag mehr Öl produziert wird, zu einem späteren Zeitpunkt aber geringer. D.h. man hätte wirtschaftlich gesehen, bis zum Zeitpunkt der Kompensation der  $Np$ -Zunahme (Schnittpunkt der roten und schwarzen Kurve in Abb.25) zwar

eine "Fast Oil Production", nach diesem Zeitraum im Gegensatz zu vor der Bruttoerhöhung jedoch einen wirtschaftlichen Nachteil.

- Die Steigung der WÖV Kurve nimmt nach der Bruttoerhöhung ab, d.h. das WÖV steigt mit einer geringeren Rate an als vor der Förderratenerhöhung. Resultierend ist die Ölausbeute pro Tag nicht nur quantitativ größer als vor der Erhöhung, sondern fällt nach der Bruttoerhöhung auch mit einer geringeren Rate ab. Es wird durch die Bruttoerhöhung täglich zwar mengenmäßig mehr Wasser gefördert, aber im Gegensatz zu vorher zum Öl verhältnismäßig weniger. Resultierend wird die Rate der Zunahme des kumulativ produzierten Öls im Vergleich zu davor größer. D.h. wirtschaftlich gesehen produziert man das Öl somit nicht nur schneller, sondern für einen unbegrenzten Zeitraum auch mehr im Gegensatz zum Fall ohne Bruttoerhöhung, da die Ölräte langsamer fällt.
- die Steigung der WÖV Kurve wird nach der Bruttoerhöhung negativ, d.h. das WÖV nimmt ab. In diesem Fall steigt die Ölräte im Verhältnis zur Wasserrate bei konstanter Gesamtförderrate. Resultierend wird täglich zunehmend mehr Öl und weniger Wasser produziert. Wirtschaftlich gesehen wäre dieses Verhalten der Idealfall, da, während die Wasserbehandlungskosten quantitativ kleiner, die Ölerlöse größer werden.
- Die Steigung der WÖV Kurve bleibt nach der Bruttoerhöhung konstant, d.h. die Anstiegsrate des WÖVs ändert sich nicht. Resultierend ist die Ölausbeute pro Tag quantitativ größer als vor der Erhöhung und fällt mit der gleichen Rate wie vor der Bruttoerhöhung ab. Es wird also durch die Bruttoerhöhung täglich mengenmäßig mehr Wasser gefördert, aber im gleichen Verhältnis dazu auch mehr Öl. Folgend wird die Rate der Zunahme des kumulativ produzierten Öls im Vergleich zu davor größer. Somit liefert dieser Trend zwar keine Aussage über eine Veränderung des WÖVs, aber hinsichtlich "Fast Oil Production" ergibt die Bruttoerhöhung einen wirtschaftlichen Vorteil.

Diese vier Aussagen werden für die Bewertung des Erfolges folgendermaßen verwendet:

- Erfolgreiche Bruttoerhöhung, wenn die Steigung der WÖV Kurve nach der Bruttoerhöhung entweder negativ oder kleiner wird oder konstant bleibt.
- Nicht erfolgreiche Bruttoerhöhung, wenn die Steigung der WÖV Kurve nach der Bruttoerhöhung zunimmt.

Somit ist für die Bewertung der Bruttoerhöhung einzig und allein die Steigung der WÖV Kurve nach der Förderratenerhöhung ausschlaggebend und liefert deshalb, im Gegensatz zur Bewertungsmethodik in Lit.1, die folgenden Vorteile:

- Es werden zur Bewertung beide Flüssigphasen, Öl und Wasser, herangezogen.

- Der Recovery Plot basiert auf grundlegenden physikalischen Überlegungen und kann somit effektiv für wissenschaftliche Erklärungen verwendet werden.
- Wie erst später in dieser Diplomarbeit gezeigt wird, können mit Hilfe dieses Graphen und dem WÖV die Überschusswassermechanismen identifiziert werden.
- Der Erfolg ist nicht durch die Endölrate definiert, sondern durch die Steigung der WÖV Kurve nach der Förderraterhöhung. Folgend ist nicht unmittelbar die Zeit bzw. die Endölrate, bis zu der mehr oder weniger produziert worden ist, das Erfolgskriterium, sondern die Zu- bzw. Abnahme des kontaktierten Ölvolumens.
- Der Effekt der "Fast Oil Production" kann zwar im Gegensatz zur Decline Analyse nicht direkt zu einer bestimmten Zeit evaluiert werden, da der mathematische Grundsatz des Recovery Plots nicht direkt Zeit abhängig ist, aber mit Hilfe der Änderung des "Np" erklärt und in Betracht gezogen werden. Die ultimative Ausbeute bei Erreichung eines bestimmten WÖV Wertes kann vor und nach der Bruttoerhöhung mit Hilfe der Geradengleichungen berechnet und verglichen werden. Sinkt das WÖV nach der Förderraterhöhung sprunghaft auf einen geringeren Wert und nimmt der Anstieg der WÖV Kurve zu, werden sich die WÖV Kurven vor und nach der Bruttoerhöhung bei einem bestimmten WÖV überschneiden. Bis zu diesem Schnittpunkt wäre die Bruttoerhöhung erfolgreich.

### ***12.2.3 Aufbereitung und Verwendung der OMV Daten für die Anwendung des Recovery Plot und des log-log Diagnostic Plot***

Für die Analyse werden die Produktionsdaten auf Monatsbasis aus der Gewinnungsdatenbank verwendet. Da die WÖV- bzw. Produktionsratenmessungen nicht kontinuierlich durchgeführt werden, wird einer Sonde die Produktionsmenge an Öl, die sie innerhalb eines Monats produziert hat, mit Hilfe eines Differenzenverteilers zugerechnet. Diese Werte sind repräsentativ für die Produktion auf Sondenbasis und werden deshalb verwendet. Durch die Zusammenarbeit mit dem für die Gewinnungsdatenbank zuständigen Bearbeiter, wurde der Recovery Plot in der Gewinnungsdatenbank implementiert und kann als graphischer Output auf Sondenbasis abgerufen werden. Für diesen Graphen kann das gewünschte Datum des Beginns der kumulativen Produktion einer Sonde eingegeben werden. Weiters ermöglicht diese Implementierung, die Daten der kumulativen Produktion und des WÖVs für die Analyse in das MS Excel zu laden. Dieses File beinhaltet weiters die kumulativen Produktionstage, das Datum, die Bruttoförderrate, den

Verwässerungskoeffizienten, die Ölrate, Wasserrate und andere für die Analyse relevante Daten über die kumulierte Produktionszeit.

Darüber hinaus enthält der graphische Output die doppel-logarithmische Darstellung des WÖV und WÖV' (1.Ableitung nach der Zeit) über die kumulierten Produktionstage. Die Anwendung dieses Graphen ist für die Identifikation des Coningverhaltens nach Kapitel 10.2.7.3 bestimmt und wurde zu Beginn dieser Diplomarbeit untersucht. Laut Lit.21 und 22 kann damit weiters "Edge Water -", "Multi-layer -" und "Near Wellbore-Channeling" identifiziert werden. Diese Analysemethode gerät unter Kritik, da es sehr schwierig ist zwischen den Fällen zu unterscheiden bzw. überhaupt einen dieser Mechanismen zu erkennen. Dieser Grund bewegte mich erst zu einem späteren Zeitpunkt dazu, die weitere Analyse nicht anhand dieses Graphen zu vollziehen. Da er aber bereits implementiert ist und möglicherweise für die Anwendung in naher Zukunft noch interessant wird, wird er kurz erklärt. Das Problem ist die sprunghafte Änderung des WÖVs, die oft auf die Alternation der Produktionsrate zurückzuführen ist. Die 1.Ableitung reagiert sehr sensibel auf diese Änderungen, auch wenn sie nur gering sind. Aufgrund der logarithmischen Beziehung des log-log Diagnostic Plot befinden sich in den logarithmischen Intervallen immer mehr Datenwerte auf einem konstantem graphischen Intervall. Folgend erhält man als Output eine Datenwolke, die jedweden Trend verschleiert. Entweder filtert man die Daten in einer Weise, dass das WÖV immer ansteigt, da ansonsten die Ableitung negativ wird oder man behilft sich eines Smoothing-Algorithmus. Ich entwickelte einen simplen Smoothing-Algorithmus auf Mittelwertbasis, wovon der eine einen linearen und der andere einen logarithmischen Zusammenhang verwendet. In Abb.28 kann unter der Option "WOR Filter für Steigung" die Anzahl der WÖV-Monatswerte, die gemittelt werden sollen, eingegeben werden.

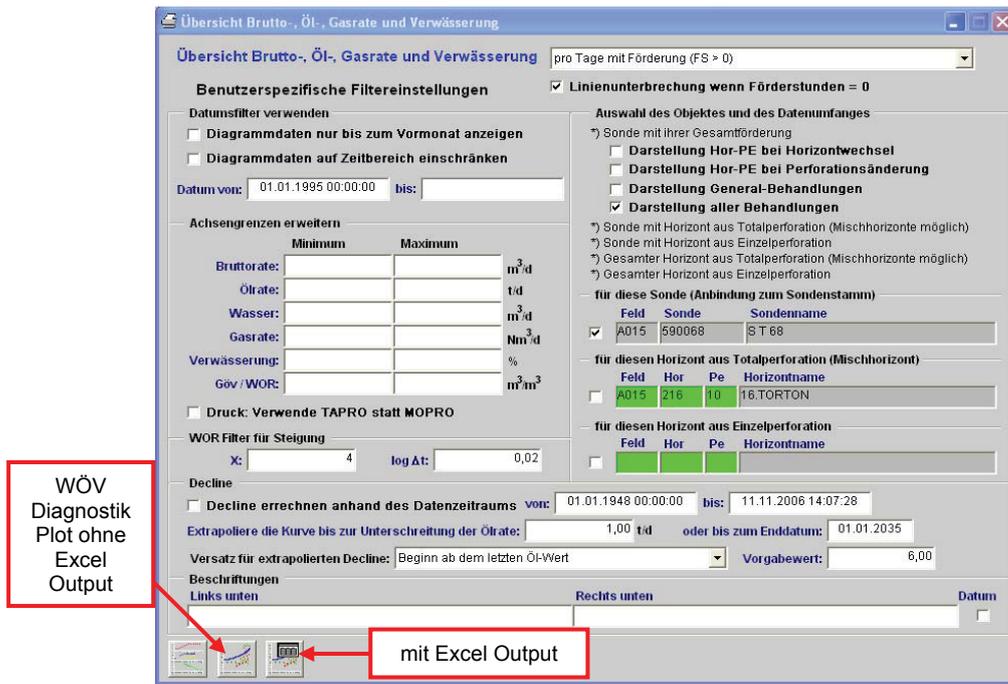


Abbildung 28: Abrufen des Recovery Plot und log-log Diagnostic Plot aus der Gewinnungsdatenbank

“X: 4“ bedeutet, dass zur Ermittlung eines WÖVs zu einem bestimmten Zeitpunkt, der Mittelwert aus den WÖVen der zwei Monaten davor und danach gebildet wird. Somit erhält man einen klareren Trend in den höheren log-Intervallen, aber die Mittelwertbildung wird ebenfalls für die geringen kumulierten Tage vorgenommen, was den Trend in diesem Wertebereich wiederum abschwächt. Die Anzahl der WÖVe, die zur Mittelwertbildung herangezogen werden, kann in dem Eingabefeld eingestellt werden. Mit dem zweiten Algorithmus “log  $\Delta t=0.02$ “, wird hingegen ein konstantes graphisches Intervall auf der logarithmischen x-Achse festgesetzt. In diesem Fall mit 0.02 Längeneinheiten. Graphisch gedacht, wird dieses Intervall für jeden WÖV Wert symmetrisch gezeichnet. D.h. es wird die Anzahl der WÖV Werte in dem Bereich 0.01 vor dem zu mittelnden Wert und 0.01 nach dem zu mittelnden Wert evaluiert. Aus der Anzahl dieser Werte wird der Mittelwert für das respektive WÖV gebildet. Befinden sich drei Werte in dem Intervall davor und vier danach, wird der Mittelwert aus insgesamt sieben WÖVen berechnet. Je größer das Intervall, desto mehr Werte befinden sich in diesem. Der Vorteil dieser Methode ist, dass in den niedrigen log-Intervallen keine Mittelwerte gebildet werden. In den höheren Intervallen richtet sich die Anzahl der Werte zur Mittelwertbildung nach der Anzahl der Werte in dem festgesetzten Intervall. In den Abb. 29, 30 und 31 sind die Ergebnisse für die Sonde Matzen 140, die meiner Meinung nach Coning aufweist, ohne und mit den zwei Smoothing-Algorithmen veranschaulicht.

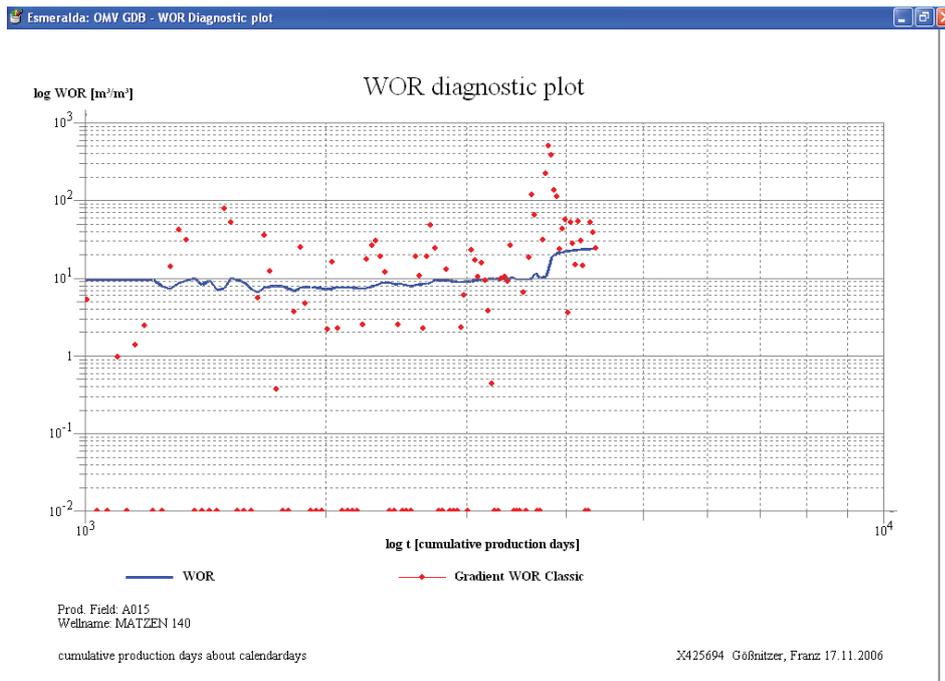


Abbildung 29: 1.Ableitung des WÖVs über die Zeit (rot) ohne Smoothing

Die Datenwolke (rote Punkte) erschwert die Trendidentifikation. Die roten Punkte direkt auf der x-Achse entsprechen den negativen Werten der 1.Ableitung. Da durch den Logarithmus bedingt keine negativen Werte berechnet werden können, wurde diesen der Wert 0.01 zugeteilt. Auf der nächsten Seite sieht man die Trendentwicklung durch das Smoothing.

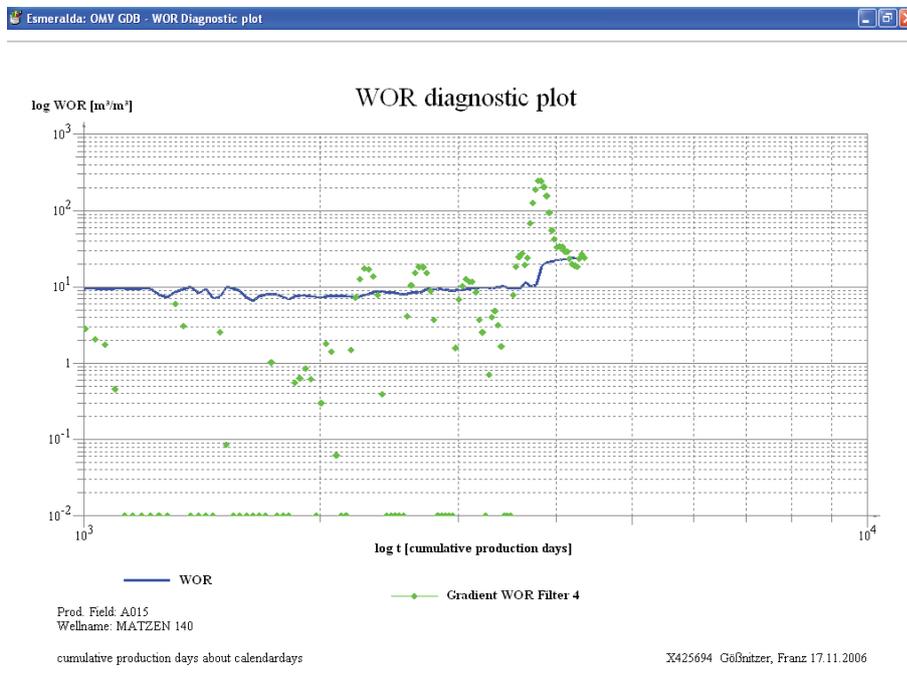


Abbildung 30: 1.Ableitung des WÖVs über die Zeit (grün) mit Mittelwertbildung unter Verwendung des 1.Algorithmus

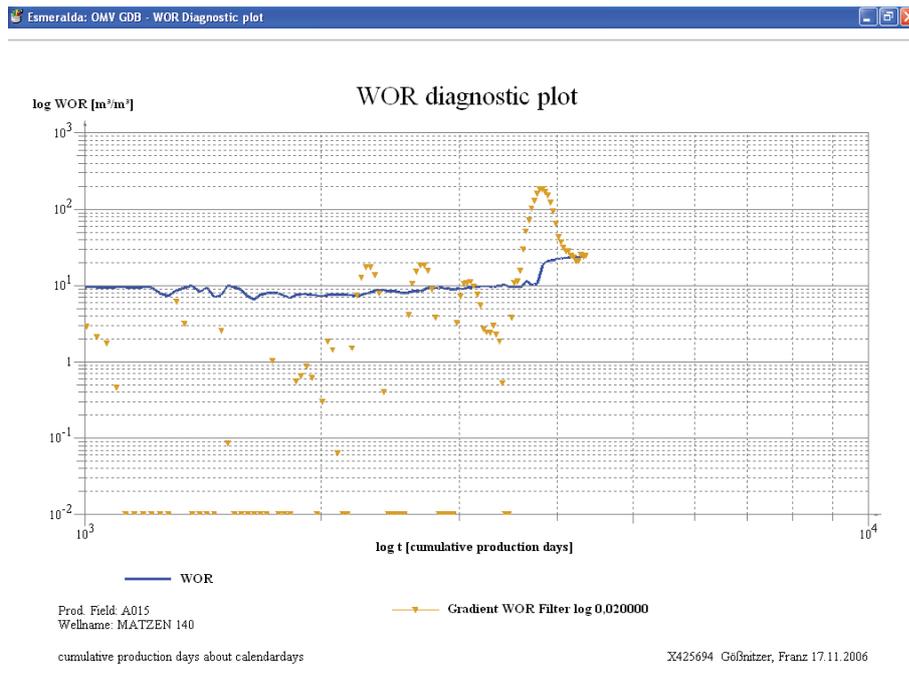


Abbildung 31: 1. Ableitung des WÖVs über die Zeit (braun) mit Mittelwertbildung unter Verwendung des 2. Algorithmus

Obwohl der Algorithmus sehr einfach ist, scheint dieser den Anforderungen gerecht zu werden. Inwiefern die Mittelwertbildung die Aussagekraft dieses Graphen beeinflusst, kann von mir nicht bestimmt werden. Wie später noch gezeigt wird, ist Coning nicht das eigentliche Problem im dem untersuchten Produktionsabschnitt. Aufgrund der Tatsache, dass die Interpretation der 1. Ableitung des WÖVs sehr komplex ist und ich den Einfluss des Smoothing nicht abzuschätzen mag, wird dieser Graph nicht direkt für die Analyse verwendet werden.

### 12.2.4 Ergebnisse der Bewertung

Da bei etlichen der ausgewählten Sonden über den Betrachtungszeitraum mehr als eine Bruttoerhöhung durchgeführt worden ist, bezieht sich der Erfolg einer Förderratensteigerung auf den Steigungsunterschied der WÖV Kurve zwischen der aktuellen und der zuvor gefahrenen Produktionsrate. D.h. wenn z.B. zwei Bruttoerhöhungen verwirklicht worden sind, ist der Steigungsunterschied zwischen der 2. und der 1. Bruttoerhöhung ausschlaggebend, und nicht der Steigungsunterschied zwischen der 2. und dem Fall ohne Bruttoerhöhung.

Um einen korrekten Wert für die kumulative Ausbeute zu einem bestimmten WÖV zu erreichen, wurde als Startwert der Ölproduktion ( $N_p=0$ ) einer Sonde der Beginn der Förderung aus der derzeit aktuellen Lage festgesetzt. D.h. produziert eine Sonde trotz Aufwältigung noch aus derselben Lage wie vor der Reperforation, wird die kumulative Ölproduktion von der Erstperforation dieser Lage gerechnet und nicht seitdem sie

aufgewältigt worden ist. Zur Steigungsermittlung im semilogarithmischen Graphen, wurde im MS Excel die Option "exponentielle Trendlinie" verwendet und für jeden Bruttoerhöhungszeitraum separat ermittelt. Mit Hilfe der Trendliniengleichung, erhält man die Steigung und den Schnittpunkt auf der logarithmischen y-Achse. Resultierend ist ein Steigungsvergleich vor und nach der Förderraterhöhung möglich. Weiters kann die ultimative Ausbeute bei Erreichung eines bestimmten WÖV Wertes mit dieser Gleichung berechnet werden, d.h. auch die "Fast Oil Production" kann in Betracht gezogen werden, ist aber nicht ausschlaggebend für die Erfolgsbewertung. Die Steigung gilt als konstant, wenn sich der Wert nach der Bruttoerhöhung nicht um mehr als  $\pm 10\%$  verändert, veranschaulicht in Abb.32. Somit ist eine Bruttoerhöhung, deren Steigungswert sich um mehr als 10% vergrößert, nicht erfolgreich (Abb. 33). Jede Steigungsänderung zu einem Wert geringer als diese +10% gilt als erfolgreich (Abb.34). War die Steigung bereits vor der Bruttoerhöhung negativ und bleibt dieser Trend erhalten, ist die Förderraterhöhung ebenfalls erfolgreich, da die Ölrate weiterhin steigend ist.

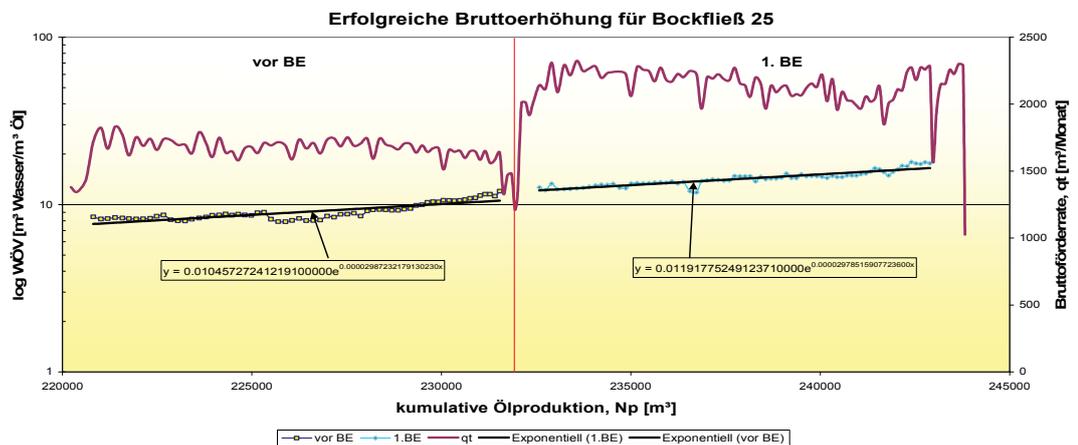


Abbildung 32: Erfolgreiche Bruttoerhöhung (Steigung konstant)

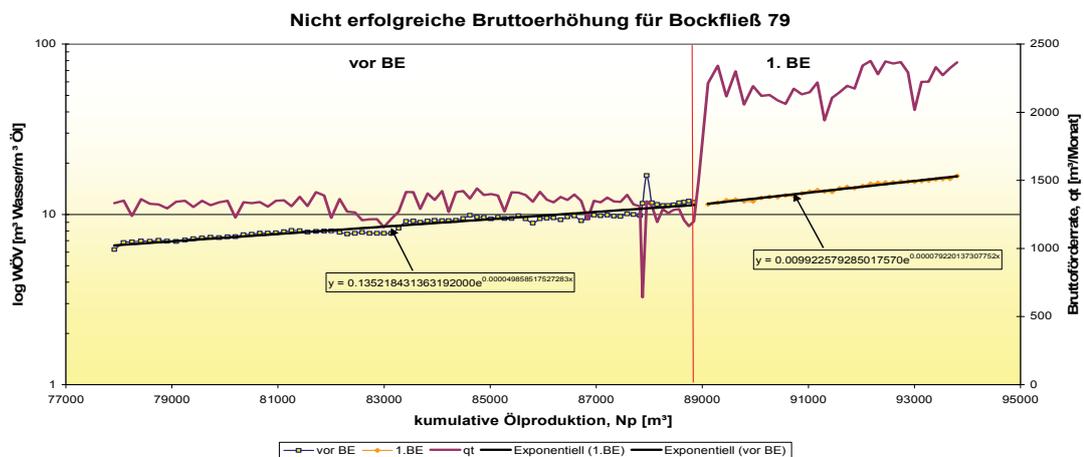


Abbildung 33: Nicht Erfolgreiche Bruttoerhöhung

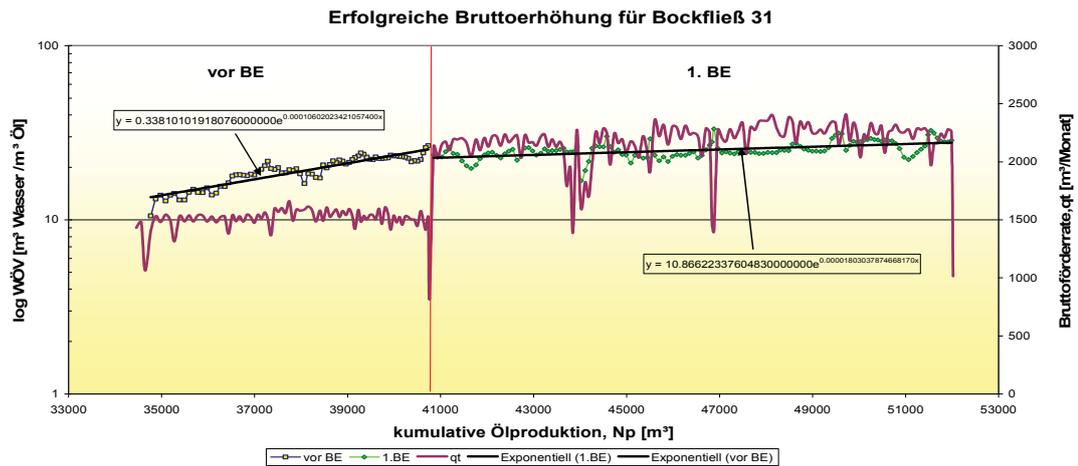


Abbildung 34: Erfolgreiche Bruttoerhöhung (Steigung nimmt ab)

Mit Hilfe der in den Abbildungen dargestellten Gleichungen kann aus dem Verhältnis der Exponenten die Steigungszu- bzw. abnahme errechnet werden. Für Abb.34 z.B. ergibt das Verhältnis:

$$\frac{0.00001803038}{0.00010602024} = 17\%$$

D.h. die Steigung nach der Bruttoerhöhung beträgt 17% der Steigung vor der Bruttoerhöhung. Resultierend war diese Förderratensteigerung erfolgreich.

Die folgenden Resultate wurden mit der Bewertungsmethodik erzielt:

Erfolgreich (Steigung nimmt ab)	Erfolgreich (Steigung konstant)	Erfolgreich (Steigung negativ)	Nicht Erfolgreich (Steigung nimmt zu)
BOCKFLIESS 028	BOCKFLIESS 025	BOCKFLIESS 080	BOCKFLIESS 034
BOCKFLIESS 031	MATZEN 067	BOCKFLIESS 085	BOCKFLIESS 079
BOCKFLIESS 066	MATZEN 073	MATZEN 078	MATZEN 015
BOCKFLIESS 117	MATZEN 267	MATZEN 175	MATZEN 058
MATZEN 023	MATZEN 292		MATZEN 140
MATZEN 048			MATZEN 217
MATZEN 053			
MATZEN 166			
MATZEN 286			
MATZEN 379			
MATZEN 560			

Tabelle 1: Ergebnisse der Erfolgsbewertung für die bruttoerhöhten Sonden

### 12.2.5 Probleme bei der Bewertung

Von den 38 Ölsonden konnten lediglich 26 mit der angewandten Methodik aus den folgenden Gründen bewertet werden:

- Stark alternierende Bruttoförderrate
- Zu kurzer Bewertungszeitraum
- WÖV < 1 vor der Bruttoerhöhung
- Abnormales WÖV Verhalten

### 12.2.5.1 Stark alternierende Bruttoförderrate

Da, wie bereits erwähnt, der Recovery Plot unter nicht idealen Bedingungen eine gewisse Ratenabhängigkeit zeigt, ist für die genaue Bewertung eine konstante Förderrate vorteilhaft. Während bei der Förderung mittels Gestängetiefpumpe die Bruttoförderrate meistens über einen längeren Zeitraum annähernd konstant bleibt, alterniert bei der Förderart "kontinuierlicher Gaslift" die Rate stärker. Resultierend verschleiert dieses sprunghafte Ratenverhalten in Verbindung mit den nicht idealen Bedingungen, den Trend der WÖV Kurve, da sich kein Pseudo-Steady State Zustand einstellen kann, veranschaulicht in Abb.35. Bei manchen Sonden hingegen entwickelt sich aber trotz der starken Ratenalternation ein Trend heraus und kann somit auch bewertet werden. Diese Fälle bilden jedoch die Ausnahme und als globaler Abgrenzungswert wurde eine Alternation von  $\pm 10\%$  der durchschnittlichen Förderrate des jeweiligen Bruttoreatenerhöhungsintervalls als Voraussetzung für die Bewertung festgesetzt.

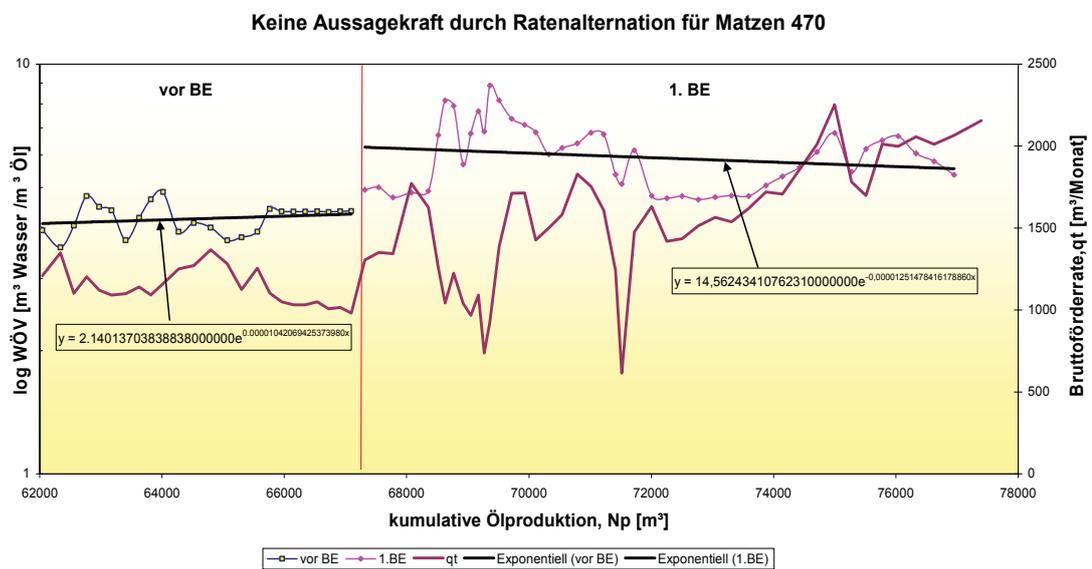


Abbildung 35: Effekt der Ratenalternation verschleiert den eigentlichen WÖV Trend

### 12.2.5.2 Zu kurzer Bewertungszeitraum

Sind die Bruttoerhöhungen pro Sonde in sehr kurzen zeitlichen Abständen (6 Monate) erfolgt, ist der WÖV Trend unter nicht idealen Bedingungen ebenfalls verschleiert und liefert

somit keine Aussagekraft. Wie schnell eine Sonde auf die Erhöhung reagiert hängt, neben dem Überschusswassermechanismus, von der Permeabilität im perforierten Intervall ab. Bei vielen der bewerteten Sonden ist die transiente Periode sehr kurz und ein gewisser Trend stellt sich bereits nach zwei Monaten ein. Andere Sonden hingegen, zeigen eine langsame Trendentwicklung und die Linearität stellt sich erst nach 5 bis 6 Monaten ein. Ist der Betrachtungszeitraum für eine erhöhte Förderrate zu kurz, damit ein klarer Trend ersichtlich wird, wurde diese Bruttoreatenerhöhung nicht bewertet. Betrifft dieser Umstand die zuletzt durchgeführte Förderraterhöhung einer Sonde, wurde diese nicht zur Erfolgsbestimmung herangezogen. Wurden jedoch mehrere Erhöhungen in einer Sonde getätigt und über den benötigten Zeitraum konstant gehalten, wurde für die Bewertung der Trend der vorherigen Gesamtraterhöhung verwendet. Dieser Fall ist in Abb.36 veranschaulicht. Bereits nach der 1.Bruttoerhöhung entwickelt sich der WÖV Trend erst nach 5 bis 6 Monaten. Aus diesem Grund wurde die 2.Förderratensteigerung nicht bewertet, die erste war allerdings erfolgreich.

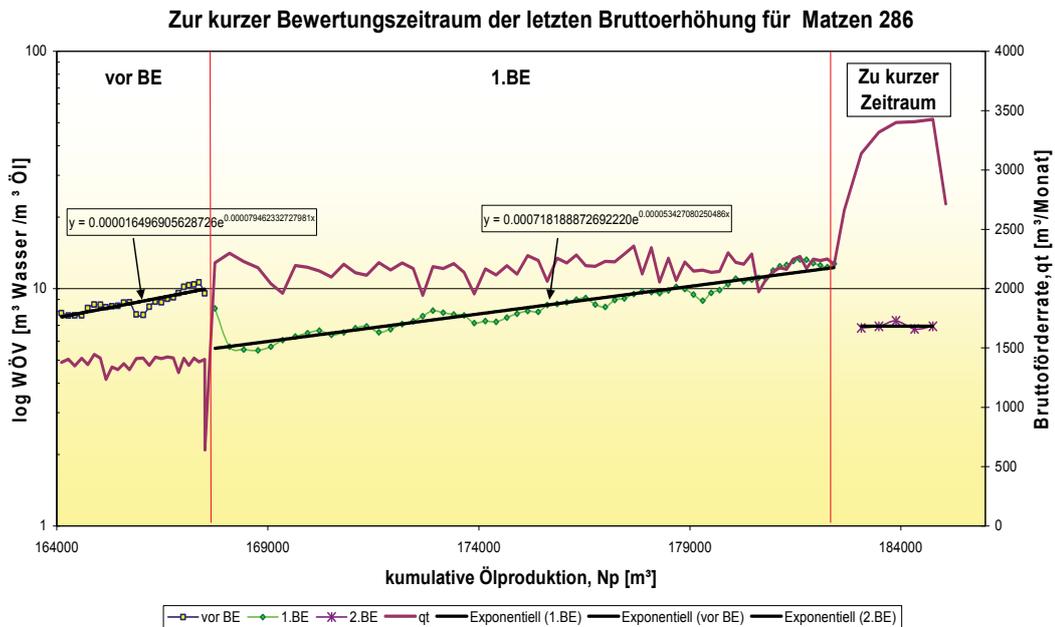


Abbildung 36: Keine Bewertung der letzten Bruttoerhöhung aufgrund des kurzen Steigerungszeitraumes

### 12.2.5.3 WÖV < 1 vor der Bruttoerhöhung

Wie bereits in Kapitel 12.2.1 erwähnt, wird laut Literatur ein Mindestwert des WÖVs von 1 empfohlen, damit ein linearer Trend entsteht. Resultierend dient der Recovery Plot der Analyse der Zeitperiode nachdem der Wasserdurchbruch erfolgt ist. Folgend wurden Sonden mit einem WÖV vor der Bruttoerhöhung von kleiner als eins nicht bewertet.

### 12.2.5.4 Abnormales WÖV Verhalten

Zeigte eine Sonde während einer Bruttoerhöhung bei konstanter Rate ein abnormales Verhalten wie z.B. sprunghafte Plateaubildung, wurde diese aus der Bewertung genommen, da sich kein anhaltender Trend entwickelte, veranschaulicht in Abb.37. Die exponentielle Trendlinie für die 1. Bruttoerhöhung weist global eine positive Steigung auf. Würde man hingegen die Steigungen der einzelnen Plateaus bewerten, wären diese negativ.

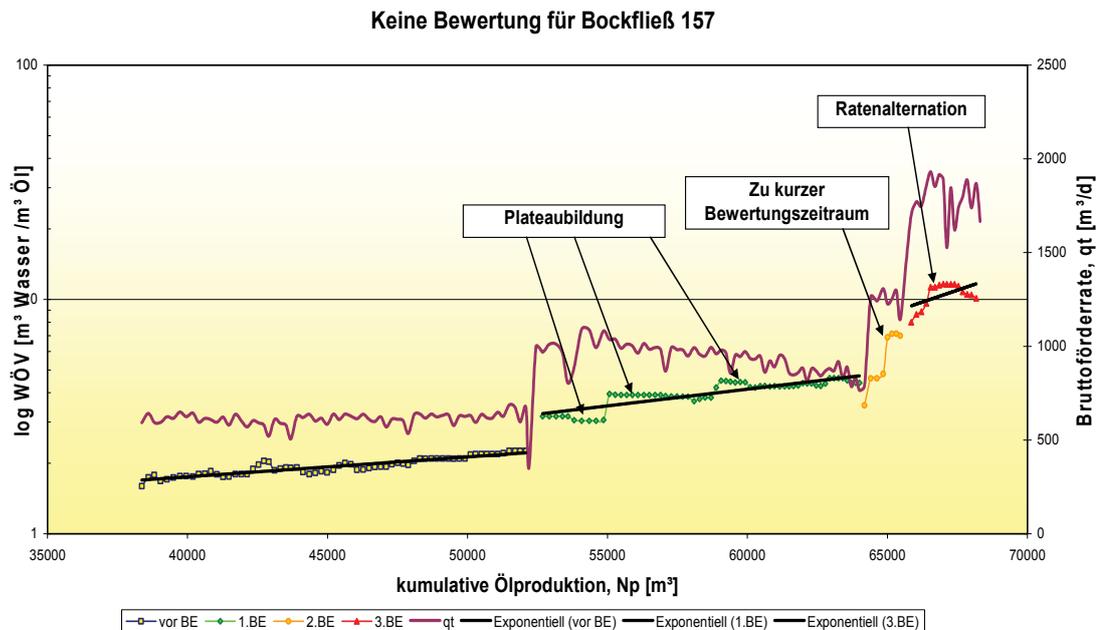


Abbildung 37: Plateaubildung unabhängig von der Rate verhindern die Bewertung

Prinzipiell sind eine steigende Ölrate über einen langen Zeitraum oder eine abrupte Steigungsänderung bei konstanter Bruttoreate ebenfalls ein abnormales Verhalten. Somit müsste man auch bewertete Sonden zu dieser Kategorie zählen. Zu diesem Zeitpunkt ist die Steigung vor und nach der Förderratenerhöhung ausschlaggebend. In Abb.37 erfolgt der Übergang des WÖVs zwischen einer Bruttoerhöhung (Wechsel der blauen auf die grüne Linie) oft sprunghaft. In diesem Fall erhöht sich das WÖV sprunghaft auf einen höheren Wert. In sechs der untersuchten Sonden verringert sich das WÖV sprunghaft und es entsteht der Eindruck, dass kurzzeitig eine Ölbank eingezogen wird. Nach deren Produktion steigt das WÖV wieder an. Da dieses Verhalten sehr interessant ist, werden solche Sonden zu einem späteren Zeitpunkt noch detaillierter untersucht.

## **13 Methodik zur Analyse der Bruttoerhöhungen**

Damit die bewerteten Sonden anhand des WÖV Trends analysiert werden können, müssen die Einflussfaktoren und deren Auswirkungen auf den Recovery Plot verstanden werden. Jede Abweichung von den idealen Bedingungen unter denen die WÖV Kurve einen konstant linearen Trend zeigt, führt zu einer Veränderung der Steigung. Da, wie bereits beschrieben, der Überschusswassermechanismus sehr komplex sein kann und oft als eine Kombination von verschiedenen Überschusswassertypen auftritt, ist die genaue Analyse ausschließlich basierend auf dem Recovery Plot nicht ausreichend, aber hilfreich. Somit werden noch andere graphische Auswertungen im Laufe dieser Diplomarbeit vorgestellt werden, die dann in Kombination mit dem Recovery Plot, die Aussagekraft für die Analyse liefern sollen. Da sich im Prinzip ab dem dritten Überschusswassermechanismus, die Ursache für diesen in der Geologie der Lagerstätte bzw. im Einzugsbereich der Sonde einordnen lässt, ist das geologische Wissen eine Voraussetzung. Aus diesem Grund bezieht sich diese Diplomarbeit auf den Produktionsabschnitt 216 PE 10, da die Geologie in diesem Produktionssektor durch die umfangreiche Studie der Proseis AG relativ gut verstanden ist und das Loggingprogramm auf Sondenbasis, im Vergleich zu anderen Produktionssektoren, umfangreicher war.

Die Grundidee ist somit die lagerstätten- und produktionsspezifischen Effekte auf das Verhalten der WÖV Kurve im Abschnitt 216 PE 10 zu studieren. Im weiteren Sinne soll die Form dieser Kurve Auskunft über die Produktionszustände im perforierten Intervall geben und als Auswahlkriterium für Förderratensteigerungskandidaten herangezogen werden. D.h. das Idealergebnis wäre eine Schablone, die das WÖV Verhalten, welches zu einer erfolgreichen Förderratensteigerung führen würde, vor der Bruttoerhöhung identifiziert. Die in diesem Kapitel beschriebenen Überlegungen und Diagramme basieren auf Lit.16, 17, 19 und 20.

### **13.1 Lagerstättenpezifische Einflussfaktoren auf den Recovery Plot**

In diesem Abschnitt werden die Einflussfaktoren beschrieben, die auf die Geologie und die Beschaffenheit der Lagerstättenfluida zurückzuführen sind. Die Erkenntnisse basieren auf den Ergebnissen von Lit.16 und sind unter der Annahme einer konstanten Bruttoförderrate erforscht worden. Die in diesem Kapitel dargestellten Abbildungen wurden mit Hilfe eines Lagerstättensimulators generiert, wobei das Perforationsintervall der Lagerstättenmächtigkeit entspricht. Weiters wird die Lagerstätte mit Hilfe eines "Edge-Water Drive" produziert. Die mathematischen Hintergründe, auf die sich die nächsten Punkte beziehen, wurden bereits in Kapitel 12.2.1 erklärt.

### **13.1.1 Homogene Lagerstätte**

In einer homogenen Lagerstätte sind die geologischen Parameter konstant. Folgend wird der Recovery Plot lediglich von den Eigenschaften der anwesenden Flüssigphasen und der Permeabilitätsanisotropie beeinflusst.

#### 13.1.1.1 Viskositätsverhältnis

Da dieser Parameter lediglich den Schnittpunkt auf der Ordinate festlegt (GL.6), bleibt die Steigung durch eine Änderung des Viskositätsverhältnisses unbeeinflusst. Somit ist dieser Parameter von der Heterogenität der Lagerstätte unabhängig und verändert sich über den Produktionszyklus einer Lagerstätte mit dem natürlichen Druckabfall aufgrund der Produktion oder aufgrund der Durchführung von EOR Projekten. Im Falle einer ausbalancierten Injektion im Verhältnis zur Produktion, d.h. der Lagerstättendruck bleibt konstant, ändert sich dieses Verhältnis auf Lagerstättenbasis nicht. Da bei der OMV diese Balance seit 1965 angestrebt worden ist, kann die Annahme getroffen werden, dass dieser Einflussfaktor im Matzener Feld konstant ist.

#### 13.1.1.2 Relativpermeabilitäten

Laut GL.7 bleibt die Steigung der WÖV Kurve unter den idealen Bedingungen und unter der Annahme, dass die Relativpermeabilitäten in einem semilogarithmisch linearen Zusammenhang mit der Wassersättigung stehen, konstant. D.h. die Steigung des Relativpermeabilitätsverhältnisses aus GL.7 kann durch die Endrelativpermeabilitäten bei der jeweiligen Ausgangs- und Endsättigung ermittelt werden. Diese Endrelativpermeabilitäten sind meistens das Ergebnis einer Kernflutung im Labor. Für Lagerstättensimulationszwecke werden im Weiteren diese Endwerte dazu verwendet mit Hilfe der Corey-Function eine Abbildung der Relativpermeabilitätskurven als Funktion der Wassersättigung zu erzeugen. Diese künstliche Nachbildung wird durch einen History Match, für den diese Kurven repräsentativ scheinen, erreicht. Meistens werden diese Permeabilitätskurven für das ganze Feld oder Teilabschnitte erzeugt und sind nicht auf Sondenbasis verfügbar. Da aber die Geologie in der Einheit 216 PE 10 heterogen ist, werden Sonden, die sich in verschiedenen Lagerstättensektoren befinden, unterschiedliche Relativpermeabilitäten hinsichtlich Öl und Wasser aufweisen. Folgend wird die Steigung der WÖV Kurve auf Sondenbasis variieren und einen Steigungsvergleich zwischen den Sonden erschweren. Dieser Zustand ist in Abb.38 auf der nächsten Seite veranschaulicht. Weiters muss die Idealbedingung des semilogarithmisch linearen Zusammenhangs des Relativpermeabilitätsverhältnisses mit der Wassersättigung nicht als erfüllt gelten. In diesem Fall verändert sich die Steigung und bleibt nicht konstant.

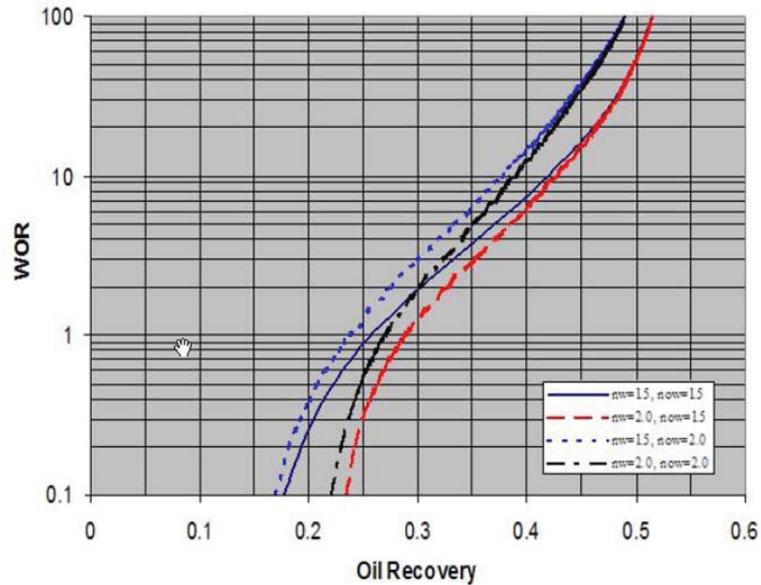


Abbildung 38: Einfluss der Corey-Exponenten auf die Form der WÖV Kurve (Lit.16)

### 13.1.1.3 Mobilitätsverhältnis

Wenn  $M > 1$ , ist die Wasserphase mobiler als die Ölphase und folgend ist der Verdrängungsprozess unvorteilhaft. Im Gegensatz zum Idealfall,  $M \leq 1$ , ist ein verfrühter Wasserdurchbruch die Folge. Weiters muss bei einem ungünstigen Mobilitätsverhältnis kumulativ mehr Wasser produziert werden, um annähernd dieselbe Ausbeute wie im Idealfall zu erreichen. Dieser Effekt auf die Form der WÖV Kurve ist in Abb.39 für  $M=1$  bis  $M=10$  verdeutlicht.

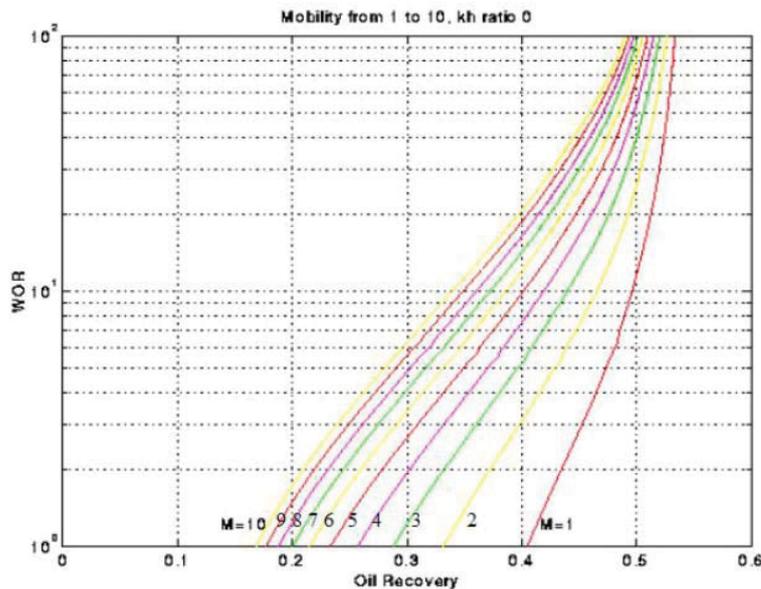


Abbildung 39: Einfluss des Mobilitätsverhältnisses auf die Form des Recovery Plots in einer homogenen Lagerstätte (Lit.16)

Ab einem Mobilitätsverhältnis von 3 bleibt die Steigung der WÖV Kurven bis zu einem WÖV von 10 annähernd konstant. Die Kurven sind lediglich um einen bestimmten Faktor aufgrund der abnehmenden Verdrängungseffizienz bei steigendem Mobilitätsverhältnis parallel versetzt. Weiters wird das Mobilitätsverhältnis bei konstantem Lagerstättendruck ebenfalls annähernd konstant bleiben, da sich die Viskositäten nur marginal verändern und die Endrelativpermeabilitäten, wenn sich über den Produktionszyklus kein Formationssskin ausbildet, ebenfalls konstant bleiben.

#### 13.1.1.4 Crossflow

Die vertikale Permeabilitätsanisotropie  $\frac{k_V}{k_H}$  wird in Lit.16, auf die sich dieser Punkt bezieht,

mit Hilfe des "Aspect Ratio  $R_L$ " beschrieben. Resultierend entspricht  $R_L = 0$  dem Zustand ohne Crossflow,  $R_L > 0$  dem mit Crossflow. Wenn  $M \leq 1$  hat der Crossflow keine Auswirkungen auf den Recovery Plot in einer homogenen Lagerstätte. Für  $M > 1$  erhöht der Crossflow die Tendenz des Wassers sich schwerkraftbedingt entlang der Unterkante der Lagerstätte fortzubewegen. Folgend wird der "Water-Underrun" begünstigt und die Entölung des oberen Bereiches der Lagerstätte wird langsamer durchgeführt. Somit wird sich die Kurvenform für  $M=2$  in Abb.39 bei zunehmenden Crossflow in Richtung  $M=10$  bewegen und eine S-Form ausbilden. Bei erhöhtem Crossflow wird sich der Fall des "Gravity-Segregated Layer" ohne die Permeabilitätszunahme Richtung Basis einstellen und den Verdrängungsprozess ungünstig beeinflussen.

### **13.1.2 Heterogene Lagerstätte**

Da in einer heterogenen Lagerstätte neben den Flüssigkeitseigenschaften, die Geologie zum Tragen kommt, ist die Form der WÖV Kurve im Recovery Plot abhängig von der Kombination der beiden Faktoren. Der Effekt der Heterogenität einer Lagerstätte wird mit Hilfe des Heterogenitätsindex (KHR oder KHI) durch die folgende Formel beschrieben:

$$KHI = \frac{\sum (k * h)_{thief}}{\sum (k * h)_{Lagerstätte}} \quad (GL.10)$$

In GL.10 entspricht der Zähler der Fließkapazität einer hoch-permeablen Lage und der Nenner der Gesamtließkapazität der Lagerstätte.

#### 13.1.2.1 Anwesenheit einer Thief Lage ohne Crossflow

GL.10 beschreibt den Anteil der Fließkapazität der Thief-Lage an der Gesamtließkapazität der Lagerstätte. Ist dieser Anteil hoch, wird die Produktion durch diese Lage bestimmt. Abb.40 zeigt den Effekt des Mobilitätsverhältnisses in Verbindung mit einer anwesenden hoch-permeablen Lage, die 70% der Fließkapazität einnimmt ( $KHR = 0.7$ ), ohne Crossflow.

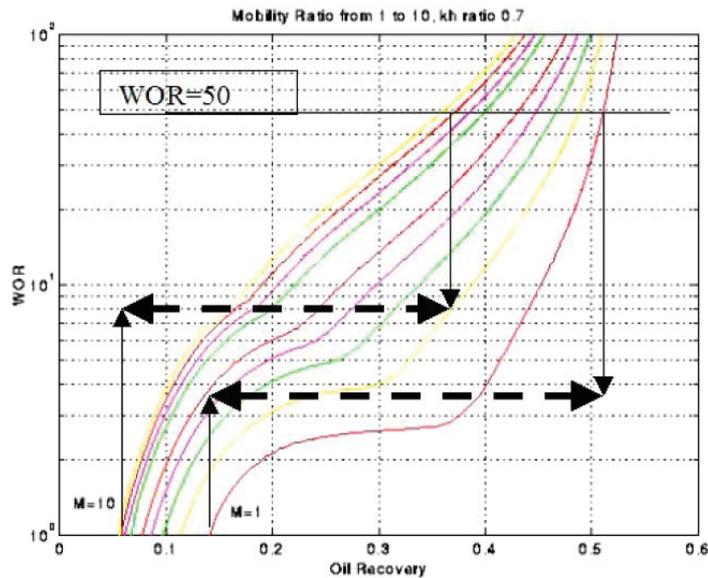


Abbildung 40: Einfluss des Mobilitätsverhältnisses auf die Form des Recovery Plots bei der Anwesenheit einer Thief-Lage ohne Crossflow (Lit.16)

Signifikant ist die Ausbildung eines Plateaus bei leichten Ölen ( $M = 1$ ). Während dieser stabilisierten Periode wird eine hohe Ölproduktion verwirklicht und entspricht dem Ölvolumen der Thief Lage. Sobald diese verwässert ist steigt das WÖV steil an. In Abb.40 ist der Unterschied der Ausbeute zwischen  $M = 1$  und  $M = 10$  deutlich sichtbar. Bei einem WÖV von 50 beträgt der Unterschied im Entölungsgrad 15%. Ist hingegen das Mobilitätsverhältnis hoch, ist der Effekt des KHR hinsichtlich der stabilisierten Periode geringer ausgeprägt und die WÖV Kurve bildet eine schwächere S-Form aus.

### 13.1.2.2 Anwesenheit einer Thief Lage mit Crossflow

Wenn in vertikaler Richtung Crossflow zwischen der hoch-permeablen Lage und der Umgebung erfolgt, hängt der Ausbeutegrad neben dem Mobilitätsverhältnis und dem KHR von dem Ort der Lage im perforierten Intervall ab. Eine hoch-permeable Lage mit Crossflow situiert im oberen Bereich der Lagerstätte, wirkt sich vorteilhaft auf die Verdrängungseffizienz aus, besonders wenn das Mobilitätsverhältnis ungünstig ist. Je höher der Crossflow in diesem Fall ist, desto mehr Öl wird aus dem unteren Bereich durch das schwerkraftbedingte Eindringen des Wassers mitgerissen. Ist die Lage hingegen an der Basis der Lagerstätte lokalisiert, wird der Schwerkrafteffekt nicht ausgenutzt. In den Abb.41 und 42 ist der Effekt des Mobilitätsverhältnisses und der Zunahme der Fließkapazität der Thief-Lage veranschaulicht. Dabei befindet sich die Thief-Lage in der Mitte der Lagerstätte.

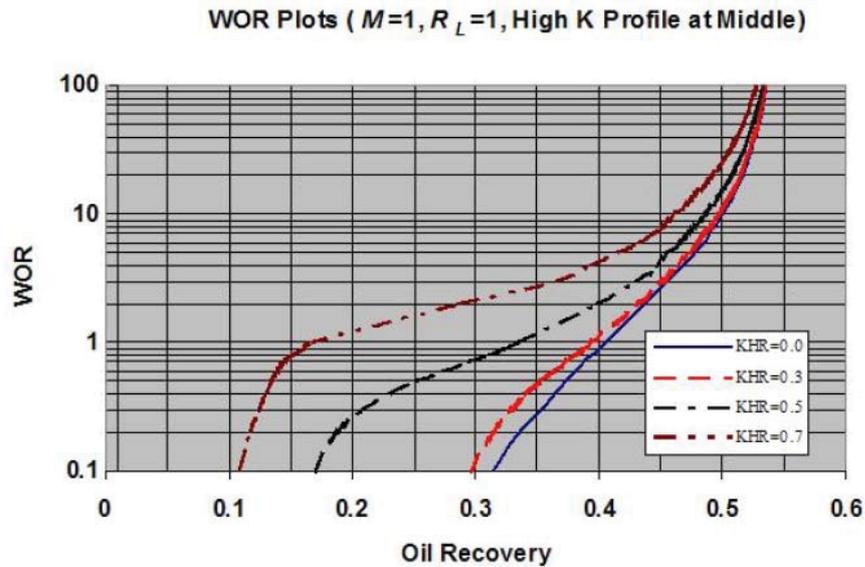


Abbildung 41: Einfluss der Zunahme der Thief-Lagenkapazität bei  $M=1$  und  $R_L=1$  (Lit.16)

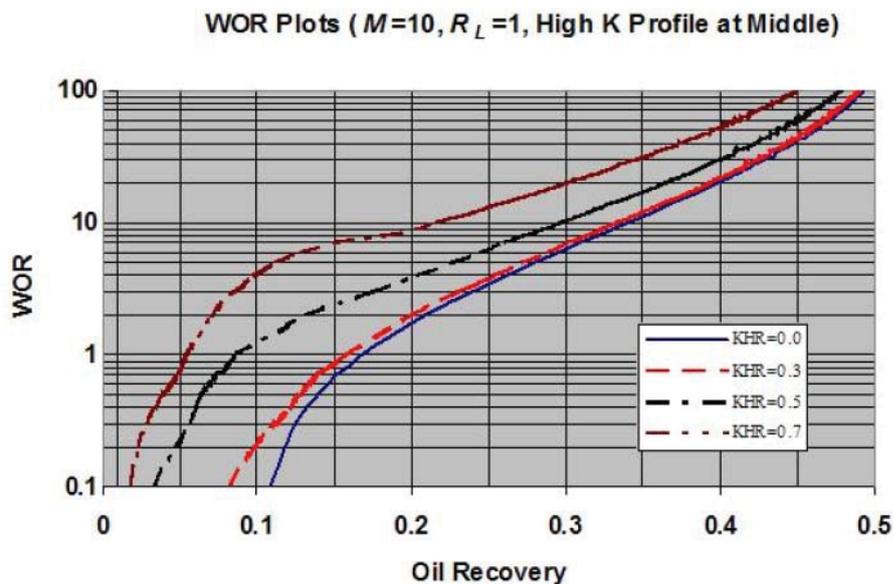


Abbildung 42: Einfluss der Zunahme der Thief-Lagenkapazität bei  $M=10$  und  $R_L=1$  (Lit.16)

Bezugnehmend auf Abb.41 bildet sich bei  $M = 1$  eine S-Form ab einem KHR Wert von 0.3 aus. Bei  $M = 10$  ist die Änderung der S-Form der WÖV Kurve schwächer ausgeprägt und der steile Anstieg nach der stabilisierten Periode bleibt aus. Vergleicht man Abb.41 und 42 miteinander, stellt sich die stabilisierte Periode nach dem Wasserdurchbruch, geprägt durch den steilen Anstieg des WÖVs, in Abb.41 bei WÖV=1 ein. Ist hingegen das Mobilitätsverhältnis hoch, erfolgt diese Stabilisation erst bei WÖV = 10. Nimmt der Crossflow zu, wird der Lagerstättenbereich ab der Mitte besser entölt, da das Wasser schwerkraftbedingt eindringt. Dieser Effekt ist in Abb.43 illustriert.

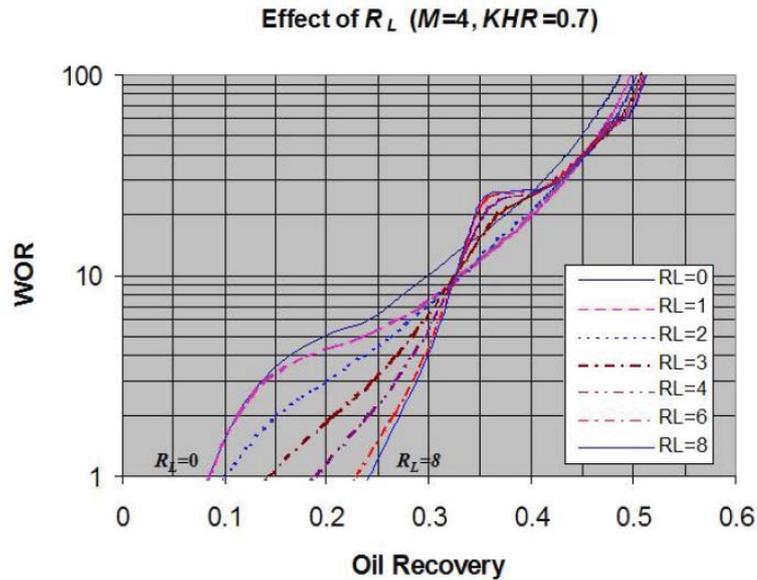


Abbildung 43: Einfluss des Crossflow bei  $M=4$  und  $KHR=0.7$  auf die Form des Recovery Plots; Ort der Thief-Lage auf Lagerstättenmitte (Lit.16)

Der Wasserdurchbruch erfolgt bei hohem Crossflow erst viel später in der Produktionsgeschichte und folgend wird die Lagerstätte effektiver und schneller entölt. Bei starker Kommunikation ( $R_L = 8$ ) ist der Tunnel Effekt erkennbar. D.h. bis zur Ausbildung des Plateaus wird das Öl im unteren Bereich "Piston-Like" verdrängt während im oberen Lagerstättenbereich die Verdrängung ungünstig ist. Bei einem WÖV von 100 sind die kumulativen Ausbeuten nahezu gleich. In den Abb.44 und 45 unterhalb wird der Effekt der Lagenkonfiguration in der Lagerstätte in Abhängigkeit des Crossflow für ein ungünstiges Mobilitätsverhältnis präsentiert.

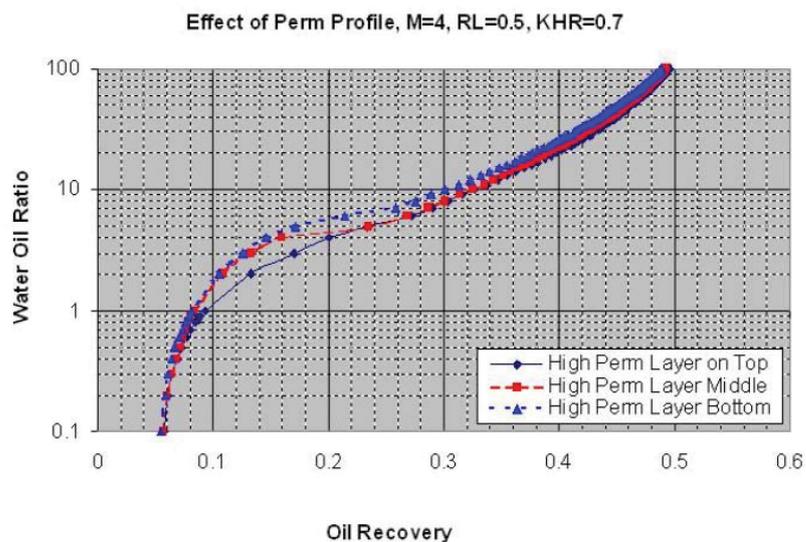


Abbildung 44: Einfluss der Thief-Lagenkonfiguration im perforierten Intervall für niedrigen Crossflow (Lit.16)

Ist der Crossflow sehr gering ( $R_L = 0.5$ ), ist der Aufenthaltsort der Lage von marginaler Bedeutung, während bei zunehmender vertikaler Kommunikation, die Lage im oberen Bereich die S-Kurve stärker unterdrückt.

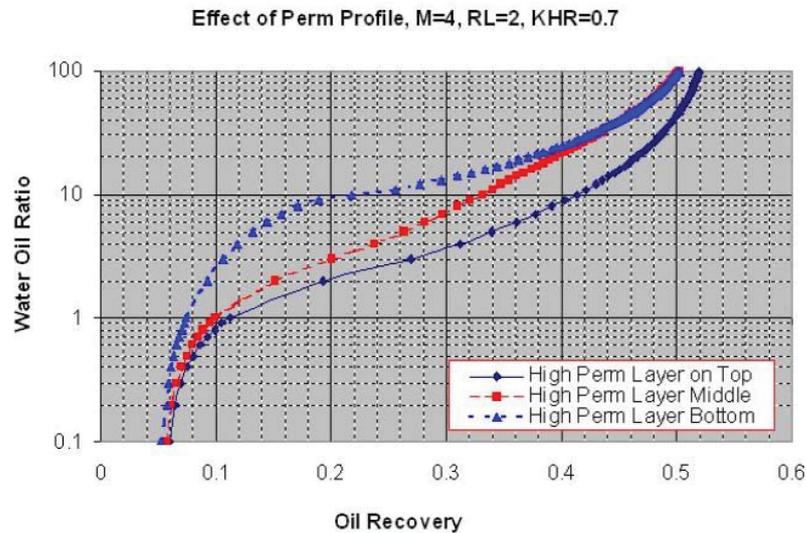


Abbildung 45: Einfluss der Thief-Lagenkonfiguration im perforierten Intervall für erhöhten Crossflow (Lit.16)

Aus Abb.45 ist ersichtlich, dass die Thief-Lage situiert an der Oberkante der Lagerstätte, diese effektiver entölt. Die S-Form wird steiler und der Ausbeutegrad bei WÖV = 10 ist um annähernd 20% größer als der den die Thief-Lage an der Unterkante erreichen würde.

### 13.1.2.3 Anwesenheit mehrerer Lagen

Sind mehrere unterschiedlich permeable Lagen im Perforationsintervall vorhanden, werden diese in einer zeitlichen Reihenfolge verwässern, nämlich absteigend nach der Fließkapazität. Ist der Permeabilitätskontrast dieser Lagen stark ausgeprägt, wird die WÖV Kurve im Recovery Plot ein Durchbruchmuster zeigen. Um dieses besser erkennen zu können wird das WÖV semilogarithmisch über die kumulative Produktionszeit aufgetragen. Diese Form der WÖV Darstellung wird im weiteren Verlauf dieser Diplomarbeit Breakthrough Plot genannt und wird dazu verwendet das Durchbruchverhalten zu studieren. In Abb.46 ist die Permeabilitätsverteilung im perforierten Intervall einer Beispielsonde veranschaulicht. Nach der Permeabilitätsverteilung in Verbindung mit der Lagenmächtigkeit zu urteilen, wird die unterste Lage zuerst und die oberste zuletzt durchbrechen.

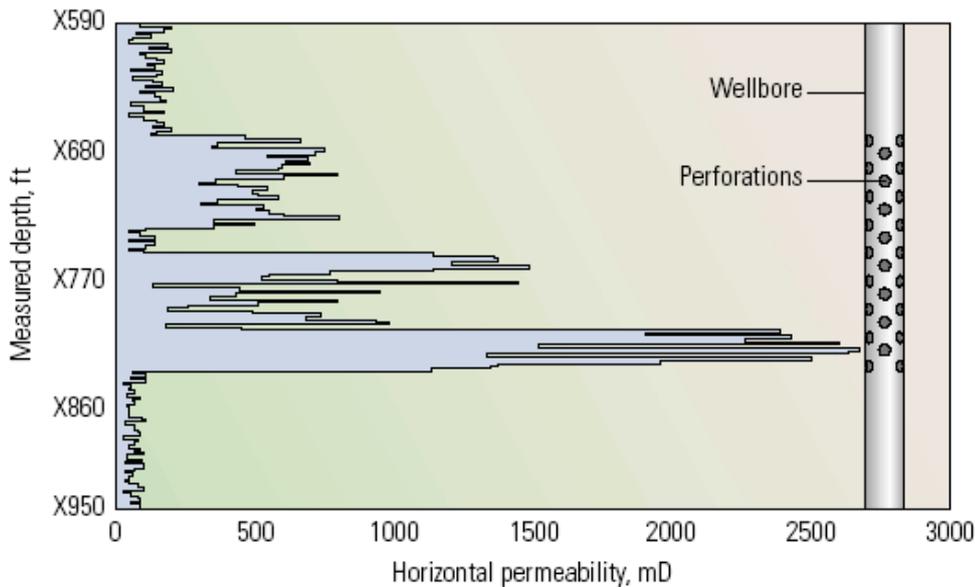


Abbildung 46: Permeabilitätsverteilung identifiziert 3 Lagen (Lit.9)

Abb.47 zeigt das Durchbruchverhalten im Breakthrough Plot, dass durch diese Lagenkonfiguration entsteht. Punkt 1 im Graphen entspricht dem Wasserdurchbruch der untersten Lagen, gefolgt von einer stabilisierten Periode entsprechend Punkt 2. Punkt 3 und 4 veranschaulichen den Durchbruch der mittleren und der obersten Lage jeweils gefolgt von einer plateauartigen Periode. Tritt dieses Verhalten bei konstanter Bruttoförderrate in Erscheinung, befinden sich im Perforationsintervall mit hoher Wahrscheinlichkeit unterschiedlich permeable Lagen, die absteigend nach ihrem Permeabilitäts-Mächtigkeitsprodukt verwässern.

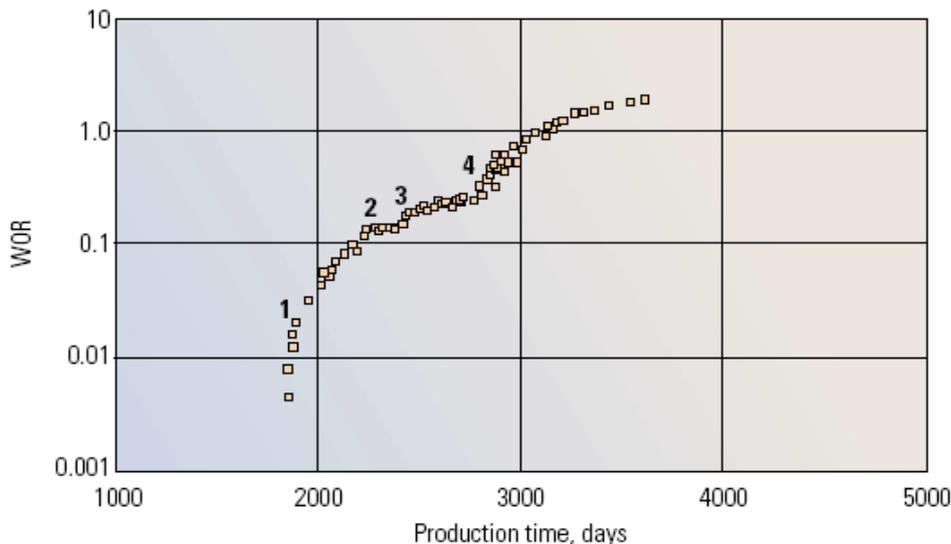


Abbildung 47: Durchbruchverhalten im semilogarithmischen WÖV Breakthrough Plot für die in Abb.46 dargestellte Permeabilitätsverteilung (Lit.9)

Aus Abb.47 ist nicht ersichtlich, ob diese Lagen untereinander kommunizieren oder nicht. Erst unter zu Hilfenahme von Abb.46 wird die Kommunikation deutlich, wobei dieser Graph lediglich den Zustand im bohrlochnahen Bereich beschreibt. Um zu beweisen, dass diese Lagerkonfiguration mit dem dargestellten Permeabilitätskontrast auch in der restlichen Lagerstätte vorhanden ist, müssen Crosskorrelationen zwischen Sonden durchgeführt werden. Zeigt eine Sonde z.B. diese Permeabilitätsverteilung, aber nicht das daraus resultierende Durchbruchmuster, muss davon ausgegangen werden, dass in einiger Entfernung von der Sonde die Permeabilitätsverteilung unterschiedlich oder der Crossflow zwischen den Lagen sehr hoch ist. Sind die Lagen voneinander isoliert ist das Wissen der arealen Ausdehnung noch wichtiger, da die einzelnen Lagen mit hoher Wahrscheinlichkeit unterschiedliche PIs aufweisen werden.

### **13.1.3 Schlussfolgerungen**

- Bleibt der Druck in der Lagerstätte konstant, beeinflusst das Viskositätsverhältnis die Steigung nicht und ist auf Sondenbasis gleich.
- Da die Endrelativpermeabilitäten von Öl und Wasser konstant sind, außer im Falle von Tonschwellen, und die semilogarithmisch lineare Änderung mit der Wassersättigung zutrifft, bleibt die Steigung bezogen auf diesen Parameter konstant. Da aber die Relativpermeabilitäten innerhalb eines Feldes variieren können, kann die Steigung auf Sondenbasis unterschiedlich sein.
- In einer homogenen Lagerstätte verändert sich die WÖV Kurve mit zunehmendem Mobilitätsverhältnis von konkav aufwärts gebogen bis zu einer leichten S-Form.
- In einer homogenen Lagerstätte ist der Einfluss durch Crossflow bei  $M=1$  sehr begrenzt. Bei hoher vertikaler Kommunikation und hohem Mobilitätsverhältnis tritt der Überschusswassermechanismus "Gravity-Segregated Layer" in Erscheinung und "Water-Underrun" ist die Folge. Mit der Zunahme dieser beiden Parameter bildet sich eine stärkere S-Form aus.
- Ist die Lagerstätte heterogen mit nur einer anwesenden Thief-Lage ohne vertikale Kommunikation, weist die WÖV Kurve bei KHR Werten größer als 0.3 eine verstärkte S-Form auf.
- Bei hohen Mobilitätsverhältnissen bleibt die stabilisierte Periode aus und der Anstieg der WÖV Kurve ab einem WÖV von 10 ist annähernd konstant.
- Ist die Lagerstätte heterogen mit nur einer anwesenden Thief-Lage mit hoher vertikaler Kommunikation, ist der Verlauf der WÖV Kurve vom Ort der Thief Lage abhängig. Die S-Form wird steiler je höher die Lage in der Lagerstätte platziert ist.

- Befinden sich mehrere Lagen im perforierten Intervall wird sich im Recovery Plot ein gewisses Durchbruchmuster zeigen. Zur genaueren Untersuchung sollte aber der Breakthrough Plot herangezogen werden.

Folgend ist der Steigungsverlauf bzw. die Form der WÖV Kurve im Recovery Plot eine Funktion von vielen Parametern, die sich untereinander stark beeinflussen. Diese Komplexität auf Sondenbasis wird die Generierung einer Schablone für Auswahlkandidaten erschweren. Für die Analyse der einzelnen Sonden hingegen, ist der Recovery Plot ein sehr effektives Werkzeug.

## **13.2 Produktionsspezifische Einflussfaktoren auf den Recovery Plot**

### ***13.2.1 Produktionsrate***

Die in diesem Kapitel dargestellten Überlegungen basieren auf der Annahme, dass die Lagerstätte unter "Edge-Water Drive" produziert wird und die Lagerstätte über die gesamte Mächtigkeit perforiert ist. Liegt kein Überschusswassermechanismus vor, sollte sich nach einer Förderraterhöhung die Steigung der WÖV Kurve verkleinern, da der Einzugsradius vergrößert wird. Der Übergangswert des WÖVs sollte dabei konstant bleiben, d.h. der Startwert des WÖVs für die Bruttoerhöhung entspricht dem Endwert des WÖVs vor der Bruttoerhöhung. Da lediglich drei der Überschusswassermechanismen stark mit der Rate variieren, ist eine sprunghafte Zunahme des WÖVs kurz nach der Förderraterhöhung eine Indikation für diese.

Wie bereits beschrieben ist der Verdrängungsprozess in der Formation abhängig von der Permeabilitätsverteilung und dem Mobilitätsverhältnis. Da in den meisten untersuchten Sonden der Wasserdurchbruch schon lange erfolgt ist, wird die Geschwindigkeitsverteilung des Wassers in der Formation die Entölung bestimmen. Im Prinzip kann man bei Verwässerungen über 90%, wie es in vielen bewerteten Sonden der Fall ist, nicht mehr von einer Verdrängungsfront sprechen. Die Entölung der Lagerstätte wird viel mehr in Form einer instabilen Wasser/Öl Emulsion erfolgen, wobei Wasser die kontinuierliche Phase darstellt und diese das Öl in Tröpfchenform mit sich transportiert bzw. vor sich herschiebt. Die Verdrängungsfront im Sinne dieses Kapitels ist nicht eine Schockfront, die Öl vor sich herschiebt, sondern eine vertikale Geschwindigkeitsverteilung des Wassers in der Formation. Ist  $M > 1$  wird die Form der Verdrängungsfront stark von der Filtrationsgeschwindigkeit beeinflusst. Weiters muss die Herkunft des Wasser/Öl Gemisches unterschieden werden. Produziert eine Sonde aus einer "Capillary Transition Zone" ist die Emulsion aufgrund des Gleichgewichts der Flüssigkeitsgradienten und des Kapillardruckes entstanden. Das freie Wasser befindet sich in diesem Fall unter der Ölzone. Ist die Sonde hingegen in einer gering mächtigen Lage perforiert und die Förderrate hoch, kann man

annehmen, dass das Wasser direkt seitlich produziert wird. D.h. die Sonde befindet sich nicht in einer "Capillary Transition Zone", sondern fördert Öl mit Hilfe des von der Seite heranströmenden "Sweep Water". Folgend entsteht eine Emulsion aufgrund der Tatsache, dass das Wasser das Öl in den Poren mitreißt. In beiden genannten Emulsionsfällen ist die Entölung eine Funktion der Geschwindigkeit. Ist die Lagerstätte gering mächtig oder befindet sich die Perforation direkt an einer Lagengrenze, die das "Sweep Water" entlang fließt, wird die Geschwindigkeit höher sein als in einer "Capillary Transition Zone". Weiters beeinflusst die Permeabilitätsverteilung die Geschwindigkeitsverteilung. In einer homogenen Lagerstätte mit großer Mächtigkeit würde eine Erhöhung der Produktionsrate die Geschwindigkeit nur gering hinaufsetzen und die schwerkraftbedingte Absenkung des Wassers nicht beeinflussen. Ist die Lagerstätte hingegen gering mächtig, würde die Zunahme der Geschwindigkeit durch die Bruttonatenerhöhung größer sein. Ist die Permeabilitätsverteilung Coarsing – Upwards, wird es, in Abhängigkeit des Mobilitätsverhältnisses und des radialen Abstandes von der Sonde, eine optimale Förderrate geben bei der die Geschwindigkeitsverteilung über die Lagerstätte konstant ist. Unterhalb dieser Förderrate wird die Geschwindigkeit im unteren Bereich der Lagerstätte durch den Einfluss der Schwerkraft höher sein als im oberen. Oberhalb dieser optimalen Rate ist die Geschwindigkeit im oberen Teil höher als im unteren. Wird die Förderrate einer solchen Sonde bis zur optimalen Rate erhöht, wird der gesamte Lagerstättenbereich im Gegensatz zum Fall ohne Bruttoerhöhung gleichmäßig entölt bzw. die Entölung des oberen Bereiches beschleunigt. Durch die Änderung des Geschwindigkeitsprofils wird ebenfalls das Absinken des Wassers verringert bzw. verhindert. Folgend würde die Steigung der WÖV Kurve abnehmen. Im Fining-Upwards Szenario würde die Erhöhung der Produktionsrate lediglich eine Erhöhung der Geschwindigkeit im unteren Bereich zur Folge haben. Resultierend würde das Absinken des Wassers begünstigt werden, da es an der Basis schneller fließen kann. Die Geschwindigkeit im oberen Bereich würde nicht erhöht werden bzw. das Wasser würde nicht weiter in diesen eindringen. Somit weist der ohnehin schon gut entölte untere Bereich zwar eine höhere Geschwindigkeit auf, die aber meistens nicht ausreicht, um die Restölsättigung noch weiter zu verringern bzw. um einen Faktor zu erhöhen, der die Steigung der WÖV Kurve reduziert. Die Bruttoerhöhung wäre nicht erfolgreich. Trotz dieser Überlegungen könnte durch ungünstige Zustände Öl teilweise in Linsen agglomeriert und weiters durch den Einfluss der Raternerhöhung mobilisiert werden. Aufgrund der Komplexität wird der Einfluss der Geschwindigkeit auf die Entölung der Formation in einem eigenen Kapitel abgehandelt.

Sind mehrere Lagen anwesend, die untereinander kommunizieren, bestimmt deren Permeabilitätsverteilung zueinander in Verbindung mit der Crossflow-Kapazität den Erfolg. Sind die Lagen hingegen isoliert und pflanzen sich diese bis zu einem Injektionspunkt fort, werden sich aufgrund der unterschiedlichen Lagenpermeabilitäten, nach einer bestimmten Produktionszeit unterschiedliche Drücke einstellen. Folgend wird die Lage mit der höchsten Permeabilität den niedrigsten Druck aufweisen. Beschreibt man diesen Zustand der

unterschiedlich permeablen Lagen mit Hilfe von IPR Kurven, könnte der Fall eintreten, dass sich diese bei Erreichung eines bestimmten Drawdown überschneiden. Sind zwei unterschiedlich permeable Lagen anwesend, würde sich ab diesem Drawdown die Produktionsdominanz der Lagen vertauschen. D.h. die Lage, die vor Erreichung dieses Druckgefälles im Verhältnis zur anderen brutto mehr produziert hat, würde nach diesem Schnittpunkt im Verhältnis zur anderen brutto weniger produzieren. Wäre diese Lage geringer verwässert, würde die Ölproduktion zunehmen. In den meisten Fällen weist jedoch die höher permeable Lage die höhere Verwässerung auf, weil sie zuerst verwässern wird. Bezogen auf die Bruttoerhöhung würde sich eine Produktionsratensteigerung negativ auswirken, da die stärker verwässerte Lage im Verhältnis zur niedriger permeablen immer stärker dominieren und mehr Wasser produzieren würde. Nichtsdestotrotz ist das eine sehr vereinfachte Betrachtungsweise und hängt ebenfalls sehr stark von dem Zusammenspiel der Permeabilitätsverteilung und dem Mobilitätsverhältnis in den einzelnen Lagen ab.

### **13.2.2 Injektionsmuster**

Bezugnehmend auf GL.7 und Lit.19, ist die Steigung der WÖV Kurve im Idealfall unabhängig vom Injektionsmuster. Die kumulative Ausbeute hingegen wird durch das Injektionsmuster bestimmt, wobei sich die WÖV Kurve im Recovery Pot für die unterschiedlichen Muster parallel verschiebt. Diese Annahme setzt voraus, dass genau die Menge produziert wird, die man an einer anderen Stelle wieder in die Lagerstätte injiziert. Weist die Lagerstätte areal eine gewisse Heterogenität auf, wird das WÖV Verhalten einer Produktionssonde, die im Wirkungsbereich eines Injektors steht, negativ beeinflusst, wenn eine Lage mit über durchschnittlicher Permeabilität in deren Richtung verläuft. Der Einfluss dieses Parameters kann lediglich in Verbindung mit dem nächsten Punkt detektiert werden.

### **13.2.3 Einfluss benachbarter Sonden**

Wird in der näheren Umgebung einer Sonde X eine andere Produktionssonde Y, die aus demselben Horizont produziert und deren Einzugsbereiche sich überschneiden, eingeschlossen, beeinflusst dies das kontaktierte Porenvolumen der Sonde X. Im Idealfall nimmt die Steigung ab, obwohl die Förderrate konstant bleibt, und der Einzugsradius dehnt sich aus. Weiters könnte sich durch die Elimination der Drucksenke eine Ölbank in Richtung Sonde X bewegen und somit zu einer negativen Steigung führen. Wäre jedoch durch die neue Konfiguration der Flusslinien in der Lagerstätte, die areale Entölung uneffizienter, würde sich die Steigung in der Sonde X erhöhen. Abb.48 zeigt diesen Umstand. In diesem Fall ist durch den Einschluss einer benachbarten Sonde kurzzeitig eine kleine Ölbank produziert worden, was den Abfall des WÖVs erklärt. Sobald diese Ölbank vollständig produziert worden ist, ist der Anstieg der WÖV Kurve steiler als zuvor. Resultierend ist das kontaktierte Porenvolumen geringer.

Wird hingegen die Sonde Y nicht eingeschlossen sondern bruttoerhöht, kann sich die Ausbreitung des Einzugsradius negativ auf benachbarte Sonden auswirken und deren Steigungswert vergrößern. Damit diese Effekte in Betracht gezogen werden können muss der Einfluss auf Sondenbasis untersucht werden. Mit Hilfe dieses Ansatzes könnte man die Wasserinjektion in Verbindung mit der Produktion optimieren und somit die Lagerstätte effektiver ausbeuten.

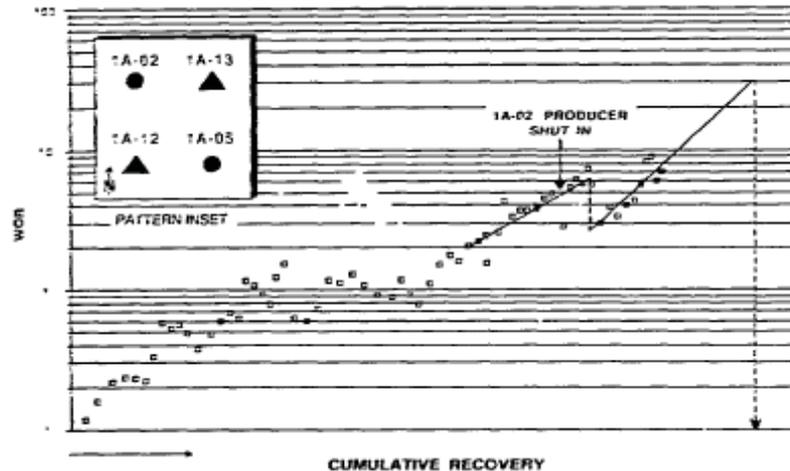


Abbildung 48: Einfluss einer benachbarten Sonde auf die Form der WÖV Kurve (Lit.19)

### 13.2.4 Schlussfolgerungen

Benachbarte Sonden können die Form der WÖV Kurve verändern, auch wenn die untersuchende Sonde eine konstante Förderrate aufweist. Somit werden im späteren Verlauf dieser Diplomarbeit jene Sonden, die ein abnormales Verhalten aufweisen, mit ihren Nachbarproduzenten verglichen, um die Ursachen zu identifizieren.

Ist  $M > 1$  hängt der Erfolg einer Bruttoerhöhung im Falle der Überschusswassermechanismen 9 und 10 von der Kombination der optimalen Förderrate, Permeabilitätsverteilung und des Mobilitätsverhältnisses ab. Ist die Fazies Coarsing – Upwards kann die Bruttoerhöhung zu einer höheren vertikalen Entölungseffizienz führen. Die Fazies Fining – Upwards erzielt durch die Bruttoerhöhung eine nicht ausreichende Entölung, um erfolgreich zu sein. Um diesen Effekt auch in den Sonden der OMV nachzuweisen, liegt der Schwerpunkt des nächsten Kapitels in der Beschreibung der Geologie und der vorherrschenden Permeabilitätsverteilungen im perforierten Lagerstättenintervall der bewerteten Sonden. Weiters ist die Geologie der Ursprung von sieben der in Kapitel 10 genannten Überschusswassermechanismen und muss deshalb genauestens untersucht werden. In Folge dessen könnte die Form der WÖV Kurve dazu verwendet werden die lagerstättenspezifischen Parameter und die Einflüsse benachbarter Sonden zu deuten bevor eine Bruttoerhöhung durchgeführt wird.

## 14 Die Geologie des 16.TH

Der Matzener Sand (16.TH) stellt die wichtigste Öl- und Gaslagerstätte im Wiener Becken dar. Seine Mächtigkeit variiert von 1 Meter bis hinzu 70 Metern. Die Unterteilung in fünf Produktionseinheiten ist auf die Kompartimentierung durch Störungen und Bruchzonen zurückzuführen. Die wichtigste und zugleich areal größte Produktionseinheit des 16.TH ist der Abschnitt 216 PE 10, auch genannt die Matzener Elevation oder Matzener Hauptscholle. Für ein genaueres Verständnis der Ablagerungsgeschichte und der Tektonik des Matzener Sandes und dessen Aufteilung, verweise ich den Leser auf Lit.3, 4 und 8.

Auf Auftrag der OMV, erarbeitete die Proseis AG über einen Zeitraum von drei Jahren eine detaillierte geophysikalische, stratigraphische und petrophysikalische Beschreibung des 16.TH. Das Ziel dieser Studie war die Errichtung eines statischen Lagerstättenmodells, das im Weiteren als Basis für die zurzeit durchgeführte Lagerstättensimulation des 16.TH verwendet wird. Mit Hilfe von 3D Seismikinterpretationen und Crosskorrelationen basierend auf Bohrkernen und Logauswertungen, wurde der in Abb.49 illustrierte Lagerungszustand evaluiert. Die Trennung der oberen Sande des 16.TH von den unteren Sanden erfolgt durch ein Erosionsrelief, welches im weiteren Verlauf mit 16.TH-Basis bezeichnet wird. Nach der Erosion der stark einfallenden unteren Sande, wurden die Sedimente der oberen Sande über ein Delta in das Wiener Becken eingebracht. Folgend überlagern die jüngeren Sedimente die älteren in Richtung Nord-West. Die transgressive Natur des 16.TH wird durch den lateralen Übergang der aufgearbeiteten Sandsedimente in zeitäquivalente distale Tonablagerungen deutlich. Durch Meeresspiegelhochstände wurden die Sedimente der oberen Sande während diesen Zeitabschnitten immer wieder durch feineres Material überlagert. D.h. folgt man diesen Minor Flooding Surfaces, erhält man die chronostratigraphische Ablagerung der oberen Sande. Das chronostratigraphische Ende der Ablagerung des 16.TH ist durch den finalen Meeresspiegelhöchststand während dieser Periode gekennzeichnet und ist mit Hilfe eines geologischen Markers, dem so genannten Matzener Hauptmarker (MHM), in Logs identifizierbar. Somit erfolgt die Unterteilung der oberen Sande, wie sie in Abb.49 veranschaulicht ist, nach acht Minor Flooding Surfaces, die den Meeresspiegelhochständen während des Ablagerungszeitraumes entsprechen. 16TH-0 entspricht der jüngsten geologischen Lage im 16.TH. Damit unterschieden werden kann, ob sich eine Sonde in den Sand- oder in den zeitäquivalenten Tonsedimenten befindet, wird für die entsprechende Sandlage der Zusatz "\_S" verwendet. D.h. produziert eine Sonde aus der Lage 16TH-1\_S, befindet sich das perforierte Intervall in den Sandsedimenten. Ohne den Zusatz würde sich die Perforation im Ton befinden. Das feinere Material, das die einzelnen Lagen unterscheidet, ist durch die Zunahme von Bioturbation und erhöhtem Tongehalt gekennzeichnet. Wie später noch gezeigt wird, sind diese Lagenübergänge durchaus permeable und sollten nicht ohne nähere Betrachtung als Flussbarrieren angenommen

werden. In Abb.49 entsprechen die gelb dargestellten Bereiche der Lithofazies Sand und die blauen und weißen der des Tons.

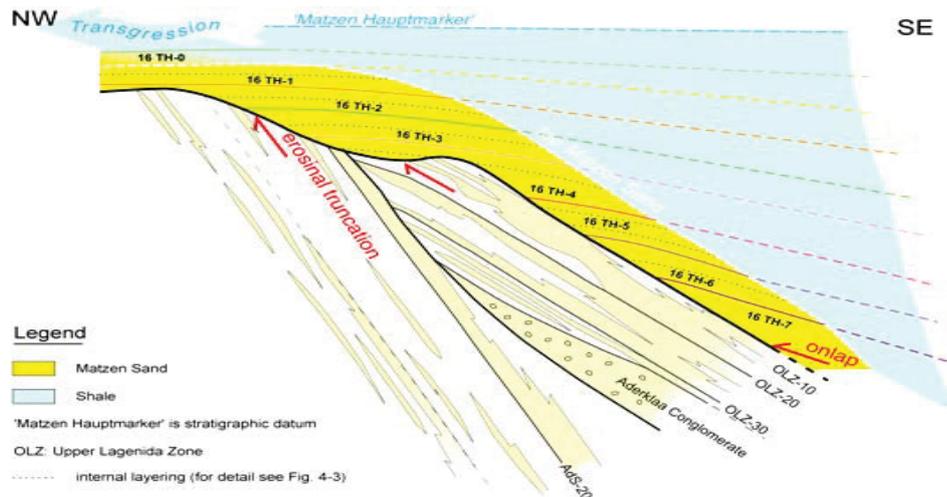


Abbildung 49: Lagerung des 16.TH und der unteren Sande (Lit.8)

Die Faziesbeschreibung wurde durch die Interpretation der SP-Logs sowie mit Hilfe von Kernbeschreibungen durchgeführt. Im 16.TH können laut Lit.4 zumindest sechs Faziestypen unterschieden werden:

- Upward Coarsening Sandsteine
- Upward Fining, bis 1.5 Meter mächtige, bioturbate Sande
- Amalgamierte, Upward Fining Sande im Decksand
- Kreuzgeschichtete, Upward Coarsening Sandsteine, die gegen Ende einer transgressiven Phase abgelagert wurden
- Siltsteine und bioturbate Mudstones
- Seichtwasserkalke, die während des Meereshochstandes mit wenig Sedimenteintrag in einem seichten Schelfbereich gebildet wurden und unregelmäßig auftreten. Diese stellen die "Harten Lagen" dar.

Obwohl die oberen Sande im Logshape des SP-Logs meist als blockige Sande in Erscheinung treten, kann die Ablagerungsgeschichte sehr komplex sein und die geringe vertikale Auflösung des SP-Logs reicht oft nicht aus, um die feine Stratifizierung zu identifizieren.

Eine weitere Besonderheit des 16.TH und der unteren Sande ist das Vorkommen so genannter "Harter Lagen", die kalzitischen Ursprungs sind. Die Verteilung dieser Lagen ist willkürlich und Versuche ihre Anwesenheit vorherzusagen sind fehlgeschlagen. Da aber diese Kalzitlagen vertikale Flussbarrieren mit Mächtigkeiten bis zu 1 Meter bilden können, beeinflussen sie in Abhängigkeit ihrer arealen Ausdehnung die Produktion aus dem

Matzener Sand. Aus diesem Grund wurden die Kalzitlagen im Umfang der Proseis Studie mit Hilfe von Micro-Resistivity Logs untersucht und kartographiert. Die Gesamtheit der untersuchten Sonden befindet sich im Abschnitt 216 PE 10, welcher im weiteren Verlauf dieses Kapitels beschrieben wird.

## 14.1 Die Produktionseinheit 216 PE 10

Geographisch gesehen, entspricht der Produktionsabschnitt 216 PE 10 einer asymmetrischen lang gezogenen Antiklinalen, deren elliptischer Nebenscheitel in Richtung Nord-West verläuft. Die Abgrenzung zu den umgebenden Produktionseinheiten ist durch Störungen bedingt, die laut OMV eine hydraulische Kommunikation verhindern. Der Matzen Sand wird zum größten Teil über "Edge Water Drive" produziert. Der Hauptanteil des "Edge-Water" wird über einen Aquifer von Norden und Süden in den 16.TH eingebracht, wobei der Drang vom Süden her stärker ist. Zur Aufrechterhaltung des Druckes werden zusätzlich ca. 47.71% der Lagerstättenentnahme über sieben Wasserinjektoren eingepresst. Die Produktionseinheit 216 PE 10 wird im Zuge der zurzeit durchgeführten Lagerstättensimulation in zwei Sektoren unterteilt, wobei die Evaluierung des westlichen Teils im Bockfluss Bereich bereits abgeschlossen ist. Der statische ÖWK wird bei 1490 Meter und der GÖK bei 1455 Meter absoluter Teufe angenommen. Unter der Annahme dieser Fluidspiegeln beträgt der Ausbeutegrad zum Jahr 2006 laut Proseis in dieser Produktionseinheit ungefähr 47.8%.

### 14.1.1 Lagerstättenparameter

Die hier angeführten Parameterwerte wurden im Zuge der Lagerstättensimulation des Westteils des Abschnittes 216 PE 10 bereits verwendet (Lit.6). Wie bereits vorher beschrieben, beeinflussen diese Parameter die WÖV Kurve im Recovery Plot.

#### 14.1.1.1 Viskosität

Der Lagerstättendruck wird mit durchschnittlich 120 [bar] angenommen. Bei diesem Druck entspricht die Ölviskosität 6.26 [cp]. Die Viskosität des Formationswassers wird mit 0.5 [cp] angenommen.

#### 14.1.1.2 Relativpermeabilitäten

Die für die Lagerstättensimulation verwendeten Endrelativpermeabilitäten der Öl- und Wasserphase werden als repräsentativ für die gesamte Produktionseinheit verwendet.

<b><math>k_{rwM}</math></b>	<b>0.39</b>
<b><math>k_{roM}</math></b>	<b>0.70</b>

Basierend auf diesen Endrelativpermeabilitäten wurden mit Hilfe der Corey Function Relativpermeabilitätskurven erzeugt. Diese folgen nicht der semilogarithmisch linearen Annahme unter jener der Recovery Plot einen konstant linearen Trend zeigt. Folgend wird die Steigung der WÖV Kurve nicht konstant bleiben. Weiters ist die Geologie des 16.TH areal und vertikal sehr unterschiedlich und wird die Erzeugung einer Erfolgsschablone der WÖV Kurve nicht ermöglichen.

#### 14.1.1.3 Mobilitätsverhältnis

Basierend auf den Endrelativpermeabilitäten und den auf dem angenommen Lagerstättendruck ermittelten Viskositäten, kann aus GL.11 das Mobilitätsverhältnis im Produktionsabschnitt 216 PE 10 errechnet werden:

$$M = \frac{k_{rwM}}{k_{roM}} * \frac{\mu_O}{\mu_W} = \frac{0.39}{0.70} * \frac{6.26 [cp]}{0.5 [cp]} = 7 \quad (GL.11)$$

Folgend ist das Mobilitätsverhältnis ungünstig für den Verdrängungsprozess und das Wasser wird das Öl unterlaufen. Die Form der WÖV Kurve wird eine S-Form ausbilden.

### **14.1.2 Perforierte Lagen des 16.TH in den bewerteten Sonden**

Da zu einem späteren Zeitpunkt der Einfluss der Nachbarsonden noch untersucht wird, wurden alle Sonden, die jemals aus dem 16.TH gefördert haben bzw. noch fördern, herausgefiltert. Die Filterung je Sonde beinhaltet weiters:

- die perforierte Lage bzw. Lagen
- die relativen Teufen der Perforationsober- und unterkante
- die relativen Teufen der Lagenober- und unterkante laut Proseis
- den Zeitpunkt der Perforation bzw. Neuperforation
- den Status der Perforation (offen oder verschlossen)
- den Status der Sonde (liquidiert oder nicht)

Mit Hilfe dieser Filterung sind die bewerteten Sonden in den folgenden Lagen perforiert und offen:

Obere Sande:

- 16TH-0\_S
- 16TH-1\_S
- 16TH-2\_S
- 16TH-3\_S

Untere Sande:

- AdS-20
- AdS-20\_S

Wie aus den Perforationslagen der oberen Sande ersichtlich ist, produzieren die bewerteten Sonden aus den höher gelegenen Intervallen, da die tiefer gelegenen bereits verwässert oder in dem Lagerstättenintervall der Sonden geologisch nicht vorhanden sind. Weiters sind einige bewertete Sonden über zwei Lagen perforiert. Der Ort der Perforation und der Anteil des Perforationsintervalls an der Sublage differieren sehr stark auf Sondenbasis und erschweren eine Korrelation hinsichtlich Perforations-Lagenkonfiguration. Unter anderem wurde dies bereits vom Praktikanten untersucht und führte unter Berücksichtigung seiner Bewertungsmethodik zu keinem Ergebnis. Mit Hilfe der für diese Diplomarbeit entwickelten Bewertungsmethodik, kann zu diesem Zeitpunkt ebenfalls kein Trend hinsichtlich Ort der Perforation in der jeweiligen Lage identifiziert werden. Dieser Zustand ist in der Tabelle 2 unterhalb veranschaulicht. Diese Tabelle beinhaltet lediglich jene Sonden, die nicht über zwei Lagen perforiert sind. Die Farben entsprechen der Erfolgsbewertung in Tabelle 1. Die hervorgehobenen Werte rechts zeigen den relativen Abstand der Perforation von der Lagenunterkante. Wie ersichtlich ist, kann keine lineare Korrelation gefunden werden. Da aber die einzelnen Lagenübergänge permeabel sein können, wird diese Korrelation später noch genauer untersucht. Auch andere Korrelationen basierend auf der Sublage, dem Perforationsintervall, dem Verhältnis Perforationsintervall zu Lagenmächtigkeit und der geographischen Lokation im Abschnitt 216 PE 10 blieben ohne Erfolg.

Sonde	Lage	Perf.OK [m]	Perf.UK [m]	Lagen OK [m]	Lagen UK [m]	Abstand zur Lagen UK [m]
BOCKFLIESS 028	16TH-1_S	1658	1662	1657.9	1663	<b>1</b>
BOCKFLIESS 066	AdS-20_S	1710	1715	1709.9	1819.23	<b>104.23</b>
BOCKFLIESS 117	16TH-2_S	1654	1656	1648.32	1663.02	<b>7.02</b>
MATZEN 023	16TH-2_S	1630	1633	1613.3	1633	<b>0</b>
MATZEN 048	16TH-1_S	1630	1631	1629.4	1634.7	<b>3.7</b>
MATZEN 053	16TH-1_S	1642	1645	1640.89	1647.7	<b>2.7</b>
MATZEN 067	16TH-2_S	1624	1629	1620.11	1642.1	<b>13.1</b>
MATZEN 073	16TH-2_S	1624	1630	1618.1	1634.1	<b>4.1</b>
MATZEN 267	16TH-2_S	1617	1619	1614.45	1635.05	<b>16.05</b>
MATZEN 292	16TH-2_S	1648	1650	1645.33	1653.24	<b>3.24</b>
MATZEN 560	16TH-2_S	1618	1621	1613.34	1622.74	<b>1.74</b>
BOCKFLIESS 079	16TH-2_S	1645	1647	1636.69	1647.61	<b>0.61</b>
MATZEN 015	16TH-2_S	1620	1621	1613.71	1623.9	<b>2.9</b>
MATZEN 058	16TH-2_S	1623	1628	1616.8	1628.3	<b>0.3</b>
MATZEN 217	16TH-2_S	1616.5	1618	1614.2	1634.4	<b>16.4</b>
BOCKFLIESS 080	16TH-3_S	1660	1662.5	1656.2	1668.8	<b>6.3</b>
BOCKFLIESS 085	16TH-2_S	1630	1632	1625.36	1639.86	<b>7.86</b>
MATZEN 078	16TH-2_S	1613	1614	1604.6	1615.9	<b>1.9</b>
MATZEN 175	16TH-2_S	1628	1629.5	1621.1	1634	<b>4.5</b>

Tabelle 2: Korrelation Perforations-Lagenkonfiguration laut Proseis für die bewerteten Sonden

## 14.2 Verwendung der Ergebnisse der Proseis Studie

Zur Kartographie und Crosskorrelation der "Harten Lagen" konzentrierte sich die Proseis auf die Micro-Resistivity Logs und der Verbesserung ihrer Auswertungen. Diese Logs sind exzellente Permeabilitätsindikatoren und verfügen über eine höhere vertikale Auflösung als das SP-Log (ungefähr 7.5 Zentimeter). Somit eignen sie sich besser zur Evaluierung gering mächtiger Lagen. Neben der Unterscheidung zwischen permeablen und nicht permeablen Lagen, identifizieren die Microlog Daten bei hohen Widerständen effektiv Kalzitlagen. Basierend auf der Microlog Interpretation und dem Shale Index konnten in den Log Auswertungen die folgenden 3 Lithologietypen in Form eines Index unterschieden werden:

- Ton oder siltiger Ton: Lithologieindex = 1
- Sand: Lithologieindex = 2
- Harte Lage: Lithologieindex = 3

Da die Ergebnisse noch nicht in der Datenbank implementiert sind, wurden die Auswertungen in Form von Las-Files von der Proseis AG zur Verfügung gestellt. Die Widerstandsmessungen in den Sonden erfolgten in Tiefenintervallen von 0.1 Meter. Neben dem Lithologietyp beinhalten diese Files die folgenden Parameter in Abständen von 0.1 Meter:

- Relative Messtiefe [m]
- Effektive Porosität [Fraktion]
- $V_{SHALE}$  [Fraktion]
- Net to Gross [Fraktion]
- Horizontale Permeabilität [mD]
- Vertikale Permeabilität [mD]

Die für die Ermittlung dieser Parameter angewandten Modellüberlegungen sind Lit.8 zu entnehmen. Die horizontale Permeabilität wurde unter Verwendung der Leverett J-Funktion und einer Porosität-Permeabilität Korrelation berechnet. Die initiale Wassersättigung wurde mit Hilfe der J-Funktion ermittelt, welche in GL.14 wiedergegeben ist. Da die Microlog-Messung eine Widerstandsmessung darstellt, die prinzipiell Auskunft über die Wassersättigung gibt, verfälscht die Anwesenheit toniger Sedimente das Ergebnis, da diese elektrisch leitfähig sind. Um diesen Einflussparameter zu berücksichtigen wurden weitere Korrelationen hinsichtlich Shale-Volumen miteinbezogen. Die horizontalen Permeabilitäten des 16.TH folgen einer Tiefentrendbeziehung (Kompaktionseffekt) und korrelieren mit den effektiven Porositäten über eine Timur Beziehung. Dieser Zustand ist in GL.12 veranschaulicht.

$$K_{hor} [mD] = \max \left[ 0.1, \left( \frac{100 * (Porosity)^C}{S_{wirr}} \right)^2 \right] \quad (GL.12)$$

Wobei der Nenner die Korrektur aufgrund der Anwesenheit von Ton vorsieht, wie aus GL.13 ersichtlich ist.

$$S_{wirr} [fraction] = \max \left( S_{wi \min}, \frac{VSHALE * 0.1}{Porosity} \right) \quad (GL.13)$$

Mit Hilfe der initialen Wassersättigung und einer Tiefentrendbeziehung von effektiver Porosität und horizontaler Permeabilität aus Kerntests, wurde die horizontale Permeabilität durch Optimierung der Beziehungen aus GL.12 und GL.14 ermittelt. Die J-Function ist folgend definiert:

$$J = \frac{0.3084 * \Delta\rho * h}{\sigma * \cos \Theta} * \sqrt{\frac{K_{hor}}{\phi}}, \quad (GL.14)$$

wobei sich die numerische Konstante in dieser Formel nach den eingesetzten Einheiten verändert. Die Variablen und deren Einheiten sind wie folgt:

- $\Delta\rho$  entspricht dem Dichteunterschied Öl/Wasser und wird im 16.TH bei einer Wasserdichte von 1 [g/cm<sup>3</sup>] und einer Öldichte von 0.905 [g/cm<sup>3</sup>] mit 0.095 [g/cm<sup>3</sup>] angenommen.
- $h$  entspricht der Höhe über dem freien Wasserspiegel (FWL), der 1 Meter unter dem initialen ÖWK angenommen wird.
- $\sigma$  entspricht der Oberflächenspannung zwischen Öl und Wasser und wird mit einem Wert von 25 [dynes/cm] = 25\*10<sup>-3</sup> [N/m] angenommen.
- $\cos \Theta$  entspricht dem Kontaktwinkel zwischen Öl und Wasser und wird mit 0 angenommen. Resultierend ergibt sich  $\cos \Theta = 1$ .
- $\phi$  entspricht der Porosität im Untersuchungsintervall (im Fall der Microlog Daten 0.1 Meter) und wird als Anteil, nicht in prozentualer Ausdrucksweise, eingesetzt.
- $K_{hor}$  entspricht der horizontalen Permeabilität im Untersuchungsintervall und wird in [mD] in GL.14 eingesetzt.

Weiters wurde versucht eine Korrelation zwischen der Wassersättigung und der Leverett J-Function nach GL.15 zu finden.

$$J = a * S_w^{-b} \quad (GL.15)$$

Die beste Übereinstimmung der J-Function und der Wassersättigung wurde für die Konstanten a = 0.008 und b = 2.3 erzielt. Somit wurden die in den Las-Files beinhalteten

horizontalen Permeabilitäten auf indirektem Weg über eine Schmiegefunktion in Abhängigkeit von der Wassersättigung und einer Tiefentrendbeziehung ermittelt. Natürlich sollte man diesen Werten kritisch gegenüber stehen, da es keine direkte Messmethode ist. Bezugnehmend auf die Rücksprache mit der Proseis AG, sind diese Werte qualitativ aussagekräftig. D.h. die Permeabilitäten dieser Auswertungen können für die Analyse von Permeabilitätsverteilungen verwendet werden. Unter anderem werden die Werte auch quantitativ für Berechnungen im weiteren Verlauf dieser Diplomarbeit zum Einsatz kommen, da diese die einzigen vorhandenen Permeabilitätsdatenquellen neben Bohrkernen darstellen und für alle bewerteten Sonden vorhanden sind. Zur Berechnung der vertikalen Permeabilitäten wird ein konstanter Permeabilitätsanisotropiefaktor  $\frac{K_{hor}}{K_{vert}}$  von 2.43 im gesamten 16.TH und von 1.95 in den Aderklaaer-Sandschichten angenommen. Folgend werden die vertikalen Permeabilitäten im 16.TH um einen Faktor 2.43 und in der AdS-20\_S Schicht um 1.95 kleiner sein als die horizontalen.

### **14.3 Schlussfolgerungen**

Aufgrund der geologischen Natur der Produktionseinheit 216 PE 10 werden die Überschusswassermechanismen 5 und 6, die hauptsächlich in natürlich zerklüfteten Lagerstätten vorkommen, ausgeschlossen. Leckagen im Casing, Tubing oder Packer zeigen sich meist durch einen abrupten Anstieg der Verwässerung auf 100% und werden deshalb für die Erfolgsanalyse nicht in Erwägung gezogen. Ein ÖWK der sich bereits im Perforationsintervall befindet und keine Coningtendenz zeigt, kann aufgrund des Permeabilitätsanisotropiefaktors=2.43 bzw. 1.95 nicht auftreten. Weiters sind die Perforationen der bewerteten Sonden mindestens 20 Meter über dem angenommenen statischen ÖWK platziert. Das ungünstige Mobilitätsverhältnis in Verbindung mit hohen Permeabilitäten und hohen produktionsbedingten Verwässerungen, wäre eine Ursache für die Überschusswasserprobleme 7 – 10 und sind somit sehr komplex. Die Unterscheidung der Probleme 4 und 10 erfolgt lediglich auf der Lagenkommunikation und ist ohne lagenselektive Fließtests schwierig zu überprüfen. Der Effekt der "Harten Lagen" hängt von deren radialen Ausdehnung um die Sonde ab. Sind diese nur im bohrlochnahen Bereich unterhalb der Perforation ausgebildet, könnten diese im Falle des "Bottom-Water Coning" denselben Effekt wie eine Gel-Lage aufweisen (Abb.13) und somit als Coningblocker fungieren. Da die Kalzitlagen impermeabel sind, könnten diese aber auch die vertikale Einzugshöhe einer Perforation beschränken. Befindet sich eine Kalzitlage direkt unter- oder oberhalb eines perforierten Intervalls, ist das durch die Kalzitlagen abgesperrte Öl ohne Neuperforation nicht zugänglich. Weiters würde diese Kalzitlagenkonfiguration die Tendenz der "Edge-Water" Produktion erhöhen. Aus diesen Überlegungen wird deutlich, dass die Haupteinflussparameter die Permeabilität in Verbindung mit ihrer Verteilung in der perforierten Lage und die Nähe der Perforation zu einer Lagengrenze sind.

Die Korrelationen hinsichtlich Perforations-Lagenkonfiguration haben bis zu diesem Zeitpunkt noch keinen Erfolg gezeigt. Unter Verwendung der von der Proseis AG erhaltenen Las-Files können Sand, Ton und die "Harten Lagen" identifiziert und die Permeabilitätsverteilungen untersucht werden. Da für alle der bewerteten Sonden diese Files zur Verfügung stehen, konzentriert sich das nächste Kapitel auf die genaue Untersuchung der Permeabilitätsverteilungen in den bruttoerhöhten Sonden.

## **15 Untersuchung der Permeabilitätsverteilung in den bewerteten Sonden**

Die erhaltenen Las-files der bewerteten Sonden wurden zur Bearbeitung ins MS Excel geladen. Die einzelnen Schritte für die Beschreibung der Permeabilitätsverteilung im perforierten Horizont und ihr Einfluss auf den Erfolg einer Bruttoerhöhung sind die Kerngebiete dieses Kapitels.

### **15.1 Abgrenzungswerte**

Da in einigen der bewerteten Sonden die Permeabilität stark variiert und sehr geringe Permeabilitätswerte mit einem Lithologieindex = 1 die Anwesenheit von tonigen Lagen manifestieren, müssen zur Unterscheidung der Überschusswassermechanismen 4, 9 und 10 Permeabilitätsabgrenzungswerte definiert werden.

#### **15.1.1 Flussbarrieren**

Ab einer vertikalen Permeabilität kleiner oder gleich 1 [mD] kann angenommen werden, dass die Kommunikation verhindert wird. Diese Annahme wurde auch von der Proseis AG getroffen und der Lithologietyp Sand wird ab einer Permeabilität größer als 1 [mD] als solcher festgelegt. Da in vielen Sonden eine Lagerung auftritt, die durch Permeabilitätswerte größer als 1 [mD] voneinander getrennt sind, wird folgende Überlegung getätigt. Ist die Permeabilität im perforierten Intervall hoch, würde ein niedrig permeabler Einschnitt im Verhältnis zur restlichen Permeabilität ebenfalls eine gewisse isolierende Wirkung haben und die dadurch gebildeten Lagen voneinander trennen. Ist die durchschnittliche Permeabilität eines perforierten Intervalls z.B. 2000 [mD] und befindet sich eine 0.1 Meter dicke Lage mit einer Permeabilität von 10 [mD] irgendwo in diesem Intervall, ist der Effekt dieser Lage mit einer durchschnittlichen Lagerstättenpermeabilität von 200 [mD] und einer Lagenpermeabilität von 1 [mD] gleichzusetzen. Es wird zwar bei 10 [mD] eine geringe Kommunikation vorhanden sein, aber im Verhältnis zur horizontalen Fließkapazität einen vernachlässigbar kleinen Anteil haben. D.h. der Abgrenzungswert für eine Flussbarriere richtet sich nach der durchschnittlichen Permeabilität im perforierten Intervall. Ist die Permeabilität hoch, müssen auch Abgrenzungswerte  $> 1$  [mD] als Flussbarrieren in Erwägung gezogen werden. Auf dieser Überlegung wurde die bewertete Sonde Bockfliess 034 mit dem längsten Perforationsintervall von 8 Metern herausgefiltert. In diesem Intervall wurde eine durchschnittliche vertikale Permeabilität von 2000 [mD] angenommen, die annähernd der höchsten, in den bewerteten Sonden auftretenden vertikalen Permeabilität entspricht. Um einen Abgrenzungswert zu erhalten, wurde im Perforationsintervall eine 0.1 Meter dicke Lage simuliert, die einen Anteil von 0.01% an der Gesamtließkapazität besitzt. Für ein Intervall von 8 Metern existieren 81

Messwerte in den Las-Files, aber die Differenz der Messtiefe dividiert durch 0.1 Metern ergibt lediglich 80 Werte. Der Unterschied ergibt sich aus der Tatsache, dass der Messwert repräsentativ für ein Messintervall von 0.1 Metern und nicht für einen Messpunkt ist. Somit kann angenommen werden, dass der Messwert bei einer Messtiefe von z.B. 1620 Metern für das Intervall 1619.95 bis 1620.05 Meter repräsentativ ist. D.h. es müssen zur korrekten Berechnung der Fließkapazität  $k \cdot h$  oberhalb und unterhalb des Untersuchungsintervalls 0.05 Meter hinzugerechnet werden. Daraus ergibt sich für Bockfliess 034 ein durch die Messung verlängertes Perforationsintervall von 8.1 Meter. Unter diesen Annahmen wurde der vertikale Abgrenzungswert folgendermaßen berechnet:

$$\frac{0.1 [m] * X_{CutOff}}{8 [m] * 2000 [mD] + 0.1 [m] * X_{CutOff}} = 0.0001 (\hat{=} 0.01\%) \quad (GL.16)$$

Nach Umformung ergibt sich aus GL.16 als maximaler vertikaler Abgrenzungswert

$$X_{CutOff} = 16 [mD].$$

Somit kann eine Lage mit 0.1 Meter Durchmesser bis zu einer vertikalen Permeabilität von 16 [mD], in einem 8 Meter langen Perforationsintervall mit einer durchschnittlichen Permeabilität von 2000 [mD], als Flussbarriere erachtet werden. Um die Abgrenzungswerte auf Sondenbasis zu erhalten, wurde für jede Sonde die gesamte vertikale Fließkapazität im perforierten Intervall berechnet. Im nächsten Schritt wurde die Fließkapazität in jedem Messintervall ermittelt und durch die Gesamtließkapazität dividiert, um den Anteil an der Fließkapazität zu evaluieren. Ist der Wert kleiner als oder gleich 0.01% der Gesamtließkapazität, kann dieses Messintervall als Flussbarriere angesehen werden. Dieser Zustand ist in GL.17 verdeutlicht:

$$\frac{0.1 [m] * k_{i,vert} [mD]}{\left[ \sum_{Perf.intervall} k_{vert} [mD] \right] * (Perforationslänge [m] + 0.1 [m])} \leq 0.0001 \quad (GL.17)$$

Sind alle Fließkapazitätsanteile größer als 0.01% sind keine Flussbarrieren im Perforationsintervall anwesend außer die vertikale Permeabilität ist kleiner oder gleich 1 [mD]. Entspricht der Fließkapazitätswert exakt 0.01%, ist die vertikale Permeabilität dieses Messintervalls der maximale Abgrenzungswert dieser Sonde. Ist der Wert kleiner als 0.01%, muss die vertikale Permeabilität des Messintervalls durch den Fließkapazitätsanteil, multipliziert mit 10000, dividiert werden, veranschaulicht in GL.18.

$$\frac{k_{vert} [mD]}{\frac{0.1 [m] * k_{vert} [mD]}{\sum k_{vert} [mD] * (Perforationslänge [m] + 0.1 [m])} * 10000} = k_{Cut Off} \quad (GL.18)$$

Die Multiplikation mit dem Faktor 10000, ergibt dann die vertikale Permeabilität bei dem Fließkapazitätsanteil = 0.01%.

Mit diesen beiden Gleichungen überwindet man die Anwendung fixer Abgrenzungswerte und man kann je nach Interpretation den Fließkapazitätsanteil auf der rechten Seite in GL.17 erhöhen und folgend auch den Abgrenzungswert. Die Abgrenzungswerte in den bewerteten Sonden sind zusammen mit den Resultaten des nächsten Punktes in Tabelle 3 wiedergegeben.

### 15.1.2 Bestimmung der Anwesenheit einer oder mehrerer Thief-Lagen im perforierten Intervall

Eine Thief-Lage ist anwesend, wenn deren Permeabilität 5- bis 10-mal höher ist als die durchschnittliche Lagerstättenpermeabilität. Ist die Permeabilität geringer fällt der Effekt der Permeabilitätsverteilung in den Bereich des "Gravity-Segregated Layer". Ist die Thief-Lage durch Flussbarrieren isoliert, ist der Ort der Lage nicht von Bedeutung. Um den Zusammenhang zwischen durchschnittlicher Lagerstättenpermeabilität und Anwesenheit einer Thief-Lage herzustellen, wurde im MS Excel die Option "Histogramm" mit kumulativer Anteilskurve verwendet. Basierend auf der Überlegung, dass die Thief-Lage nicht in die durchschnittliche Lagerstättenpermeabilität miteinbezogen werden darf, wurde die Permeabilitätsverteilung in einem Histogramm gezeichnet. Weiters wurde für diese Verteilung die kumulative Anteilskurve ermittelt, die den Anteil jedes Permeabilitätswertes an der Gesamtpermeabilität aufsteigend addiert. In dieser Diplomarbeit ist eine Thief-Lage anwesend, wenn deren Permeabilität das 5 fache des Medians der Gesamtpermeabilität übersteigt. In Abb.50 ist das Histogramm und die kumulative Anteilskurve der Sonde Matzen 379 dargestellt.

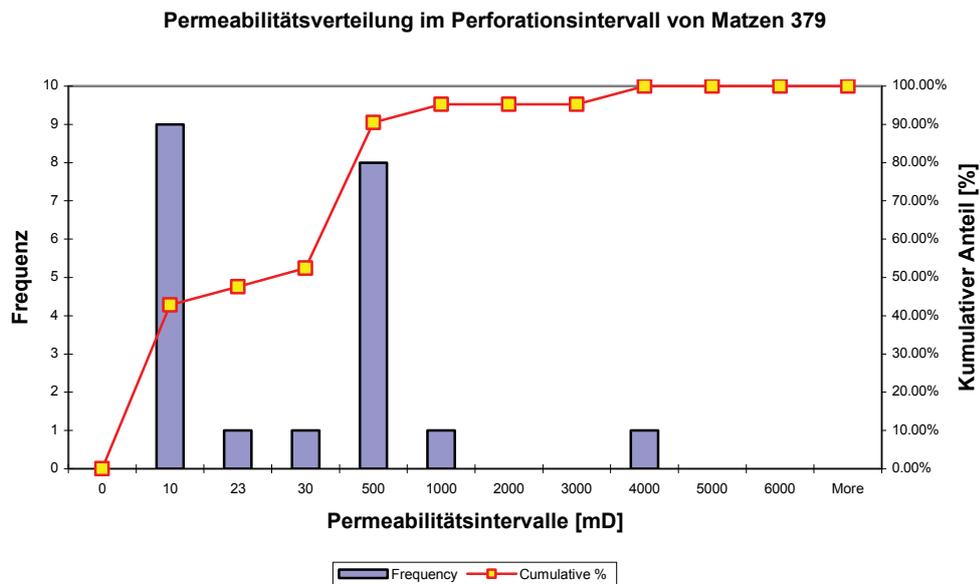


Abbildung 50: Permeabilitätsverteilung und kumulative Anteilskurve für das Perforationsintervall der Sonde Matzen 379

<i>Bin</i>	<i>Frequency</i>	<i>Cumulative %</i>
0	0	0.00%
10	9	42.86%
23	1	47.62%
30	1	52.38%
500	8	90.48%
1000	1	95.24%
2000	0	95.24%
3000	0	95.24%
4000	1	100.00%
5000	0	100.00%
6000	0	100.00%
More	0	100.00%

Oberhalb sind die dazugehörigen Werte wiedergegeben. Der Median liegt zwischen 23 und 30 [mD]. Weiters befinden sich 8 der untersuchten Permeabilitätswerte zwischen 30 und 500 [mD]. Durch Interpolation ergibt sich der Median der Permeabilitätsverteilung im perforierten Intervall zu 26.5 [mD]. Multipliziert mit 5 ergibt eine Thief-Lagenpermeabilität von 132.5 [mD]. D.h. jedes Messintervall, das eine Permeabilität größer als 132.5 [mD] aufweist ist eine Thief-Lage. Damit der Median durch Interpolation genau errechnet werden kann, müssen die beiden im Perforationsintervall anwesenden Permeabilitätswerte durch Einschränken des Bin-Intervalls oberhalb und unterhalb des Medians gefunden werden. Mit dieser Methode bekommt man eine genaue Aussage, ob eine Thief-Lage anwesend ist und vor allem wo sie sich im perforierten Intervall befindet. Ist die Permeabilität im untersuchten Bereich global hoch und blockig, ist der Median ebenfalls groß. Ob eine Thief-Lage durch Flussbarrieren getrennt ist, muss mit der Methode des vorherigen Punktes nachgeprüft werden. Im Weiteren kann man den bereits in GL.10 beschriebene Heterogenitätsindex KHI berechnen, um etwaige Sonden miteinander vergleichen und die Form der WÖV Kurve erklären zu können. Für die Anwendung in dieser Diplomarbeit wird im Nenner in GL.10 die Gesamtfließkapazität des Perforationsintervalls eingesetzt. In Tabelle 3 sind die Ergebnisse für die bewerteten Sonden zusammen mit den Abgrenzungswerten und Anzahl der Flussbarrieren im perforierten Intervall wiedergegeben. Durch die niedrigen Abgrenzungswerte in den Sonden Bockfliess 025 und Matzen 286 für Thief-Lagen, wird ersichtlich, dass die durchschnittliche Permeabilität im perforierten Intervall sehr gering ist, da diese im Ton der Aderklaaer Schichten perforiert sind. Trotzdem weisen diese beiden Sonden eine sehr hohe kumulative Ölproduktion auf, obwohl eigentlich der Zufluss nicht vorhanden ist. Der Grund wird eine schlechte Qualität der Microlog-Daten sein. Die Anzahl der Flussbarrieren entspricht der Anzahl der 0.1 Meter Messintervalle, die eine vertikale Permeabilität unter dem Abgrenzungswert aufweisen. Folgend ergeben z.B. drei übereinander liegende niedrig permeable Lagen drei Flussbarrieren und nicht eine. In der Spalte daneben ist der prozentuelle Mächtigteitsanteil der Thief-Lage am gesamten Perforationsintervall wiedergegeben. Mit diesem Parameter und dem KHI wird deutlich, dass eine Thief-Lage bei 30.44% Mächtigteitsanteil, 97.8% der Gesamtfließkapazität einnehmen kann. Besondere

Aufmerksamkeit muss Sonden gewidmet werden, die keine Flussbarrieren, aber eine Thief-Lage enthalten, wie z.B. Bockfliess 031. Natürlich muss in allen Sonden die eine Thief-Lage enthalten, nachgeprüft werden, ob diese isoliert ist oder nicht. Kommuniziert die Thief-Lage mit der umgebenden Formation, ist ihr Aufenthaltsort, wie bereits in Kapitel 13.1.2.2 beschrieben wurde, von großer Bedeutung. Wie sich die Lage und Anwesenheit von Thief-Lagen und Flussbarrieren auf den Erfolg einer Bruttoerhöhung auswirken, wird später gezeigt.

Sonde	Lage	Abgrenzungswert Flussbarrieren [mD]	Abgrenzungswert Thief-Lage [mD]	Anz.Flussbarrieren im Perf.intervall	Anteil Thief-Lage am Perf.intervall [%]	KHI
BOCKFLIESS 025	AdS-20	1	10	10	30.44	0.978
BOCKFLIESS 028	16TH-1_S	1.825	652.5	9	32.7	0.917
BOCKFLIESS 031	16TH-1_S	1	1125	0	18.2	0.705
BOCKFLIESS 031	16TH-2_S					
BOCKFLIESS 066	AdS-20_S	2.62	868.75	14	45.1	0.97
BOCKFLIESS 117	16TH-2_S	3.06	18391.25	0	0	0
MATZEN 023	16TH-2_S	3.54	16825	0	0	0
MATZEN 048	16TH-1_S	2.32	25400	0	0	0
MATZEN 053	16TH-1_S	4.1	17039	0	0	0
MATZEN 067	16TH-2_S	9.94	24625	0	0	0
MATZEN 073	16TH-2_S	4.81	5011.25	2	0	0
MATZEN 166	16TH-1_S	8.43	25000	0	0	0
MATZEN 166	16TH-2_S					
MATZEN 267	16TH-2_S	1.95	11136.6	0	0	0
MATZEN 286	16TH-3_S	1	0.6	0	0	0
MATZEN 286	AdS-20					
MATZEN 292	16TH-2_S	1	4842.5	0	0	0
MATZEN 379	16TH-0_S	1	132.5	6	48	0.973
MATZEN 379	16TH-1_S					
MATZEN 560	16TH-2_S	5.86	22637.5	0	0	0
MATZEN 560	16TH-3_S					
BOCKFLIESS 034	16TH-1_S	8.09	14840	13	0	0
BOCKFLIESS 034	16TH-2_S					
BOCKFLIESS 079	16TH-2_S	1	1757.5	0	19.05	0.542
MATZEN 015	16TH-2_S	1	6412.5	0	0	0
MATZEN 058	16TH-2_S	8.76	24662.5	2	0	0
MATZEN 140	16TH-1_S	2.15	3738.75	3	12.5	0.375
MATZEN 140	16TH-2_S					
MATZEN 217	16TH-2_S	3.15	23630	0	0	0
BOCKFLIESS 080	16TH-3_S	4.1	21490	1	0	0
BOCKFLIESS 085	16TH-2_S	1	1466.25	6	0	0
MATZEN 078	16TH-2_S	1	1600	0	41.2	0.86
MATZEN 175	16TH-2_S	2.93	22540	0	0	0

Tabelle 3: Abgrenzungswerte für Flussbarrieren und Thief-Lagen in den bewerteten Sonden

## 15.2 Bestimmung der Sublagen und der “Harten Lagen“ des 16.TH im Log

Eine Hauptaufgabe der Proseis Studie war die Crosskorrelation der Minor Flooding Surfaces und lateral korrelativer Ablagerungen im 16.TH zwischen den Sonden, basierend auf Logauswertungen. Folgend existiert auf Sondenbasis eine Lageninterpretation, die die Einbruchtiefe der erbohrten Lagen in jeder Sonde und die chronostratigraphische Zuteilung (16TH-0, 16TH-1, etc.) beschreibt. Mit dieser Zuteilung wurden bereits die Werte in Tabelle 2 berechnet. Mit Hilfe der Ergebnisse dieser Korrelation, die bereits in der EPIS implementiert, aber noch nicht vollständig korrigiert sind, wurden die Lagen in den Las-Files gekennzeichnet. Die vorhandenen Daten in der EPIS kontrollierte ich mit den korrigierten Daten, die aber bis

jetzt nur in einem MS Excel Format vorhanden sind, um etwaige Fehler auszumerzen. Wie bereits erwähnt stellen die Lagenübergänge oft keine Flussbarrieren dar und sind lediglich durch eine Reduktion der Permeabilität identifizierbar. Wenn diese Reduktion in einer bewerteten Sonde nicht erkennbar war, wurden die Einbruchtiefen derselben Lage in den Nachbarsonden überprüft. Konnte diese Lage in den Nachbarsonden ebenfalls nicht identifiziert werden oder war die Reduktion nur sehr gering, wurde diese Lage in diesem Lagerstättenbereich als quasi nicht vorhanden angenommen. Die Überlegung ist, dass diese Lagen, auch wenn sie noch eine gewisse vertikale Permeabilität besitzen, die einzigen vertikalen Flusshemmer darstellen, die kontinuierlich über die Lagerstätte verteilt sind. Folgend würde das "Sweep Water" eines Aquifers oder eines Injektors entlang dieser Lagen zur Perforation gelangen und einen "Edge-Water Drive" erzeugen. Ein gewisses Maß an Kommunikation über eine permeable Lagengrenze wird vorherrschen, aber wenn die durchschnittliche Sublagenpermeabilität z.B 3000 [mD] ist, würde eine Reduktion auf 300 [mD] im Übergangsbereich, das "Sweep Water" sicherlich in einer bestimmten Weise in Richtung Drucksenke (Perforation) kanalisieren. D.h. ist eine Sublage im sondennahen Bereich nur sehr schlecht oder überhaupt nicht ausgebildet, würde das Wasser die nächst tiefere niedrig permeable Lage entlang fließen ("Edge-Water"), aber in Richtung Perforation von unten nach oben ("Bottom-Water") vordringen. Dieser Zustand wird durch ein ungünstiges Mobilitätsverhältnis in Verbindung mit einer hohen vertikalen Permeabilität verstärkt und das Wasser sinkt schwerkraftbedingt zur Lagenunterkante. Natürlich hängt dieser Effekt sehr von der Mächtigkeit der Sublagen und dem Ort der Perforation ab. Die meisten der bewerteten Sonden penetrieren die Sublagen lediglich partiell und in manchen Fällen sogar 2 Sublagen partiell. Somit würde eine Sonde deren Perforationsoberkante sich in der Nähe einer Lagenoberkante befindet und diese Lage nur zu einem bestimmten Anteil penetriert, das Öl/Wasser Gemisch hauptsächlich über "Bottom-Water Drive" produzieren, wenn die Lagenmächtigkeit und die Permeabilität hoch sind. Tritt bei höheren Raten kein Coning auf, würde, bezugnehmend auf Kapitel 10.2.9.4, der Hauptanteil des Produktionswassers aus der "Capillary Transition Zone" produziert werden und nicht aus der freien Wasserzone. Befindet sich hingegen die Perforationsunterkante an der Lagenunterkante, würde das Produktionswasser nicht aus der Übergangszone gefördert werden, sondern aus dem Anteil des Wassers, das diese Lage entlang fließt. Eine Bruttoerhöhung würde die Formationsgeschwindigkeit bei einer hohen Lagerstättenmächtigkeit nur gering vergrößern und folgend die Entölung nicht verbessern. Je höher die Geschwindigkeit des Wassers ist, desto effektiver kann Öl mitgerissen werden. Diese Überlegung wird später noch einmal aufgegriffen werden.

Die Bestimmung der "Harten Lagen" ist unter Verwendung der Las-Files sehr einfach, da diese mit dem Litholgietyp 3 gekennzeichnet sind. In den bewerteten Sonden wurde das Lagerstättenintervall auf die Anwesenheit der 16.TH Sublagen und der "Harten Lagen" untersucht. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4 wiedergegeben.

Sonde	Lage	Lagenunterkante in der perforierten Sublagen	Harte Lagen
BOCKFLIESS 028	16TH-1_S	vorhanden	nein
BOCKFLIESS 031	16TH-1_S	vorhanden	nein
BOCKFLIESS 031	16TH-2_S	vorhanden	
BOCKFLIESS 066	AdS-20_S	vorhanden	nein
BOCKFLIESS 117	16TH-2_S	vorhanden	oberhalb; gleich 16TH-2 TOP
MATZEN 023	16TH-2_S	vorhanden	nein
MATZEN 048	16TH-1_S	vorhanden	nein
MATZEN 053	16TH-1_S	nicht vorhanden	nein
MATZEN 053	16TH-2_S	vorhanden	
MATZEN 067	16TH-2_S	vorhanden	nein
MATZEN 073	16TH-2_S	vorhanden	nein
MATZEN 166	16TH-1_S	nicht vorhanden	nein
MATZEN 166	16TH-2_S	vorhanden	
MATZEN 267	16TH-2_S	vorhanden	oberhalb+unterhalb
MATZEN 292	16TH-2_S	vorhanden	oberhalb+unterhalb
MATZEN 379	16TH-0_S	vorhanden	oberhalb+mittig+unterhalb
MATZEN 379	16TH-1_S	vorhanden	
MATZEN 560	16TH-2_S	nicht vorhanden	oberhalb+unterhalb
BOCKFLIESS 034	16TH-1_S	vorhanden	nein
BOCKFLIESS 034	16TH-2_S	vorhanden	
BOCKFLIESS 079	16TH-2_S	vorhanden	oberhalb; gleich 16TH-2 TOP
MATZEN 015	16TH-2_S	vorhanden	nein
MATZEN 058	16TH-2_S	vorhanden	nein
MATZEN 140	16TH-1_S	vorhanden	nein
MATZEN 140	16TH-2_S	vorhanden	
MATZEN 217	16TH-2_S	vorhanden	nein
BOCKFLIESS 080	16TH-3_S	vorhanden	oberhalb+unterhalb
BOCKFLIESS 085	16TH-2_S	vorhanden	oberhalb+mittig
MATZEN 078	16TH-2_S	vorhanden	nein
MATZEN 175	16TH-2_S	vorhanden	nein

Tabelle 4: Auftreten der 16.TH-Lagenübergänge und "Harter Lagen" in den Micrologs

In der Tabelle ist in der 2.Spalte die perforierte Sublage der jeweiligen Sonde angegeben. Rechts davon ist das Auftreten der Lagenunterkante der perforierten Sublage im Log interpretiert. In der 4.Spalten ist die Anwesenheit einer "Harten Lage" dargestellt. Wenn eine Kalzitlage im perforierten Intervall vorhanden ist, ist zusätzlich ihr Ort bezogen auf das Perforationsintervall angeführt. Die Angabe "oberhalb+mittig+unterhalb" sagt aus, dass drei Kalzitlagen vorhanden sind und sich relativ zur Perforation oberhalb, im Perforationsintervall (mittig) und unterhalb befinden. "oberhalb; gleich TH-2 TOP" steht repräsentativ für eine Kalzitlage, die mit einem Lagenübergang zusammenfällt. Die Sonden Bockfliess 025 und Matzen 286 sind in Tabelle 4 nicht enthalten, da diese im Ton der Aderklaaer-Schichten perforiert sind.

### 15.3 Graphische Auswertungsmethoden basierend auf der Permeabilitätsverteilung

Neben der Darstellung der Permeabilität über die Tiefe, ist der erste Punkt dieses Abschnittes eine Unterstützung in der graphischen Interpretation der Permeabilitätsverteilung. Der zweite Punkt hingegen, soll die Kommunikation der im Perforationsintervall auftretenden Flussbarrieren überprüfen.

### 15.3.1 Stratigraphisch Modifizierter Lorenz Plot

Der Lorenz Koeffizient beschreibt die Heterogenität einer Lagerstätte mit Hilfe eines Wertes, der zwischen 0 und 1 variiert. Der Wert 0 entspricht einer Lagerstätte mit einheitlicher Permeabilität. Je höher der Lorenz Koeffizient ist, desto heterogener ist die Lagerstätte. Dieser Parameter gibt lediglich Auskunft über die Höhe der Permeabilitätsvariation. Folgend können unterschiedliche Permeabilitätsverteilungen, denselben Lorenz Koeffizienten als Ergebnis haben. Um die Permeabilitätsvariation über die Tiefe mit Hilfe des Lorenz Koeffizienten zu beschreiben, wird für die Analyse der stratigraphisch modifizierte Lorenz Plot verwendet. Dieser illustriert den Anteil eines Messintervalls an der Gesamtfließ- und der Gesamtspeicherkapazität eines Untersuchungsintervalls über dessen Länge. Das Untersuchungsintervall entspricht dem Perforationsintervall. Für dieses wird die Gesamtfließ- und Gesamtspeicherkapazität ermittelt. Die Fließ- und Speicherkapazität des jeweiligen Messintervalls wird durch diese dividiert und zum nächsten Intervall addiert. Folgend weist das letzte Messintervall der Perforation den Wert 1 auf. GL.19 und GL.20 entsprechen den verwendeten Gleichungen, wobei  $n$  der Anzahl der Messintervalle entspricht.

$$\frac{\sum_{i=1}^n k_i * h_i}{\sum_n k_i * h_i} = \text{Anteil an der Gesamtfließkapazität} \quad (\text{GL.19})$$

$$\frac{\sum_{i=1}^n \phi_i * h_i}{\sum_n \phi_i * h_i} = \text{Anteil an der Gesamtspeicherkapazität} \quad (\text{GL.20})$$

Diese beiden Anteilswerte werden zur Verwendung auf der y-Achse gegen die relative Tiefe des Perforationsintervalls aufgetragen. Abb.51 zeigt das graphische Resultat dieser Berechnung für die Permeabilitätsverteilung von Bockfließ 028.

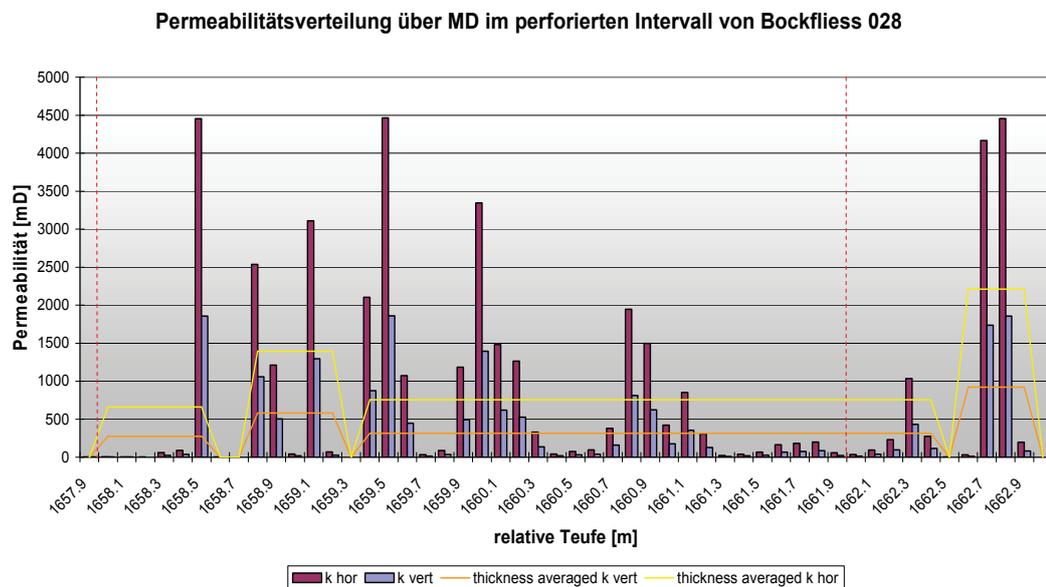
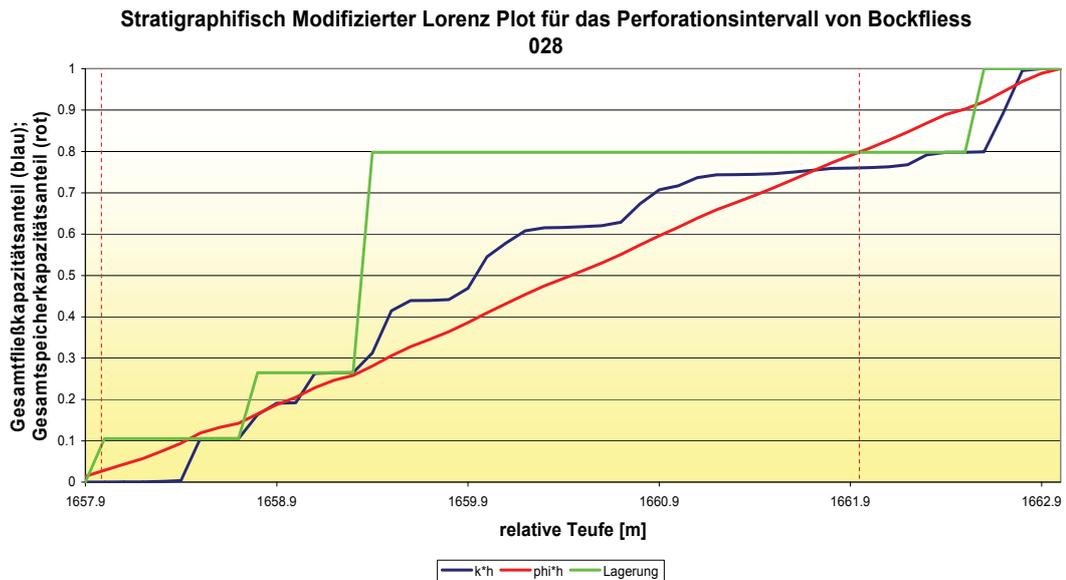


Abbildung 51: Darstellung der Permeabilitätsverteilung mit Hilfe des stratigraphisch modifizierten Lorenz Plot

Weiters sind in diesem Graphen bereits die Lagen, die durch Flussbarrieren voneinander getrennt sind in grün eingezeichnet. Aus Abb.51 oben, wird ersichtlich, dass die Permeabilität im Gegensatz zur Porosität stark variiert. Ein steiler Anstieg der blauen Kurven identifiziert hoch-permeable Messintervalle und zeigt deren Anteil an der Gesamtfließkapazität. Die roten unterbrochenen Linien zeigen das Perforationsintervall an. Laut Tabelle 3 befinden sich 9 Flussbarrieren im perforierten Intervall. Da diese aber teilweise direkt übereinander liegen, ergeben sie eine Lagerung von lediglich vier separaten Bereichen. Der Tief-Lagenabgrenzungswert von 652.5 [mD] zeigt, dass sich in jeder dieser Lagen zumindest eine Thief-Lage befindet. Der stratigraphisch modifizierte Lorenz Plot ist somit ein unterstützendes Mittel in der Interpretation der Lagen und der Kapazitätsverteilungen.

### **15.3.2 Anwendung der Johnson Korrelation**

Die Sonde Bockfliess 028 ist in der Sublage 16TH-1\_S perforiert. Die Berechnungen manifestieren die Anwesenheit mehrerer Thief-Lagen, die untereinander durch Flussbarrieren getrennt sind. Logs können lediglich die Formation direkt am Bohrloch beschreiben. Folgend könnte diese Lagerung nur peripher in einigen Metern um die Sonden vorhanden sein. Da die Permeabilitätsverteilung und die Thief-Lagen die Geschwindigkeitsverteilung und die schwerkraftbedingte Separation beeinflussen, ist deren Abtrennung durch Flussbarrieren ein wichtiger Punkt. Eine Ratenerhöhung in einer Sonde, die Flussbarrieren aufweist und somit die Höhe der Lagen verringert, würde das Absinken des Wassers abschwächen. Eine schnelle und einfache Methode zur Überprüfung der Kontinuität der Flussbarrieren, liefert die Johnson Korrelation. Diese stellt die graphische Lösung der Dykstra-Parsons Methode dar. Mit Hilfe von vier Graphen wird der Ausbeutegrad bei den WÖVen 1, 5, 25 und 100 graphisch ermittelt. Weiters kann diese Methode für  $M > 1$  angewandt werden. D.h. das Ergebnis der Johnson Korrelation ist der Recovery Faktor bei diesen vier WÖVen in Abhängigkeit des Mobilitätsverhältnisses und der Lagerung. Der theoretische Hintergrund basiert auf der Annahme, dass die vertikalen Permeabilitäten einer log-normal Verteilung genügen und resultierend der Variationskoeffizient nach GL.21 berechnet werden kann.

$$V = \frac{\log \bar{k} - \log k_{\sigma}}{\log \bar{k}} \approx \frac{\bar{k} - k_{\sigma}}{k_{\sigma}} \quad (\text{GL.21})$$

$\bar{k}$  entspricht der Permeabilität bei 50% des kumulativen Horizontanteils

$k_{\sigma}$  entspricht der Permeabilität bei 84.1% des kumulativen Horizontanteils

Aus diesem Grund ist dieses Modell oft unter Kritik geraten, da die vertikale Permeabilität nicht zwingend dieser Verteilung entsprechen muss.

Weitere Einschränkungen, die durch Anwendung dieser Methode in Betracht gezogen werden müssen, sind folgende:

1. Die Verdrängung ist "Piston-Like"
2. Die Lagen sind horizontal geschichtet und fallen nicht unter einem bestimmten Winkel ein
3. Die Permeabilitätsverteilung in den einzelnen Lagen ist einheitlich
4. Die unterschiedlichen Lagen weisen dieselben Lagerstätteigenschaften außer der Permeabilität auf
5. Es existiert kein Crossflow zwischen den Lagen
6. Die einzelnen Lagen sind über die gesamte Mächtigkeit perforiert

Dass die Verdrängung "Piston-Like" ist, ist zulässig für  $M \leq 1$  und eine Annäherung für  $M > 1$ . Eine "Piston-Like" ähnliche Verdrängung für  $M > 1$  ist zulässig, wenn die Annahme getroffen wird, dass sich das Wasser durch die geringe Lagenmächtigkeit und die Geschwindigkeit nicht absenkt und sich einheitlich über die Lage verteilt. Der Einfluss des Mobilitätsverhältnisses in diesem Kontext beruht auf der Überlegung, dass die Filtrationsgeschwindigkeit bei  $M < 1$  mit dem Flutfortschritt abnimmt. Ist  $M > 1$  beschleunigt die Front in Richtung Sonde und die Verwässerung in der Sonde wird schneller ansteigen. Somit sind die Recovery Faktoren bei  $M > 1$  bei Erreichung eines bestimmten WÖVs geringer. Aus dieser Überlegung folgt weiters, dass die Entölung der Formation im Einzugsradius nicht durch die Bruttonate der Sonde beeinflusst wird. Angewandt auf die untersuchten Sonden treffen besonders die Punkte 3 und 6 nicht zu. Weiters ist eine große Anzahl an Lagen mit unterschiedlicher Permeabilität für die Ermittlung vorteilhaft, da die Statistik erhöht wird. Folgende bewerteten Sonden, die Punkt 6 annähernd erfüllen, wurden mit Hilfe der Johnson Korrelation untersucht:

- Bockfliess 028
- Bockfliess 034
- Bockfliess 066
- Matzen 058
- Matzen 379

Zur Ermittlung der statistischen Werte aus GL.21 werden die Permeabilitäten der Lagen absteigend sortiert und ihr Anteil am Lagerstättenintervall ermittelt. In Abb.51 oben sind bereits die Lagen, die durch Flussbarrieren getrennt sind in grün eingezeichnet. Die unterste Lage ragt über das Perforationsintervall hinaus. In der unteren Darstellung in Abb.51 sind die "thickness averaged permeabilities" für diese Lagen angezeigt. Diese wurden nach GL.22 berechnet. Für die Berechnung des Variationskoeffizienten werden die Werte der in Orange dargestellten Kurve verwendet, obwohl auch die gelbe verwendet werden könnte, da die Permeabilitätsanisotropie konstant mit 2.43 angenommen wird.

$$\frac{\sum_{i=1}^n k_i * h_i}{\sum_n h_i} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i * 0.1[m]}{\text{Lagenmächtigkeit [m]} + 0.1[m]} = \text{thickness averaged permeability (GL.22)}$$

Im nächsten Schritt werden diese Permeabilitätswerte in einen semilogarithmischen Graphen gegen ihren kumulativen Anteil an der Intervallmächtigkeit aufgetragen. Zu dieser Mächtigkeit dürfen die Flussbarrieren nicht hinzugezählt werden. Der Grund für die absteigende Sortierung liegt in der Reihenfolge des Verwässerns. Folgend wird die Lage mit dem höchsten Permeabilitäts-Mächtigkeitsprodukt zuerst verwässern. In Abhängigkeit der Mächtigkeit der Lage wird diese die Wasserproduktion und somit auch den Recovery Faktor bei Erreichung der vier WÖVe bestimmen.

Die Ermittlung der beiden statistischen Werte aus GL.21 ist in Abb.52 graphisch dargestellt. Mit Hilfe der exponentiellen Trendlinie wurden die beiden statistischen Werte und folgend der Variationskoeffizient in Tabelle 5 unterhalb berechnet.

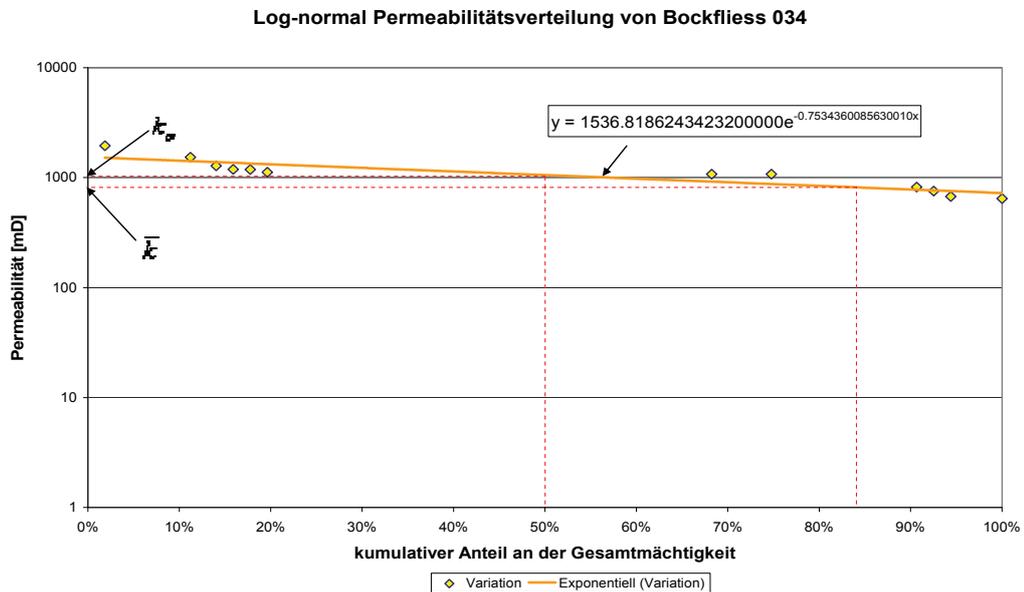


Abbildung 52: Ermittlung von  $\bar{k}$  und  $k_\sigma$

	<b>Bockfliess 028</b>	<b>Bockflies s 034</b>	<b>Bockflies s 066</b>	<b>Matzen 058</b>	<b>Matzen 379</b>
Variationskoeffizien t	0.231	0.227	0.718	0.299	0.324

Tabelle 5: Variationskoeffizienten der Sonden Bo 028, 034, 066, Ma 058 und 379

Für die Ermittlung des OOIP in diesen Sonden, wurde GL.23 verwendet.

$$OOIP = r_e^2 * \pi * h_{Lage} * \phi * (1 - S_{wi}) \tag{GL.23}$$

$r_e$  entspricht dem Drainage Radius [m]

$h_{Lage}$  entspricht der vertikalen Mächtigkeit der Lage [m]

$\phi$  entspricht der durchschnittlichen Porosität der Lage [Fraktion]

$S_{wi}$  entspricht der initialen Wassersättigung der Lage [Fraktion]

Laut GL.23 wird ein zylindrischer Einzugsbereich für die oben genannten Sonden angenommen. Der Drainage Radius richtet sich nach dem Abstand der Sonden zueinander und wird für drei verschiedene Radien berechnet. Die kumulative Höhe der Lagen zuzüglich der Flussbarrieren sollte im Idealfall der Perforationslänge entsprechen. Erstreckt sich die oberste oder unterste Lage über das Perforationsintervall hinaus, wurde der Abstand der obersten und untersten Lagen aus den Las-Files ermittelt. Die durchschnittliche Porosität wurde über die "thickness averaging" Methode über die kumulative Höhe berechnet. Die

initiale Wassersättigung wurde mit Hilfe der J-Funktion und der von der Proseis ermittelten Schmiegfunktion evaluiert. Diese wurde bereits in Kapitel 14.2 beschrieben. Die Entfernung  $h$  wurde als der Abstand von der Perforationsmitte zum FWL in absoluter Teufe errechnet. Die horizontale Permeabilität wurde gleich wie die Porosität über "thickness averaging" ermittelt. Somit konnte für die fünf Sonden der Wert der J-Funktion berechnet und über die Schmiegfunktion mit den Konstanten  $a$  und  $b$  die initiale Wassersättigung evaluiert werden.

	<b>Bockfliess 028</b>	<b>Bockfliess 034</b>	<b>Bockfliess 066</b>	<b>Matzen 058</b>	<b>Matzen 379</b>
$\phi$ [ ]	0.2473	0.2736	0.2037	0.3088	0.2337
Khor [mD]	743.69	2397.22	975.46	4120.87	348.6
$h$ [m]	18.09	40	23.16	23	44
J-Funktion	1.163	4.388	1.878	3.114	1.992
Swi	0.115	0.0644	0.0932	0.0748	0.091

Tabelle 6: Ermittlung der initialen Wassersättigung mit Hilfe der J-Funktion für die Sonden Bo 028, 034, 066, Ma 058 und 379

Mit Hilfe des Variationskoeffizienten und dem in Kapitel 14.1.1.3 ermittelten Mobilitätsverhältnis, wurden die Werte der Johnson Korrelation aus den vier Graphen herausgelesen. Durch Einsetzen der initialen Wassersättigung erhält man die Recovery Faktoren bei den WÖVen 1, 5, 25 und 100. Die Ergebnisse sind in Abb.53 illustriert. Die Entölungskurven der Sonden Matzen 058 und Matzen 379 sind fast identisch, obwohl sich der Variationskoeffizient und die initiale Wassersättigung unterscheiden.

Entölungskurven ermittelt durch die Johnson Korrelation für die Sonden Bo 028, Bo 034, Bo 066, Ma 058 und Ma 379

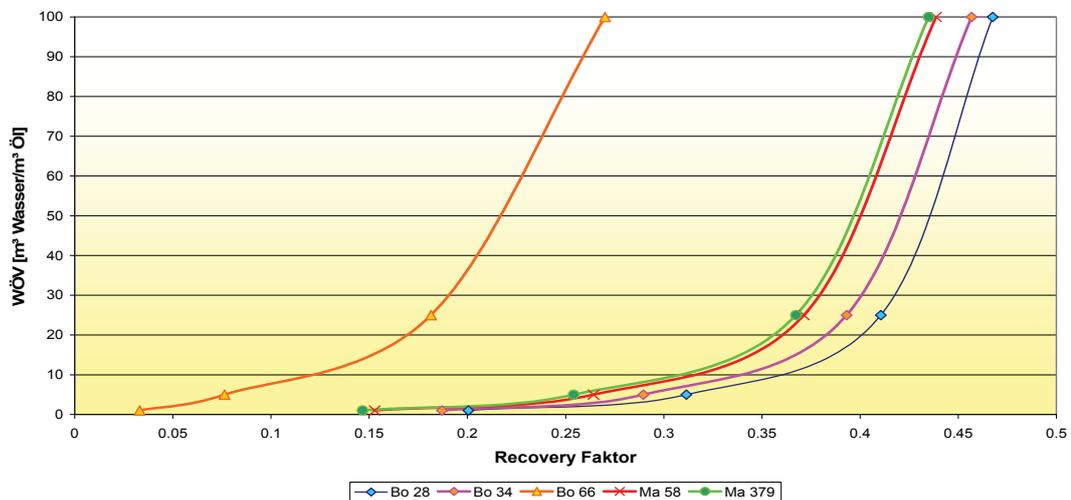


Abbildung 53: Ergebnisse der Johnson Korrelation in den untersuchten Sonden

Bockfliess 066 zeigt eine sehr frühe Verwässerung, da die Permeabilitätsvariationen sehr hoch sind. Die Form der Kurven ist sehr ähnlich und verdeutlicht die Tatsache, dass man dieser Korrelation kritisch gegenüber stehen sollte. Weiters ist die Sonde Bockfliess 034 über zwei 16.TH-Sublagen perforiert. Im nächsten Schritt wurde die kumulative Produktion der Sonden bei Erreichung der WÖVe 1, 5 und 25 im Recovery Plot herausgelesen. Da keine Sonde ein WÖV von 100 aufweist, konnte lediglich die kumulative Produktion bei dem bereits

erreichten WÖVen bestimmt werden. Ein weiteres Problem war die Ermittlung des "Np" in der Sonde Bockfliess 066, da das WÖV=1 und WÖV=5 für zwei Wertepaare vorhanden ist. Die hier verwendete kumulative Ölproduktion bezieht sich auf das erstmalige Erreichen der WÖVe in der Produktionsgeschichte einer Sonde.

	<b>Bockfliess 028</b>	<b>Bockfliess 034</b>	<b>Bockfliess 066</b>	<b>Matzen 058</b>	<b>Matzen 379</b>
	<b>Np [m³]</b>	<b>Np [m³]</b>	<b>Np [m³]</b>	<b>Np [m³]</b>	<b>Np [m³]</b>
WÖV=1	139000	16500	117000	42000	8500
WÖV=5	190000	56500	130000	80000	16300
WÖV=25		66500		180000	35000

Tabelle 7: Verwirklichte kumulative Ölproduktion bei den WÖV=1, 5 und 25

Für die Berechnung des OOIP nach GL.22, wurden drei verschiedene Radien angenommen. Der Maximalwert wurde mit 300 Meter festgesetzt. Danach wurden die Recovery Faktoren für die oben angeführte kumulative Produktion bei den WÖVen errechnet und mit der Johnson Korrelation verglichen. Für die Sonde Matzen 379 sind die Ergebnisse unten dargestellt. Die blaue Linie entspricht der auf der Johnson Methode ermittelten Entölungskurve. Die rote Linie entspricht der in der Sonde erreichten Entölung eines zylindrischen Lagerstättenvolumens mit einem Radius von 225 Meter. Der Fit bei den WÖVen 1 und 5 ist viel versprechend. Der Recovery Faktor bei WÖV=25 ist hingegen zu groß.

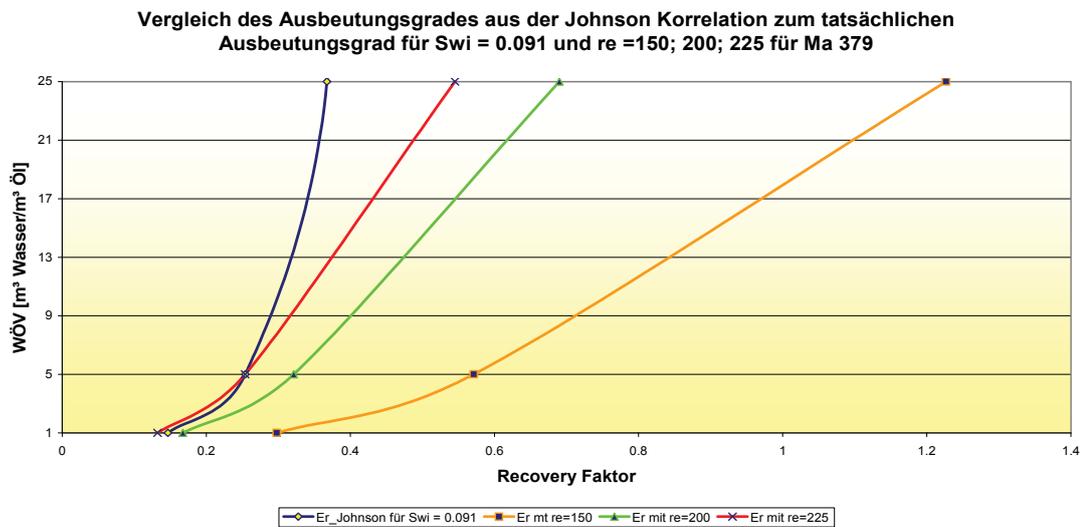


Abbildung 54: Entölungskurvenvergleich für Matzen 379 zeigen Fit bei WÖV=1 und 5 für re=225

Da aber im Einzugsradius der Sonde die Geschwindigkeit höher sein wird als die Filtrationsgeschwindigkeit in der Formation hinter diesem, wird die Entölung der Lagen ratenabhängig sein. D.h. das Wasser wird sich im Einzugsbereich noch schneller fortbewegen als von Johnson Korrelation berücksichtigt und die Verwässerung wird schneller ansteigen. Somit ist der Recovery Faktor bei diesem WÖV kleiner. Weiters wird durch eine Förderratenerhöhung der Drainage Radius vergrößert. Die Steigung im Recovery Plot nimmt ab, wenn durch die Bruttoerhöhung der Drainage Radius in der Ölzone sich im Verhältnis zum Drainage Radius in der Wasserzone vergrößert. Somit kann angenommen werden, dass

selbst wenn die Steigung nach einer Bruttoerhöhung konstant bleibt, die Förderratensteigerung eine Ausdehnung des Drainage Radius in der Ölzone zur Folge hat, sich im Verhältnis zur Wasserzone aber nicht ändert. Im Falle der Sonde Matzen 379 wurde die Förderrate mehrmals im WÖV Bereich zwischen 5 und 25 erhöht, illustriert in Abb.55. Folgend würde sich auch der Drainage Radius ausgedehnt haben und das OOIP, welches durch diese Sonde erreicht wird, vergrößern.

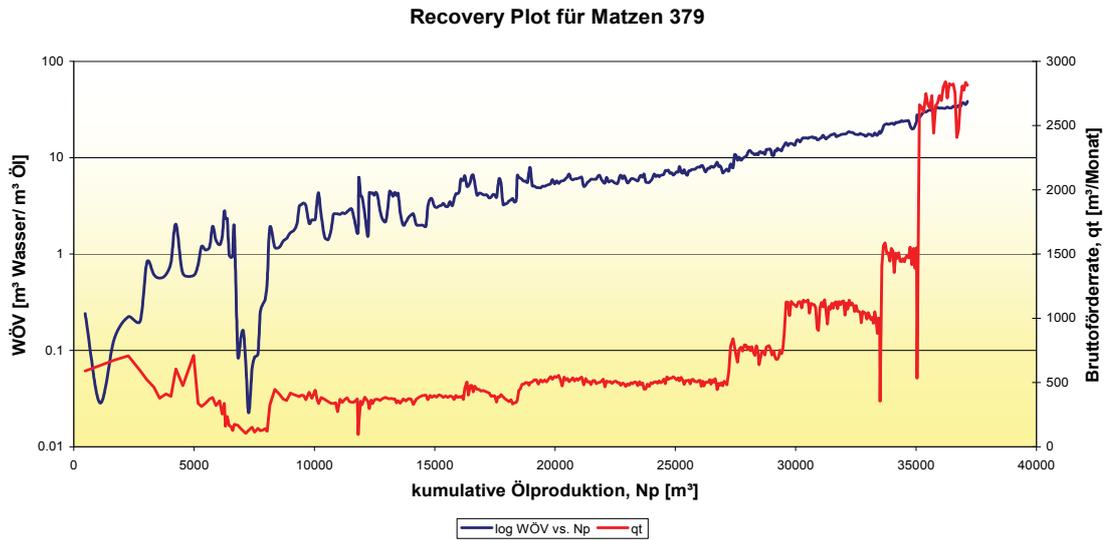


Abbildung 55: Förderraterhöhung vergrößert Drainage Radius zwischen WÖV=5 und 25

Zieht man diese Tatsache in Betracht und errechnet für das WÖV = 25 ein größeres Drainage Volumen, zeigt die Entölungskurve in der Sonde Matzen 379 einen Fit für einen Radius von 275 Meter, veranschaulicht in Abb.56.

Vergleich des Ausbeutungsgrades aus der Johnson Korrelation zum tatsächlichen Ausbeutungsgrad für Swi = 0.091 und re =150; 200; 275 für Ma 379

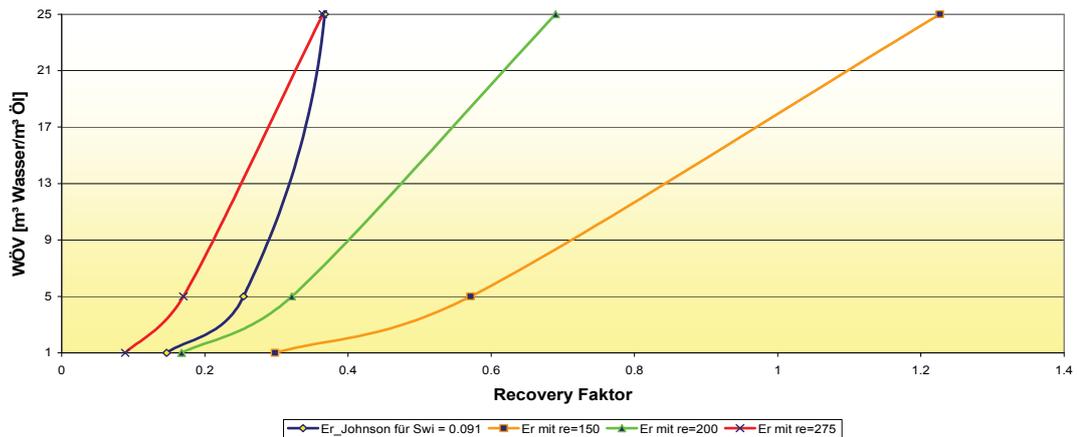


Abbildung 56: Entölungskurvenvergleich für Matzen 379 zeigen Fit bei WÖV=25 für  $r_e=275$

Zeichnet man die Recovery Faktoren für WÖV=1 und 5 bei  $r_e=225$  und für WÖV=25 bei  $r_e=275$ , erhält man einen Fit der aus der Produktion berechneten Recovery Faktoren mit den

der Johnson Korrelation. Dieser Fit ist durch das Zusammenfallen der roten und der blauen Linie in Abb.57 gezeigt.

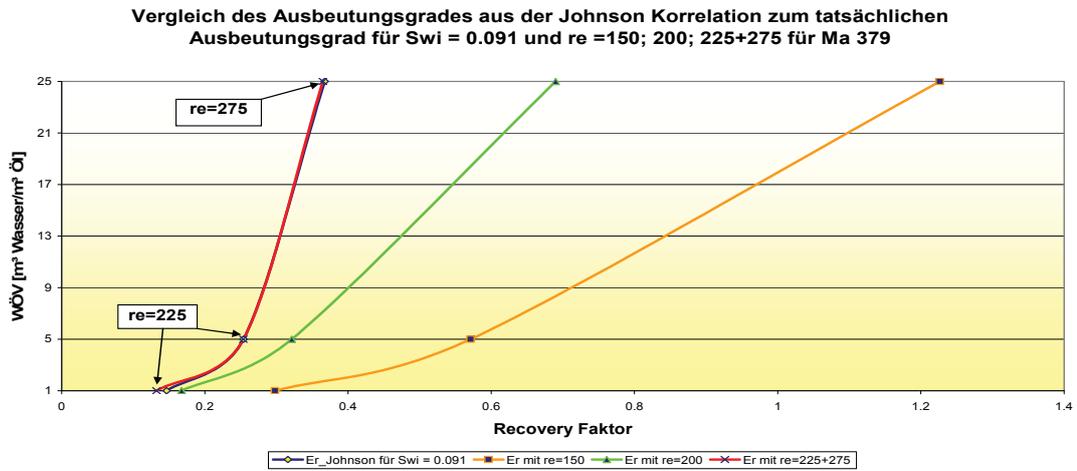


Abbildung 57: Vergrößerung des Radius bei WÖV=25 erreicht Fit der Recovery-Kurve in der Sonde Matzen 379

Laut dieser Aussage, sind die Flussbarrieren in der Sonde Matzen 379 kontinuierlich ohne Crossflow und in der angenommenen Konfiguration vorhanden. Nichtsdestotrotz muss man der Anpassung der Entölungskurven durch die Veränderung der Drainage Radien kritisch gegenüber stehen und ist in dieser Form noch nicht in der Literatur abgehandelt worden. Aber die Überlegung, dass sich der Radius durch die Förderratenerhöhung ausbreitet, dadurch die Geschwindigkeit der Front erhöht und folgend eine schnellere Erhöhung der Verwässerung zur Folge hat, ist durchaus zulässig. Matzen 058 zeigt einen ähnlichen Fit durch Erhöhung des Drainage Radius bei Erreichung des WÖVs=25, veranschaulicht in Abb.58.

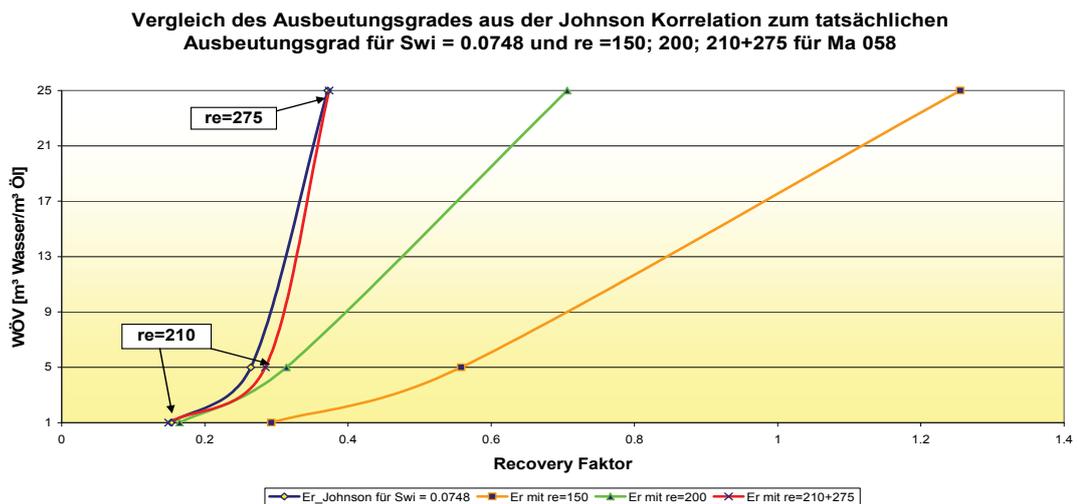


Abbildung 58: Vergrößerung des Radius bei WÖV=25 erreicht Fit der Recovery-Kurve in der Sonde Matzen 058

Die Sonde Bockfliess 028 zeigt einen Fit für  $r_e=300$ . Die Sonde Bockfliess 066 zeigt eine viel zu hohe Entölung. Im Fall dieser Sonde, Abb.59, müsste man den Radius auf 1000 Meter anheben, um annähernd einen Fit zu erzeugen. Folgend wird die Flussbarriere die an der

Perforationsoberkante angenommen wird nicht dicht bzw. nur peripher um die Sonden vorhanden sein und somit das Öl aus dem Bereich über der Perforation produziert.

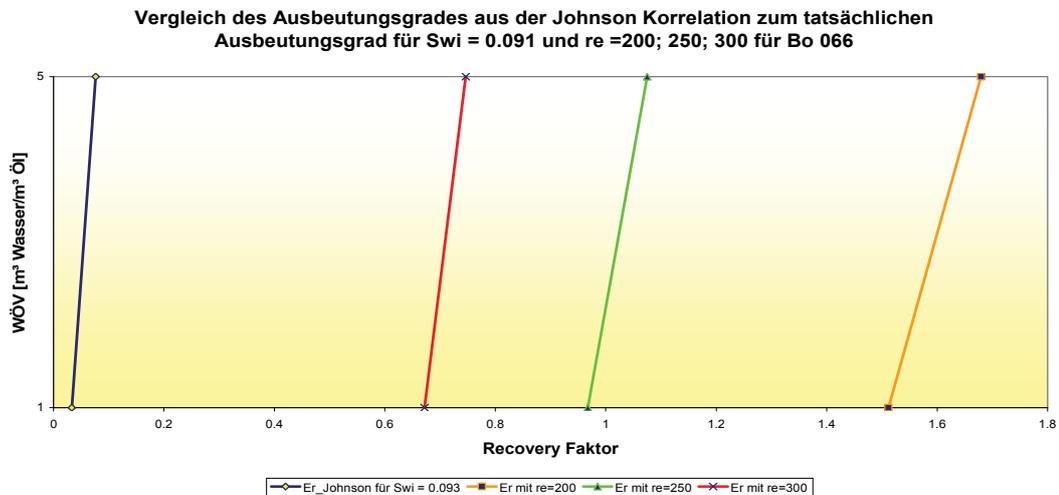


Abbildung 59: Zu hoher Recovery Faktor indiziert Produktion aus überliegendem Intervall

Die Sonde Bockfließ 034 produziert viel zu wenig Öl aus dem angenommenen Lagerstättenvolumen, veranschaulicht in Abb.60.

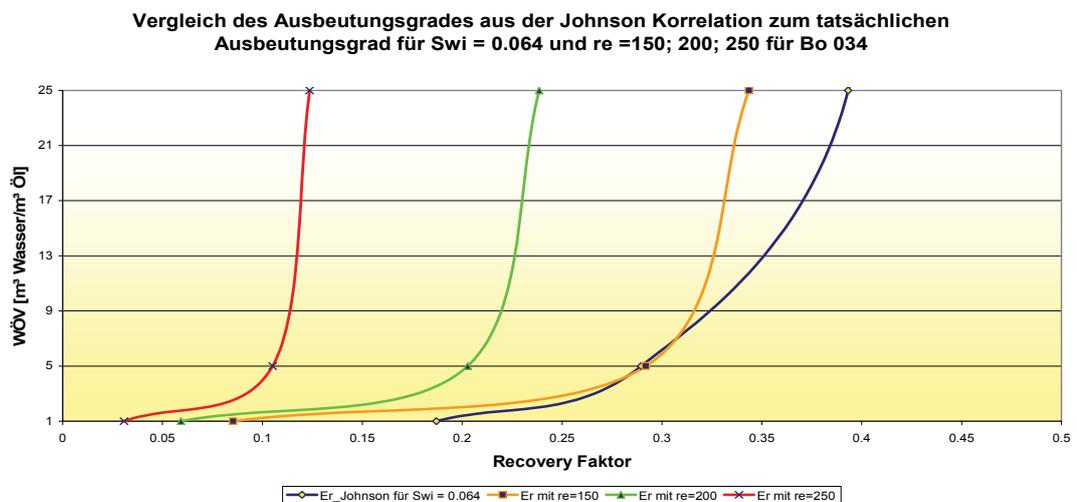


Abbildung 60: Zu geringer Recovery Faktor indiziert keine kontinuierlichen Flussbarrieren

Diese ist über zwei Sublagen perforiert, dessen Übergang eine Flussbarriere darstellt. Weiters wurde die Bruttoerhöhung in dieser Sonde als nicht erfolgreich bewertet. Bei  $WÖV=5$  würde die Entölung der Johnson Korrelation der Ausbeute aus einem 150 Meter Radius um die Sonde entsprechen. Die Bruttoerträge wurden bis  $WÖV=5$  annähernd konstant gehalten, trotzdem differieren die Ausbeutegrade bei diesen Werten. Folgend ist die Entölung schlechter als durch die Johnson Korrelation berechnet. Gründe dafür könnten sein:

- Die Flussbarrieren im Log, außer dem Sublagenübergang, sind nur peripher um die Sonde ausgebildet.

- Ist lediglich der Sublagenübergang vorhanden, wird sich durch das ungünstige Mobilitätsverhältnis und die höhere Mächtigkeit der Lage, das Wasser schwerkraftbedingt stärker absinken und die Flussbarriere der Sublagenunterkante entlang fließen. Dies würde dem Überschusswassermechanismus "Gravity-Segregated Layer" entsprechen.

Somit würden die Sonden, die sich in unmittelbarer Nähe zu einem impermeablen Sublagenübergang befinden und ansonsten keine kontinuierlichen Flussbarrieren aufweisen, das gesamte Wasser produzieren, welches diese Lagenunterkante entlang fließt. In Verbindung mit einer hohen Permeabilität und großer Lagenmächtigkeit, wie im Fall der Bockfließ 034, würde eine Bruttoerhöhung keinen Erfolg bringen, da die Geschwindigkeitszunahme das Absinken des Wassers nur gering beeinflusst. Folgend wird keine zusätzliche Entölung des oberen Bereiches durchgeführt und die geschwindigkeitsbedingte Entölung durch das an der Basis fließende Wasser würde nicht ausreichen, um den Abfall der Ölrate zu reduzieren und der Bruttoerhöhung einen Erfolg zu bringen. Ist hingegen die 16.TH Sublage stratifiziert, mit kontinuierlichen Flussbarrieren in kurzen vertikalen Abständen, die das Perforationsintervall an der Ober- und Unterseite abgrenzen, wird das Wasser durch den geringeren Schwerkrafteffekt aufgrund der Lagerung nicht absinken und weiters die Geschwindigkeit höher sein. Das Wasser in den einzelnen Lagen wird sich einheitlich über die Höhe der Lagen verteilen. Wird die Geschwindigkeit erhöht wird der gesamte Bereich besser entölt, da sich das Wasser durch die Lagerung über das gesamte Perforationsintervall bis weit in die Formation erstreckt. Folgend würde die Entölung ausreichen, um das WÖV mit einer geringeren Rate ansteigen zu lassen. Wie sich die Permeabilitätsverteilung und die Nähe der Perforation zu einer 16.TH Sublage auswirken, wird im nächsten Abschnitt untersucht.

## **15.4 Einfluss der Permeabilitätsverteilung und der Lage des Perforationsintervalls auf den Erfolg einer Bruttoerhöhung**

Basierend auf den Daten der Proseis AG wurde in Kapitel 14.1.2 eine Perforations-Lagenkorrelation evaluiert und ergab zu diesem Zeitpunkt keinen Erfolg. In dieser Korrelation wurde das schwerkraftbedingte Absinken des Wassers nicht berücksichtigt und die Lagenübergänge der Sublagen als vorhanden und isolierend angenommen. Da aber die Produktion des "Sweep Water" sehr stark von diesen beiden Parametern abhängt, wurde mit den in dieser Diplomarbeit aufgearbeiteten Daten eine erneute Korrelation durchgeführt. Für diese wurde die Permeabilitätsverteilung über die Lagenmächtigkeit in der perforierten Sublage graphisch dargestellt und untereinander verglichen. Ist der Übergang der Sublagen vorhanden und befindet sich die Perforation innerhalb dieser, wurde die Permeabilitätsverteilung über die Lagenmächtigkeit gezeichnet, dargestellt in Abb.61 links. Ist der Lagenübergang nicht vorhanden oder nur sehr gering ausgeprägt, wurde die

Permeabilitätsverteilung für beide Lagen veranschaulicht, Abb.61 mittig. Die im Log ermittelten Lagenübergänge wurden ebenfalls gekennzeichnet. Ist eine Sonde über zwei Lagen perforiert, wurde die Permeabilitätsverteilung für beide Lagen graphisch dargestellt, Abb.61 rechts.

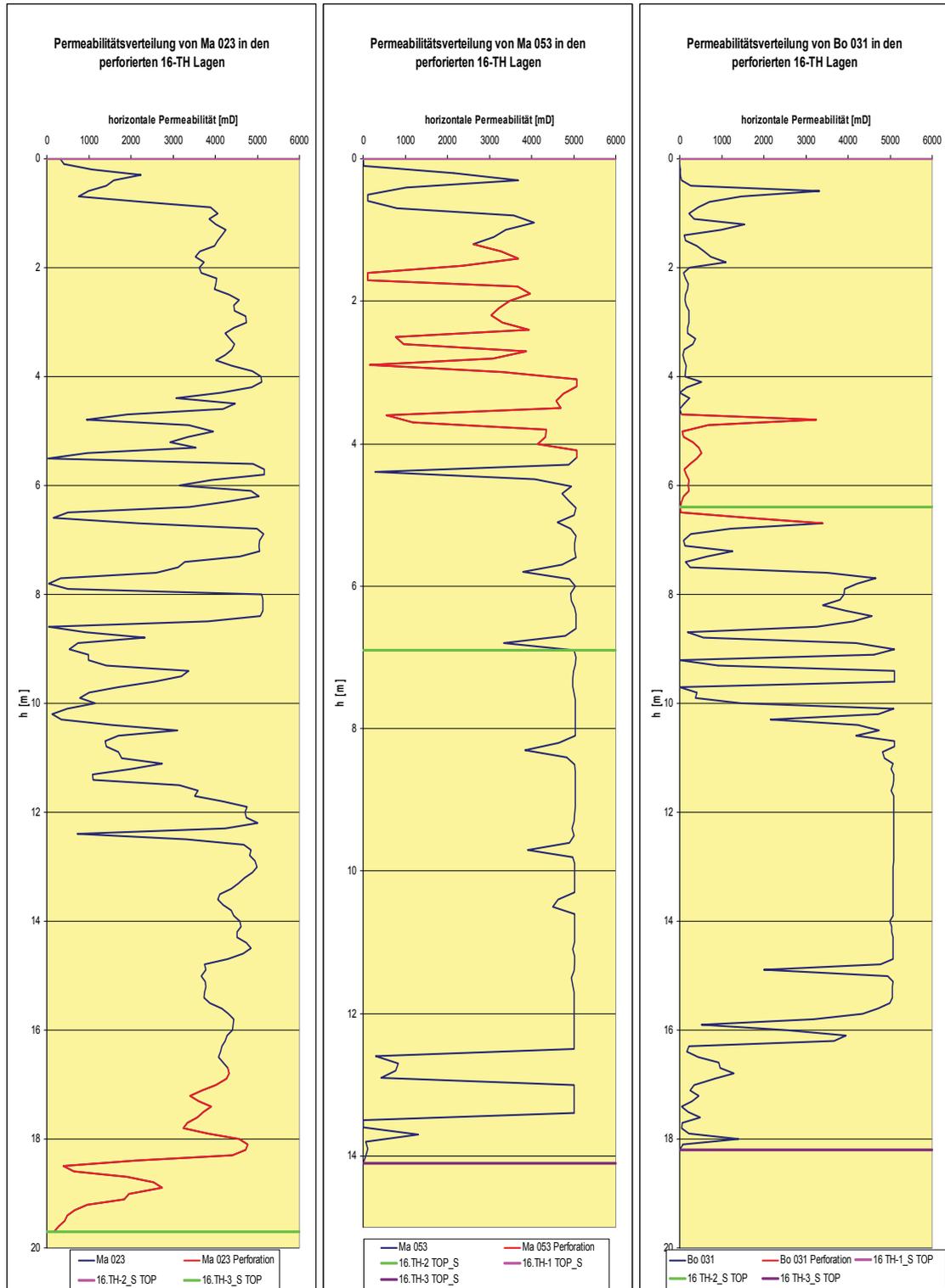


Abbildung 61: Graphische Darstellung der Permeabilitätsverteilung für die Korrelation

In diesen Darstellungen wurde die Permeabilitätsverteilung des perforierten Intervalls in rot gekennzeichnet, um neben der Verteilung auch den Ort der Perforation zu illustrieren. Ist die Sublagenunterkante in einer Sonde nicht vorhanden, vergrößert sich der Abstand der Perforationsunterkante zu der nächsten auftretenden Sublage. Die Ergebnisse sind in Tabelle 8 zusammengefasst.

Sonde	Lage	Lagenunterkante in der perforierten Sublagen	Entfernung zur UK	Entfernung zur UK korrigiert	Perforationsanteil in den Lagen [%]
BOCKFLIESS 028	16TH-1_S	vorhanden	1	1	100
BOCKFLIESS 031	16TH-1_S	vorhanden	0	0	85
BOCKFLIESS 031	16TH-2_S	vorhanden	10.99	10.99	15
BOCKFLIESS 066	AdS-20_S	vorhanden	104.23	104.23	100
BOCKFLIESS 117	16TH-2_S	vorhanden	7.02	7.02	100
MATZEN 023	16TH-2_S	vorhanden	0	0	100
MATZEN 048	16TH-1_S	vorhanden	3.7	3.7	100
MATZEN 053	16TH-1_S	nicht vorhanden	2.7		
MATZEN 053	16TH-2_S	vorhanden	9.9	9.9	100
MATZEN 067	16TH-2_S	vorhanden	13.1	13.1	100
MATZEN 073	16TH-2_S	vorhanden	4.1	4.1	100
MATZEN 166	16TH-1_S	nicht vorhanden	0		
MATZEN 166	16TH-2_S	vorhanden	4.7	4.7	100
MATZEN 267	16TH-2_S	vorhanden	16.05	16.05	100
MATZEN 286	16TH-3_S	vorhanden	0	0	30
MATZEN 286	AdS-20	nicht evaluierbar			70
MATZEN 292	16TH-2_S	vorhanden	3.24	3.24	100
MATZEN 379	16TH-0_S	vorhanden	0	0	20
MATZEN 379	16TH-1_S	vorhanden	4.6	4.6	80
MATZEN 560	16TH-2_S	nicht vorhanden	1.74		
MATZEN 560	16TH-3_S	vorhanden	8.9	8.9	100
BOCKFLIESS 034	16TH-1_S	vorhanden	0	0	82.5
BOCKFLIESS 034	16TH-2_S	vorhanden	11.3	11.3	17.5
BOCKFLIESS 079	16TH-2_S	vorhanden	0.61	0.61	100
MATZEN 015	16TH-2_S	vorhanden	2.9	2.9	100
MATZEN 058	16TH-2_S	vorhanden	0.3	0.3	100
MATZEN 140	16TH-1_S	vorhanden	0	0	90
MATZEN 140	16TH-2_S	vorhanden	16.4	16.4	10
MATZEN 217	16TH-2_S	vorhanden	16.4	16.4	100

Tabelle 8: Korrelation: Abstand Perforationsunterkante zur Lagenunterkante ermittelt aus den Las-Files

Sonden, die ein fallendes WÖV aufweisen, werden in dieser Korrelation nicht berücksichtigt. Der Grund wird zu einem späteren Zeitpunkt genannt. Die Sonde Matzen 217 ist als nicht erfolgreich bewertet worden, da vor der Bruttoerhöhung das WÖV fallend und nachher wieder leicht steigend war. Später wird bewiesen werden, dass nicht unmittelbar die Ratenerhöhung ausschlaggebend für die negative Steigung ist. Deshalb sollte man auch diese Sonde aus der Korrelation nehmen. Die 4.Spalte in Tabelle 8 zeigt die Entfernung zur Unterkante laut Proseis. Beträgt der Wert 0 Meter befindet sich die Perforationsunterkante entweder direkt an der Lagenunterkante oder die Perforation ragt in die nächste Sublage hinein. In diesem Fall ist in der Tabelle ganz rechts der Anteil des Perforationsintervalls in jeder Lage angegeben. So befinden sich z.B. 20% der Perforation der Sonde Matzen 379 in der Lage 16TH-0\_S und

80% in der darunter liegenden Lage 16TH-1\_S. Die gelb hervorgehobenen Werte zeigen die Vergrößerung des Abstandes zur Lagenunterkante an, wenn eine Sublagenunterkante nicht vorhanden ist. Die Perforationsunterkante der Sonde Matzen 166 würde sich direkt an der Unterkante der Lage 16TH-1\_S befinden. Da aber diese Lage im Log nicht identifizierbar war, befindet sich der nächste auftretende Sublagenübergang 4.7 Meter unter der Perforationsunterkante. Der Einfluss der Entfernung der Perforationsunterkante von einer 16.TH Sublagenbasis ist in Abb.62 veranschaulicht. In dieser graphischen Auswertung sind Sonden, die über zwei Lagen perforiert sind nicht beinhaltet.

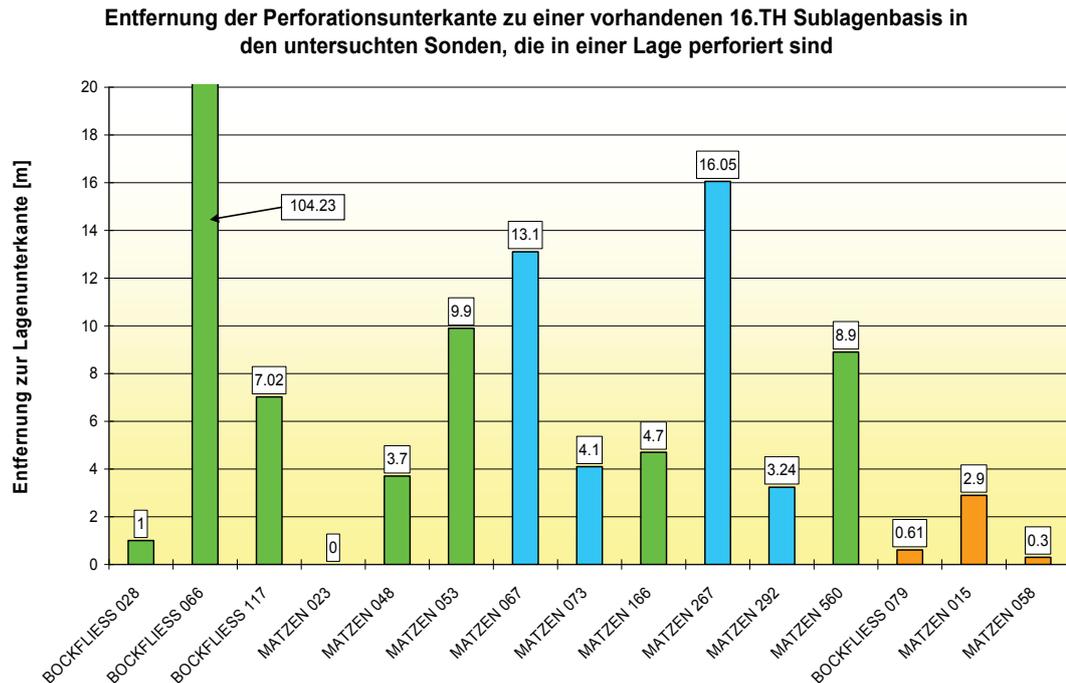


Abbildung 62: Einfluss der Entfernung der Perforationsunterkante von einer 16.TH Sublagenbasis auf den Erfolg einer Bruttoerhöhung

Die Farben entsprechen der Erfolgsbewertung laut Tabelle 1. Aus dieser Darstellung wird ersichtlich, dass die erfolgreichen Bruttoerhöhungen, außer der Sonden Bockfliess 028 und Matzen 23, in Sonden verwirklicht worden sind, die weiter als 3 Meter von einer Sublagenunterkante entfernt sind. Die Sonden Bockfliess 079, Matzen 015 und 058 waren nicht erfolgreich. Um zu zeigen, dass die Permeabilitätsverteilung einen Einfluss auf den Erfolg einer Bruttoerhöhung hat, werden die Permeabilitätsverteilungen der Sonden, die weniger als 3 Meter von einer Sublagenunterkante entfernt sind, auf Seite 116 graphisch verglichen. Der Vergleich der Permeabilitätsverteilungen der Sonden Matzen 023 und Bockfliess 079 zeigt, dass der Unterschied der Permeabilität im Perforationsintervall und der restlichen Lage ausschlaggebend ist, wenn sich die Perforation an der Lagenunterkante befindet. Ist die Permeabilität an der perforierten Basis größer als im darüber liegenden Lagenbereich, war die Bruttoerhöhung nicht erfolgreich (Bo 079), da diese Permeabilitätsverteilung die Ausbildung eines "Gravity-Segregated Layer" begünstigt. Um den

Effekt der Permeabilitätsverteilung im Perforationsintervall auf den Erfolg zu untersuchen und zwischen den Sonden vergleichen zu können, wurden die Permeabilitäten über die Perforationslänge normalisiert bzw. als Anteil der Perforation dargestellt. Beträgt die Perforationslänge z.B. 2 Meter, hat jedes Messintervall einen Anteil von 5% am Perforationsintervall. Der Vergleich der Sonden Matzen 023, Bockfliess 079 und Matzen 015 ist in Abb.63 veranschaulicht. Die Sonde Bockfliess 079 (blaue Linie in Abb.63) beinhaltet drei Thief-Lagen ohne Flussbarrieren, von denen zwei in der Perforationsmitte situiert sind. Weiters befinden sich diese nur 1 Meter von der Lagenunterkante entfernt. Das eingepresste Wasser wird dieses hoch-permeable Intervall vorrangig entlang fließen. Das darüber liegende Wasser wird sich schwerkraftbedingt in diesen absenken.

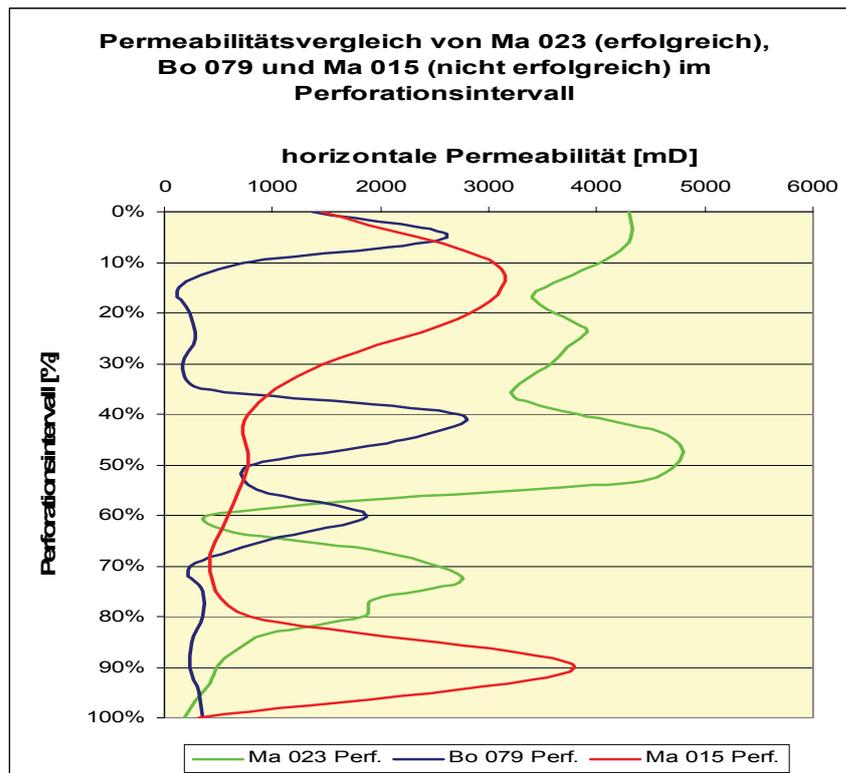
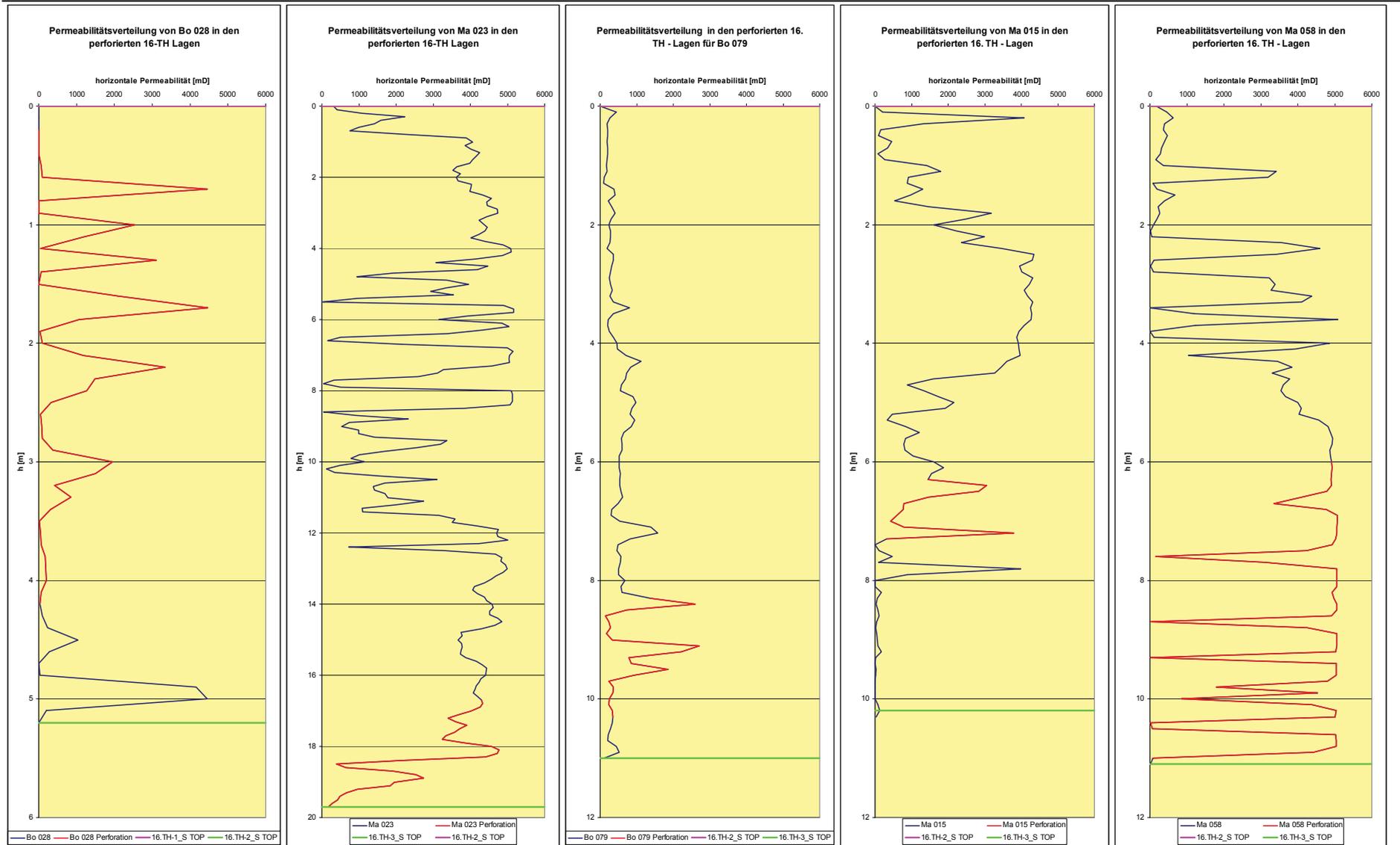


Abbildung 63: Permeabilitätsvergleich im Perforationsintervall der Sonden Ma 023, Bo 079 und Ma 015

Im Gegensatz dazu wird sich die Permeabilitätsverteilung der Sonde Matzen 023 vorteilhafter auswirken, da die Fazies Coarsing Upwards (grüne Linie in Abb.63) ist und die Permeabilität im darüber liegenden Bereich annähernd gleich bleibt. Auch in diesem Szenario wird sich Wasser schwerkraftbedingt absenken und die Unterkante entlang fließen, aber durch den Effekt der Permeabilitätsverteilung sich ähnlich dem Fall "Super Homogeneous" verhalten. Wird in diesem Szenario die Bruttofrate angehoben, erhöht sich die Geschwindigkeit im oberen Bereich stärker und das schwerkraftbedingte Absinken wird geringer. Ist die Geschwindigkeit unterhalb der "Super Homogeneous" Rate, wird sich die Geschwindigkeitsverteilung durch die Förderratenerhöhung der optimalen Rate annähern. Folgend wird der obere Bereich durch die höhere Geschwindigkeit besser und schneller entölt.

Analyse der Erhöhung von Bruttonraten



Die Sonde Matzen 015 enthält keine Thief-Lagen in der Perforation, scheint aber trotzdem einen Kanal an der Perforationsunterkante aufzuweisen (rote Linie in Abb.63). Durch die hohe Permeabilität an der Unterkante wird durch die Bruttoerhöhung lediglich mehr Wasser durch diesen Kanal fließen und nicht in einen höheren Bereich eindringen.

Das Perforationsintervall von Bockfliess 028 (Seite 116 links) hingegen beinhaltet Thief-Lagen, die alle durch Flussbarrieren voneinander getrennt sind und deren Permeabilität Richtung Perforationsoberkante zunimmt. In diesen Lagen wird es durch die geringe Mächtigkeit nicht zum Absinken des Wassers kommen und die Geschwindigkeitsverteilung in den einzelnen Thief-Lagen wird annähernd einheitlich sein. Weiters ist die hoch permeable Lage direkt über der Sublagenunterkante nicht perforiert und von der Perforation durch eine Flussbarriere getrennt. Folgend wird kein Wasser über diese Lage produziert.

Im Anhang A sind die Permeabilitätsverteilungen aller bewerteten Sonden wiedergegeben. Aus den Permeabilitätsverteilungen der erfolgreich bewerteten Bruttoerhöhungen wird ersichtlich, dass 7 Sonden ein blockiges Permeabilitätsprofil im Perforationsintervall aufweisen. Ist die Permeabilitätsverteilung blockig und die Lage an der Unterkante perforiert, wird das Wasser bei hohen Permeabilitäten absinken. Eine Erhöhung der Geschwindigkeit würde daran nicht viel ändern, besonders nicht, wenn die Lage eine hohe Mächtigkeit aufweist. Folgend wäre eine Bruttoerhöhung nicht erfolgreich. Befindet sich die Perforation hingegen im oberen Bereich der Lage, wie es bei diesen Sonden der Fall ist, würde das Wasser ebenfalls absinken, aber nicht direkt als "Edge-Water" produziert werden. Folgend würde sich das Wasser an der Basis ansammeln. Da durch den Aquifer und die Injektion aufgrund der Druckerhaltung immer wieder Wasser zur Sonde transportiert wird, wird das Wasser Richtung Perforation ansteigen. Weiters wird es zur Ausbildung einer "Capillary Transition Zone" kommen. Tritt bei hohen Verwässerungen kein Coning auf, kann man davon ausgehen, dass die kritische Coning-Rate noch nicht erreicht ist bzw. die Sonde aus der "Capillary Transition Zone" produziert. Weiters fallen die Sublagen alle unter einem geringen Winkel ein und die Verdrängung Wasser/Öl erfolgt "updip". Aus diesem Grund wird aus der Ölzone, die "updip" der Perforation liegt, mehr Öl produziert werden. Besonders in wasserbenetzten Lagerstätten, die eine lange Produktionsgeschichte aufweisen, wird das Öl in Form einer Emulsion produziert. Die Mächtigkeit der "Capillary Transition Zone" ist unter dynamischen Bedingungen höher als unter statischen, da die anwesenden Medien in ständiger Bewegung sind und sich somit vermischen. Bei den durchschnittlich hohen Permeabilitäten des Matzener Feldes wird die Mächtigkeit trotzdem lediglich wenige Meter betragen. Oberhalb dieser Zone kann Reinöl angenommen werden. Befindet sich die Perforation teilweise in der "Capillary Transition Zone" und in der Ölzone, wird eine Bruttoerhöhung unterhalb der kritischen Coningrate erfolgreich sein. Weiters ist die Entlösung der "Capillary Transition Zone" wiederum eine Funktion der Geschwindigkeit. D.h. die Bruttoerhöhungen in den Sonden mit blockigem Permeabilitätsprofil waren erfolgreich, weil:

- sich die Perforation in der "Capillary Transition Zone" befindet und die Entölungsgeschwindigkeit hoch genug ist. Dieser Punkt wird im nächsten Kapitel detailliert erklärt.
- sich die Perforation in der "Capillary Transition" und in der Reinölzone befindet. Da die Sublagen des 16.TH unter einem geringen Winkel einfallen, wird mehr Öl aus der Reinölzone "updip" der Perforation gefördert werden als "downdip".
- die aktuelle Förderrate geringer als die kritische Coningrate ist und deshalb kein Überschusswasser über den Konus gesaugt wird. Ist diese Rate bereits erreicht, würde die Bruttoerhöhung nur erfolgreich sein, wenn die über den Konus angesaugte Wassermenge im Verhältnis zu vorher geringer ist als die Ölmenge.

Ob das Wasser als "Edge-Water" oder "Bottom-Water" produziert wird, hängt von dem Zusammenspiel der Faktoren Relativpermeabilitäten, Formationsgeschwindigkeit und Lagenmächtigkeit ab und ist mit den vorhandenen Daten nicht mit genügender Genauigkeit zu ermitteln.

Fünf der untersuchten Sonden sind über zwei Sublagen perforiert (Abb.64).

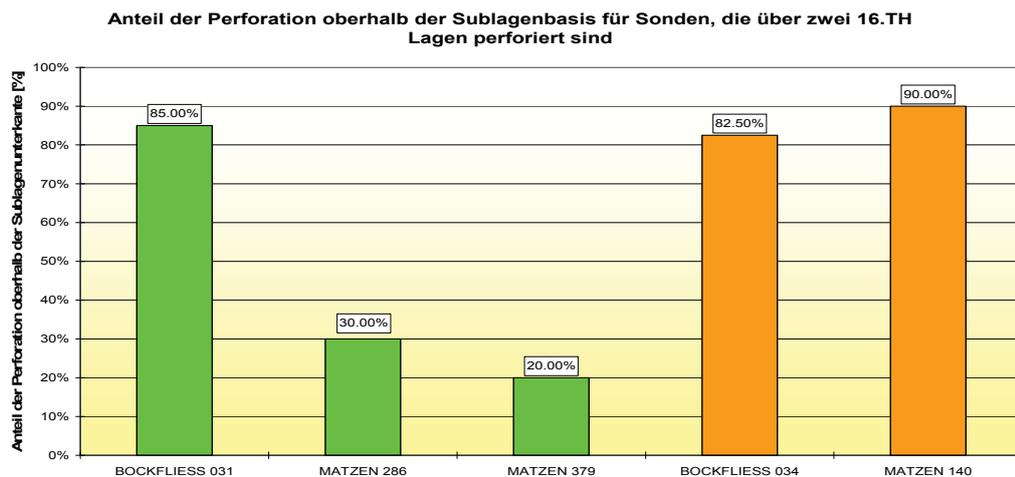


Abbildung 64: Einfluss des Perforationsanteils oberhalb einer Lagengrenze für Sonden, die über zwei Sublagen perforiert sind

Folgend wird ein Teil der Produktion aus der Lage oberhalb der Lagengrenze und der andere Teil aus der Lage unterhalb der Lagengrenze kommen. Schwerkraftbedingt wird bei gleichem Druck und gleicher Permeabilität der beiden Lagen, die Produktion aus der oberen Lage größer sein. Bei ungünstigem Mobilitätsverhältnis wird Wasser in der oberen Lage absinken und über die Perforation in diesem Bereich produziert werden. Die Produktionsaufteilung auf die Lagen hängt neben dem Perforationsanteil sehr stark von deren Verwässerung und Permeabilitätsunterschied ab. Für eine genaue Evaluierung würde man selektive Fließtests benötigen. Abb.64 zeigt, dass die Bruttoerhöhungen in Sonden, die größtenteils oberhalb der Lagengrenze perforiert sind, sowohl nicht erfolgreich als auch erfolgreich waren. Die Sonden, die nur einen geringen Anteil ihrer Perforation im Bereich oberhalb der Lagengrenze aufweisen, wurden erfolgreich bruttoerhöht. Der Grund dafür könnte wiederum das Folgen

des Wassers entlang der Sublagenunterkante in Verbindung mit der Fazies sein. Für die genaue Untersuchung werden die Permeabilitätsverteilungen im perforierten Intervall verglichen, welche in Abb.65 dargestellt sind. Die graphische Darstellung der Verteilungen in den Lagen ist im Anhang A vorzufinden.

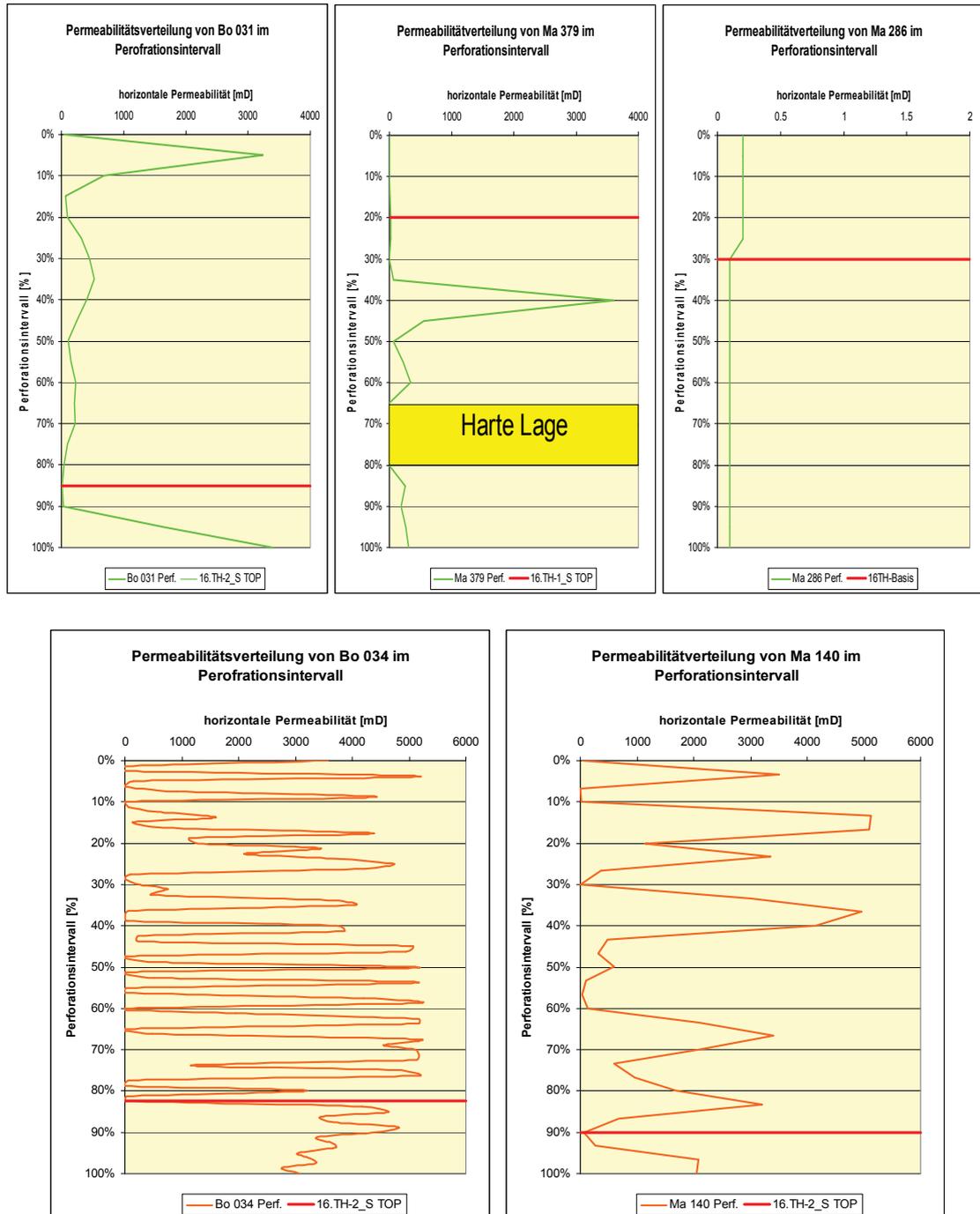


Abbildung 65: Permeabilitätsvergleich der Sonden Bo 031, Bo 034, Ma 140, Ma 286 und Ma 379 (Perforation über zwei Lagen)

Die Farbe grün entspricht der erfolgreichen und orange der nicht erfolgreichen Bruttoerhöhung. Ebenfalls dargestellt sind die Lagenübergänge in rot. Die Sonde Bockfließ 031 weist eine Thief-Lage an der Perforationsoberkante auf, die nicht isoliert ist. Der allgemeine Permeabilitätstrend ist Coarsing Upwards. Folgend kann eine "Super

Homogeneous“ ähnliche Geschwindigkeitsverteilung angenommen werden. In der Sonde Matzen 379 befinden sich lediglich 20% der Perforation oberhalb der Lagengrenze.

Weiters weist dieser Bereich eine sehr niedrige Permeabilität auf und wird nur gering zur Produktion beitragen. Die Permeabilitätsverteilung unter der Lagengrenze ist ähnlich dem Profil der Sonde Bockfliess 031 mit einer kommunizierenden Thief-Lage und ebenfalls vorteilhaft. Weiters ist ersichtlich, dass im unteren Bereich der Perforation eine “Harte Lage“ einbricht. Dieser könnte nun effektiv Coning verhindern und wird im Weiteren die Geschwindigkeit erhöhen. Die Permeabilität der Sonde Matzen 286 liegt unter 1 [mD] im gesamten Perforationsbereich. Trotzdem ist die bereits verwirklichte kumulative Ölproduktion und der Zufluss (aktuelle Gesamtförderrate von 116 [m<sup>3</sup>/d] bei einem dynamischen Casingspiegel von 105 Metern) hoch. Ein Grund für dieses gegensätzliche Verhalten könnte eine schlechte Qualität des Micro-Logs sein. Weiters könnte das Öl von einem darüber liegenden Bereich über Risse oder Fluss hinter dem Casing produziert werden. Diese Sonde ist aufgrund dieser Unstimmigkeiten für die hier durchgeführte Analyse nicht relevant. Die Stratifizierung des Perforationsintervalls der Sonde Bockfliess 034 wurde bereits in Kapitel 15.3.2 untersucht. Das Ergebnis der Johnson Korrelation zeigt, dass die im Log identifizierbare Lagerung, außer die Sublagengrenze, nicht kontinuierlich bzw. die Lagen nicht durch Flussbarrieren getrennt sind. D.h. durch die hohe Permeabilität oberhalb der Sublagenbasis wird sich Wasser schwerkraftbedingt absetzen, die Lagengrenze entlang fließen und die Wasserproduktion erhöhen. Obwohl die Sonde Matzen 140 einen Coarsing Upwards Trend zeigt, war die Bruttoerhöhung nicht erfolgreich. Trotz der vorteilhaften Fazies beträgt die Permeabilität direkt oberhalb der Lagengrenze teilweise 3000 [mD]. Weiters sind die unteren Lagen nicht durch Flussbarrieren getrennt. Im oberen Bereich befinden sich drei Thief-Lagen, die untereinander getrennt sind. Die letzte Thief-Lage im Perforationsbereich von 30 bis 50% kommuniziert mit der darunter liegenden Formation bis hin zur Lagengrenze. Durch die hohen Permeabilitäten nahe der Lagenbasis wird die Anhebung der Förderrate den Schwerkrafteffekt nur bedingt verringern. Folgend wird das Wasser in diesen Absinken und entlang fließen. Der Vergleich der Sonde Bockfliess 031 und Matzen 140 verdeutlicht den Effekt der Permeabilitätsverteilung auf den Erfolg einer Förderraterhöhung und ist in Abb.66 auf der nächsten Seite dargestellt. Obwohl die Permeabilitäten in den ersten 10% der Perforation nahezu gleich sind, ist die starke Reduktion Richtung Lagenunterkante in der Sonde Bockfliess 031 ausschlaggebend für die erfolgreiche Bruttoerhöhung. Weiters weisen die beiden Sonden fast denselben Anteil der Perforation oberhalb der Lagengrenze auf. Die Förderraten während der letzten bewerteten Bruttoerhöhung waren in der Sonde Matzen 140 um 60% höher als in der Sonde Bockfliess 031. Obwohl die Bruttoerträge der Sonde Matzen 140 höher ist, wird durch die hohe Permeabilität direkt über der Lagengrenze das Absinken des Wassers nicht verringert.

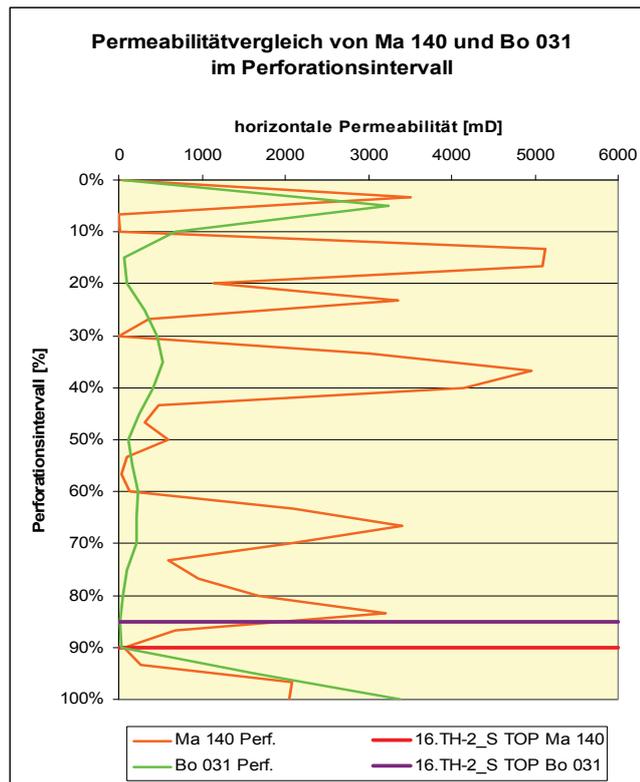


Abbildung 66: Permeabilitätsvergleich im perforierten Intervall von Ma 140 und Bo 031

## 15.5 Schlussfolgerungen

Die separate Ermittlung der Permeabilitätsverteilung für erfolgreiche und nicht erfolgreiche Bruttoerhöhungen unterstreicht die Aussage, dass die Fazies der Sublage und der Ort der Perforation den Erfolg einer Förderratensteigerung bestimmen können. Die graphische Auswertung ist in Anhang A für alle bewerteten Sonden illustriert. Folgende Aussagen können auf dieser Korrelation und den Ergebnissen dieses Kapitels hinsichtlich Erfolg einer Bruttoerhöhung getroffen werden:

- Die Bruttoerhöhung war erfolgreich, wenn:
  - die Perforationsunterkante mehr als 3 Meter von einer niedrig permeablen Sublagenunterkante entfernt ist und die Permeabilitätsverteilung im Perforationsintervall Coarsing upwards, blockig homogen oder stratifiziert ist.
  - die Perforationsunterkante weniger als 3 Meter von einer niedrig permeablen Sublagenunterkante entfernt und die Permeabilitätsverteilung im Perforationsintervall stark Coarsing Upwards ist. Die Permeabilität im Bereich über der Perforation sollte gleich groß wie die höchste auftretende Permeabilität im Perforationsintervall sein. Sind Thief-Lagen im oberen Bereich des Perforationsintervalls vorhanden, die mit dem unteren

Abschnitt kommunizieren, kann die Permeabilität der über der Perforation liegenden Formation auch geringer sein.

- im Perforationsintervall hoch-permeable Lagen durch Flussbarrieren getrennt sind und diese eine geringe Mächtigkeit aufweisen. Die Permeabilität der Lagen sollte zur Perforationsoberkante zunehmen.
- Die Bruttoerhöhung war nicht erfolgreich, wenn:
  - die Perforationsunterkante weniger als 3 Meter von einer niedrig permeablen Sublagenunterkante entfernt ist und die Permeabilitätsverteilung schwach Coarsing Upwards, einheitlich hoch oder Fining Upwards ist. Die durchschnittliche Permeabilität im Bereich über der Perforation ist geringer als die durchschnittliche Permeabilität im Perforationsintervall.
  - die Perforationsunterkante weniger als 3 Meter von einer niedrig permeablen Sublagenunterkante entfernt ist und Thief-Lagen oder hoch permeable Lagen in der Nähe der Perforationsunterkante vorhanden sind. Die Permeabilität dieser Lagen nimmt in Richtung Perforationsoberkante ab.

Die aus diesen Resultaten abgeleiteten Erklärungen, die zur Verbesserung der vertikalen Entölung aufgrund der Bruttoertragerhöhung und somit zum Erfolg führen könnten, sind folgende:

Die Permeabilitätsverteilung nimmt eine wichtige Rolle ein, wenn das Wasser als "Edge-Water" produziert wird. D.h. die Sublage ist entweder an der Basis perforiert oder es befinden sich Lagen im Perforationsintervall, die hoch-permeable sind und eine geringe Mächtigkeit aufweisen. In beiden Fällen kann angenommen werden, dass das Wasser direkt seitlich produziert wird.

- Ist die Fazies Coarsing Upwards, könnte durch eine Erhöhung der Förderrate die Geschwindigkeit im gesamten Bereich angehoben werden. Die Zunahme der Geschwindigkeit wird im höher permeablen oberen Teil größer sein und diese somit effektiver entölen bzw. die Entölung beschleunigen. Weiters würde das "Sweep Water" vertikal gesehen in einen höheren Bereich als vor der Bruttoerhöhung eindringen, da der Schwerkrafteffekt verringert wird. Ist die Fazies Fining Upwards, wird sich die Geschwindigkeit zwar auch erhöhen, aber lediglich in einem geringeren Bereich wie vor der Bruttoerhöhung, da das Wasser stärker das Öl unterlaufen wird. D.h. in diesem Fall könnte die Erhöhung bzw. Verbesserung des "vertical Sweep" aufgrund des Coarsing Upwards Trends die Erklärung für den Erfolg liefern.
- Sind Thief-Lagen anwesend, die mit dem restlichen Perforationsbereich kommunizieren, würde eine hoch-permeable Lage im oberen Abschnitt der Perforation ähnlich wirken wie die Fazies Coarsing Upwards. Somit könnte der Erfolg durch das gleiche Phänomen wie

im oberen Punkt erklärt werden. Im Unterschied zum vorigen Punkt wird die Geschwindigkeitszunahme in der Thief-Lage größer sein als im restlichen Perforationsbereich.

- Sind hoch-permeable, gering mächtige Lagen anwesend, die untereinander durch Flussbarrieren getrennt sind, wird die Fazies (Coarsing Upwards, Fining Upwards, homogen) einen geringeren Einfluss haben, da das Wasser einheitlich über die Lagenmächtigkeit verteilt sein wird. Somit würde die Verbesserung des "vertical Sweep" aufgrund der Fazies keine Erklärung für den Erfolg liefern. Vergleicht man hingegen die Filtrationsgeschwindigkeit der hoch-permeablen Lage mit der einer einheitlich homogenen Lage, wird diese bei gleichem Permeabilitäts-Mächtigkeitsprodukt größer sein. Wie die absolute Anhebung der Filtrationsgeschwindigkeit die Entölung beeinflusst und weshalb die höhere Geschwindigkeit zum Erfolg führen könnte, wird im nächsten Kapitel untersucht.

Ist die Perforationsunterkante einige Meter von einer vorhandenen Lagengrenze entfernt, die Lagenmächtigkeit groß und die Permeabilität homogen hoch, werden sich Flüssigkeitsspiegel ausbilden. D.h. das Wasser wird zwar seitlich entlang der Sublagengrenze zur Sonde transportiert werden, aber in Richtung Perforation vertikal ansteigen und nicht direkt seitlich über die Perforation produziert werden. Folgend könnte sich eine Reinölzone, eine "Capillary Transition Zone" und eine Wasserzone schwerkraftbedingt ausbilden. Wird solch eine Sonde bruttoerhöht wird der Erfolg von der Lage der Perforation in diesen drei Zonen abhängen. Durch die Lagerstättendynamik während der Produktion, ist eine Ermittlung der Flüssigkeitsspiegel unter dynamischen Bedingungen ohne ein ausführliches Loggingprogramm nicht möglich. Somit ist es schwierig eine Vorhersage für den Erfolg einer Bruttoerhöhung in einer Sonde mit dieser Konfiguration zu tätigen. Die bewerteten Sonden, die in dieses Profil fallen, wurden alle erfolgreich bruttoerhöht. Trotzdem wären speziell diese Sonde anfällig für "Bottom-Water Coning", da sich das Wasser unterhalb der Perforation ansammeln könnte.

Basierend auf den bis zu diesem Zeitpunkt erarbeiteten Ergebnissen kann die Aussage getroffen werden, dass die folgenden Überschusswassermechanismen in den Sonden der OMV vorkommen:

- Geflutete Lage ohne Crossflow
- Gravity-Segregated Layer
- Geflutete Lage mit Crossflow

Der Mechanismus Coning wird in dem nächsten Kapitel untersucht. Wie die Formationsgeschwindigkeit der kontinuierlichen Phase "Wasser" die Entölung im Falle der oben angeführten Überschusswasserprobleme beeinflusst wird ebenfalls im nächsten Kapitel untersucht.

## 16 Interpretation ratenabhängiger Phänomene

Bisher konzentrierte sich diese Diplomarbeit lediglich auf die Steigung der WÖV Kurve vor und nach der Bruttoerhöhung. In diesem Kapitel werden Effekte untersucht, die den Trend der WÖV Kurve im Recovery Plot direkt nach der Bruttoerhöhung für einen gewissen Zeitraum verschleiern. Nach dieser transienten Periode folgt die Kurve wieder einem linearen Trend und eine Erfolgsbewertung wird möglich.

In den bewerteten Sonden können direkt nach der Förderratensteigerung drei verschiedene WÖV Verhalten beobachtet werden:

1. WÖV sinkt
2. WÖV steigt
3. WÖV steigt und sinkt

ad 1.) Das WÖV sinkt im Verhältnis zum WÖV vor der Bruttoerhöhung sprunghaft oder kontinuierlich über einen Zeitraum von ca. 6 Monaten auf einen niedrigeren Wert. Danach normalisiert sich der Trend und die Steigung bleibt konstant positiv. Dieses Verhalten wurde in insgesamt sechs bruttoerhöhten Sonden beobachtet:

- Bockfliess 028
- Bockfliess 066
- Bockfliess 080
- Matzen 058
- Matzen 073
- Matzen 286

Fünf dieser Sonden wurden erfolgreich bewertet. Eine sprunghafte Reduktion aufgrund der Bruttoerhöhung wäre neben der Steigungsabnahme anstrebenswert, da das WÖV, angenommen die Steigung vor und nach der Bruttoerhöhung bleibt konstant, für einen unbegrenzten Zeitraum niedriger ist. Der Übergang in Abb. 67 macht den Anschein, als ob kurzzeitig eine Ölbank eingesaugt wird. Nach deren Produktion fällt die Ölrate wieder. Sonden, die dieses Verhalten aufweisen, beinhalten meistens Flussbarrieren.

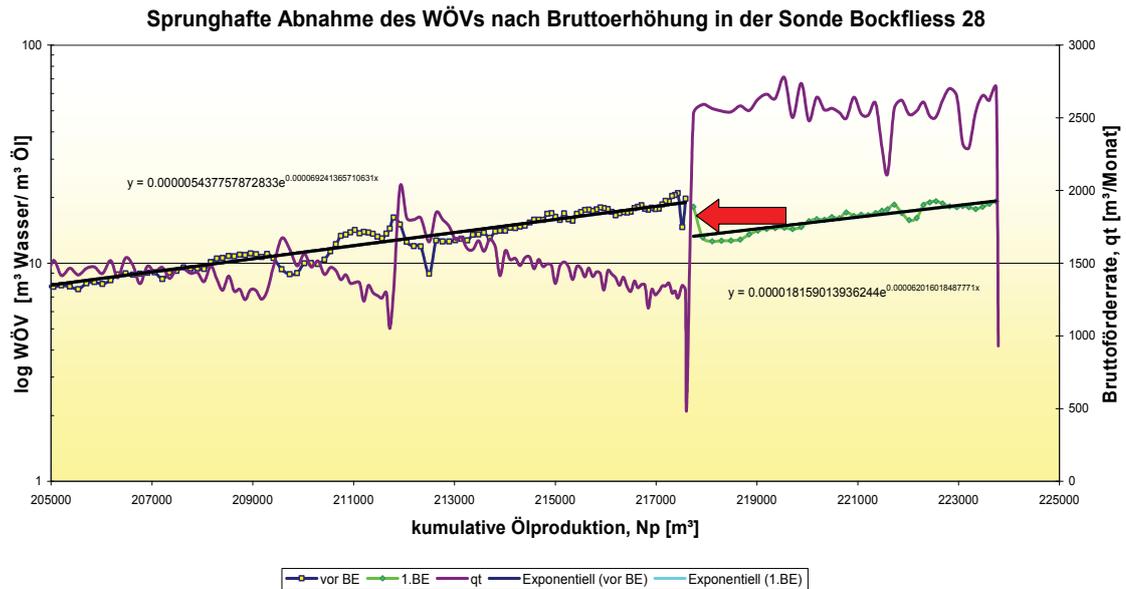


Abbildung 67: Sprunghafte Reduktion des WÖVs nach der Bruttoerhöhung

ad 2.) Das WÖV steigt im Verhältnis zum WÖV vor der Bruttoerhöhung sprunghaft auf einen höheren Wert an. Danach normalisiert sich der Trend und die Steigung bleibt konstant positiv, dargestellt in Abb.68. Die sprunghafte Zunahme des WÖVs mit der Rate ist indikativ für insgesamt drei Überschusswassermechanismen. Da aber die Steigung der Kurve nach der Bruttoerhöhung allmählich abflacht und wieder einem konstanten Trend folgt, entspricht dieses Auftreten laut Lit.9 dem Überschusswassermechanismus Coning. Charakteristisch für Coning ist, wie bereits in Kapitel 10.2.7.3 beschrieben, eine zeitlich definierte Änderung des WÖVs, die aufgrund der Ausdehnung des Konus entsteht. Für die Analyse kann der bereits implementierte log-log Diagnostik Plot verwendet werden. Lediglich zwei der bewerteten Sonden weisen dieses Verhalten eindeutig auf:

- Matzen 053: letzte bewertete Bruttoerträge = 81.6 [m³/d]
- Matzen 140: letzte bewertete Bruttoerträge = 117.4 [m³/d]

Diese beiden Sonden zeigen durch die Lagerung bedingt "Edge-Water Coning". Die kritischen Coningraten für "Edge-Water Coning" sind geringer je näher die Perforation einer Lagenunterkante ist. Sonden, die eine einheitlich hohe Permeabilität im Perforationsintervall und darunter aufweisen und weiters mehr als 3 Meter von einer Lagenunterkante entfernt sind, werden erst bei höheren Raten "Bottom-Water Coning" zeigen. Bewertete Sonden, die diese Permeabilitäts- und Perforationsmerkmale aufweisen sind folgende:

- Bockfliess 117: letzte bewertete Bruttoerträge = 87.6 [m³/d]
- Matzen 048: letzte bewertete Bruttoerträge = 125.5 [m³/d]

- Matzen 067: letzte bewertete Bruttoreate = 189.5 [m<sup>3</sup>/d]
- Matzen 166: letzte bewertete Bruttoreate = 137.2 [m<sup>3</sup>/d]
- Matzen 217: letzte bewertete Bruttoreate = 113.9 [m<sup>3</sup>/d]
- Matzen 267: letzte bewertete Bruttoreate = 129.5 [m<sup>3</sup>/d]
- Matzen 292: letzte bewertete Bruttoreate = 117.5 [m<sup>3</sup>/d]
- Matzen 560: letzte bewertete Bruttoreate = 99.3 [m<sup>3</sup>/d]

Die hohen Raten zeigen den guten Zufluss, was auf die hohe Permeabilität und Lagenmächtigkeit zurückzuführen ist. Meiner Interpretation nach, weisen manche dieser Sonde bereits eine leichte Coningtendenz auf. Das WÖV erhöht sich zwar nicht sprunghaft, aber man kann eine Abnahme des WÖVs bei reduzierter Bruttoreate erkennen. Weiters sollte ein Fluss hinter dem Casing oder die Produktion aus einer höher gelegenen Wasserlage nicht ausgeschlossen werden. Die zeitliche Änderung des WÖVs hängt von vielen Parametern ab, deren Einflüsse schwierig zu interpretieren sind. Aus diesen Gründen sollten Sonden, die diese Permeabilitäts-Perforationskonfiguration aufweisen, bis zu einer maximalen Bruttoreate von 100-150 [m<sup>3</sup>/d] erhöht werden, um dem Effekt des Coning vorzubeugen. Durch den Anstieg des ÖWKs in Richtung Perforation, wird bei höheren Raten früher oder später Coning auftreten. Tatsache ist, dass in diesen Sonde der Wasserdurchbruch bereits lange erfolgt ist und die hohe Verwässerung durch die Produktion schwerkraftbedingt aus der "Capillary Transition Zone" bzw. bereits aus der Wasserzone kommt.

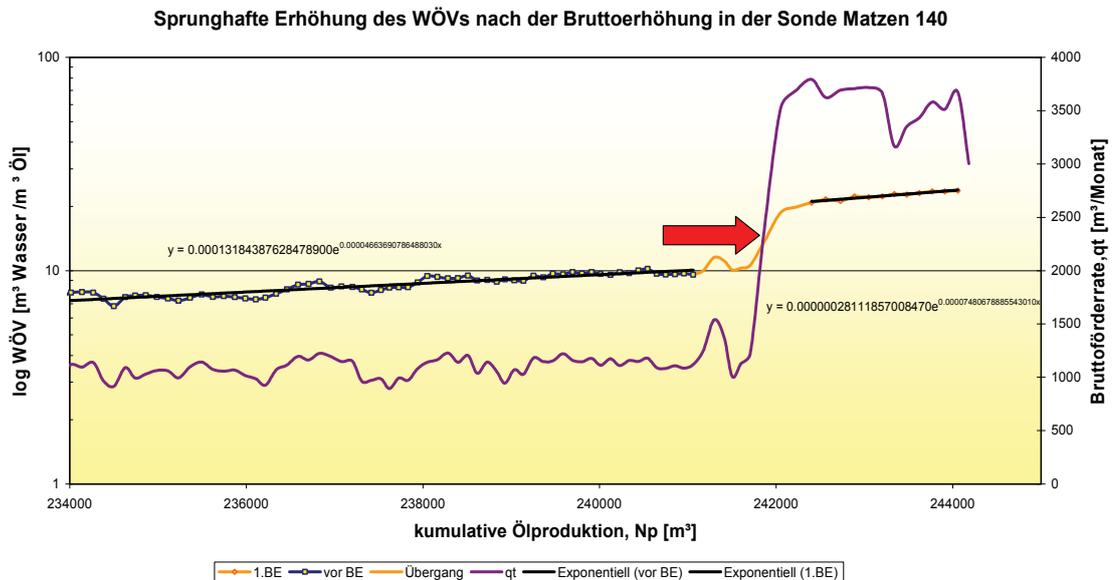


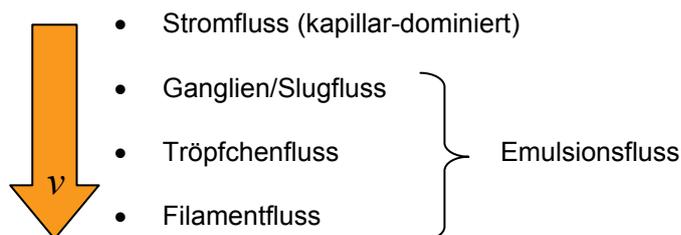
Abbildung 68: Sprunghafte Zunahme des WÖVs nach der Bruttoerhöhung



Das interessanteste ratenabhängige und wirtschaftlich vorteilhafteste Phänomen stellt Punkt 1 dar. Wie bereits bewiesen, wird der Erfolg einer Bruttoerhöhung auf jeden Fall durch die Geschwindigkeitsverteilung des Wassers in der perforierten Lage beeinflusst. Ist die Geschwindigkeit durch die Förderratenerhöhung vertikal einheitlicher bzw. über eine größere Mächtigkeit verteilt, war eine Bruttoreatenerhöhung erfolgreich, da meiner Interpretation nach mehr Ölvolumen kontaktiert wird und durch die höhere Geschwindigkeit die Entölung effektiver bzw. schneller ist. In nicht erfolgreich bruttoerhöhten Sonden wird die Filtrationsgeschwindigkeit ebenfalls ansteigen, aber lediglich in einem Teilbereich, dessen Entölung nicht ausreicht um das Überschusswasser zu kompensieren. Die Überlegung, dass die Entölung durch die Geschwindigkeit beeinflusst wird, basiert auf der Tatsache, dass durch die Anwendung von EOR-Methoden die Restölsättigung verringert werden kann. In diesem Fall ist die höhere Entölung nicht auf eine Erhöhung der Geschwindigkeit zurückzuführen, sondern auf die Erniedrigung des Mobilitätsverhältnisses und der Oberflächenspannung zwischen Öl und Wasser. Prinzipiell könnte man denselben Effekt durch extrem hohe Geschwindigkeiten erreichen, die mit der richtigen Permeabilitätsverteilung das Absinken des Wassers verhindern. Die Oberflächenspannung wird zwar nicht erniedrigt, aber durch die hohe Geschwindigkeit würde sich teilweise in Poren gefangenes Öl lösen und mit dem Wasser fließen. Wie die Geschwindigkeit der Emulsion die Verringerung der Restölsättigung beeinflusst und eine Erklärung für das unter Punkt 1 beschriebene Phänomen liefert, wird im nächsten Punkt beschrieben.

## 16.1 Emulsionsgeschwindigkeit in der Formation

In einer wasserbenetzten Lagerstätte können die folgenden vier Fließregime mit zunehmender Geschwindigkeit unterschieden werden:



Wobei die Geschwindigkeitsbereiche in denen diese vier Arten auftreten durch eine dimensionslose Größe, der so genannten "Capillary Number", beschrieben und eingeteilt werden. Die "Capillary Number" ist das Verhältnis der viskositätsbedingten Kräfte zu den Kapillarkräften und wird durch GL.24 definiert und im weiteren Verlauf als Ca-Nummer bezeichnet.

$$Ca - Nummer = \frac{\mu_c * v}{\sigma} \quad (GL.24)$$

$\mu_c$  entspricht der Viskosität der kontinuierlichen Phase [Pa s]

$v$  entspricht der superficial liquid bzw. der Darcy-Geschwindigkeit [m/s]

$\sigma$  entspricht der Oberflächenspannung Öl/Wasser [N/m]

In der Literatur wird die Darcy-Geschwindigkeit in GL.24 als charakteristische Fließgeschwindigkeit verwendet. Eine Fließgeschwindigkeit, die annähernd der tatsächlichen in der Formation entspricht, ist die Porengeschwindigkeit und ergibt sich durch die Division von GL.24 mit der Porosität. In den nächsten Abbildungen wird die Darcy-Geschwindigkeit verwendet. Da die Parameter  $\mu_C$  und  $\sigma$  für die Produktionseinheit 216 PE 10 als konstant angenommen werden, erhöht sich die Kapillarnummer durch den Anstieg der Darcy-Geschwindigkeit. Laut Lit.25 treten die oben angeführten Fließregime bei den folgenden Ca-Nummern auf:

$Ca < 10^{-4}$ : Stromfluss von Öl und Wasser, deren Verteilung durch die Kapillarwirkung dominiert wird. In diesem Geschwindigkeitsbereich fließen Öl und Wasser gemeinsam durch den Porenraum, wobei die größeren Poren durch das Öl besetzt sind. Das Öl wird mit Hilfe des Wassers durch Porenverengungen gedrückt, wodurch große Öltröpfchen beim Verlassen des Engpasses vom Strom abgetrennt werden und sich nachher wieder verbinden.

$10^{-4} < Ca < 5 \cdot 10^{-4}$ : Übergangsfießregime: die Ölphase beginnt sich abzutrennen, zuerst in so genannte Ganglien, deren Länge mit zunehmender Ca-Nummer abnimmt.

$Ca > 5 \cdot 10^{-4}$ : Emulsionsfließregime: Die Länge der Ganglien verringert sich weiter bis hin zum Tröpfchenfluss. Danach beginnt die Ölphase sich in der Wasserphase zu dispergieren, wobei der Tröpfchendurchmesser kleiner ist als der Porendurchmesser und mit zunehmender Geschwindigkeit weiter abnimmt. Ab  $Ca > 10^{-3}$  bewegt sich der Großteil des Öls mit der Wasserphase in Form sehr kleiner Tröpfchen.

Die Abnahme der Restölsättigung ist in Abb.70 veranschaulicht, wobei für diese Diplomarbeit lediglich die mit "nonwetting phase" bezeichnete Kurve relevant ist. Das Plateau entspricht dem kapillar-dominierten Flussregime. Die Änderung der Steigung zeigt den Übergang von kapillar-dominiertem Regime auf das Emulsionsflussregime. Durch das Abtrennen der Ganglien wird eine höhere Entölung der Formation durch das Wasser erzielt und die Restölsättigung verringert. Die Größe der Öltröpfchen ist eine Funktion der Permeabilität, der Porosität und dem Grad der "Wettability". Folgend hängt der Geschwindigkeitsbereich der einzelnen Regime von diesen Parametern ab und kann ohne Kernfluttest in der zu untersuchenden Formation nicht bestimmt werden. Die Kurve in Abb.70 wurde künstlich auf der Basis von verschiedenen Modellen generiert. In der Realität nimmt die Restölsättigung im Bereich des kapillar-dominierten Regimes, in Abhängigkeit der Fluid- und Lagerstätteneigenschaften, ebenfalls ab, aber mit einer geringeren Rate als im Bereich des Emulsionsflusses. D.h. das Plateau in Abb. 70 wird eine leicht negative Steigung aufweisen und die Restölsättigung wird bei niedrigen Ca-Nummern gering abnehmen.

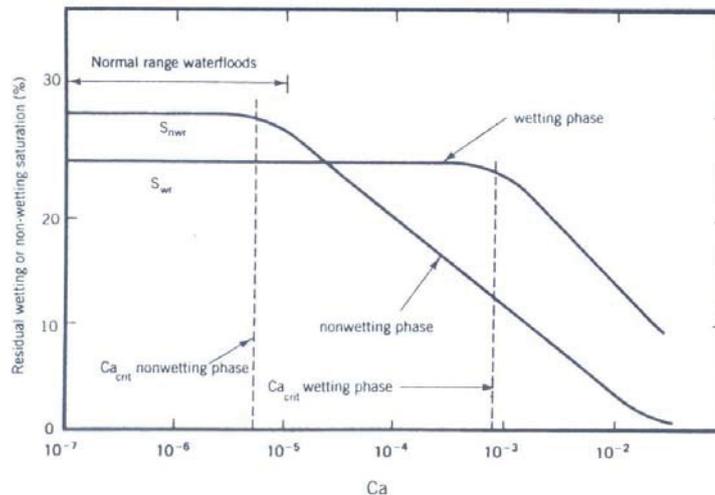


Abbildung 70: Entsättigungskurve als Funktion der "Capillary Number" basierend auf Modellen

Wäre die Restölsättigung über dieses Plateau wirklich konstant, würde sich die Verwässerung nach dem Wasserdurchbruch in einer Sonde mit idealer Verdrängung Wasser/Öl, die sich produktionsbedingt lediglich in diesem Geschwindigkeitsbereich befindet, abrupt von 0% auf 100% ändern. D.h. der Abfall der Ölrate in Lagerstätten unter Wasserflutung ist neben dem Mobilitätsverhältnis eine Funktion der Steigung der in Abb.70 illustrierten Kurve. Abb.71 zeigt die Kernflutergebnisse einer Studie (Lit.26), die den Effekt der Geschwindigkeit in Verbindung mit einer Polymerflutung untersuchte.

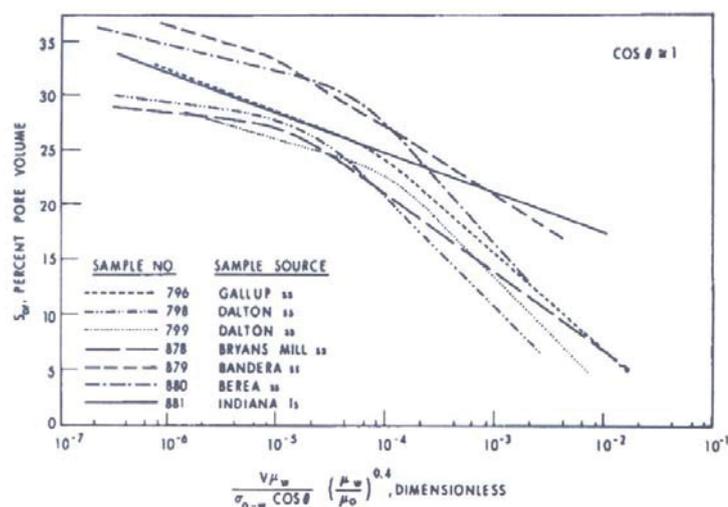


Abbildung 71: Entsättigungskurven als Funktion der "Capillary Number" für verschiedene Bohrkerne

Die dimensionslose Größe entlang der x-Achse entspricht der Kapillarnummer und unterscheidet sich von Abb.70 nicht, da der Faktor  $\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)^{0.4}$  konstant ist. Aus dieser Abbildung wird ersichtlich, dass alle untersuchten Proben, mit Ausnahme von einer, zwei unterschiedliche Anstiege aufweisen. Wird nun eine Bruttoerhöhung innerhalb der geringeren

Abnahme der Restölsättigung durchgeführt, wird der Erfolg durch die negative Steigung der Kurve im geringeren Entölungsbereich festgesetzt. Nimmt die Geschwindigkeit lediglich im selben Bereich wie vor der Erhöhung zu, wird die Abnahme der Restölsättigung nicht ausreichen, um das WÖV mit einer geringeren Rate ansteigen zu lassen. Wird hingegen durch das Coarsing Upwards Szenario das Wasser in einen höheren Bereich verdrängt und ist die Geschwindigkeitsverteilung einheitlicher, wird die schnellere vertikale Entölung in Verbindung mit der Abnahme der Restölsättigung eher ausreichen, um das WÖV mit einer geringeren Rate ansteigen zu lassen. Dies liefert wiederum die Erklärung für den Einfluss der Permeabilitätsverteilung auf den Erfolg einer Bruttoerhöhung.

Bei hohen Geschwindigkeiten (zweiter negativer Anstieg der Kurven in Abb.71) wird die Restölsättigung stärker verringert als bei niedrigen. Weiters befindet sich das Übergangsregime bei unterschiedlichen Ca-Nummern. Dies verdeutlicht den Einfluss der Porengeometrie, des Grades der Wasserbenetzung der Lagerstätte und der Fluidunterschiede. Der Ca-Wert der Steigungsänderung dieser Kurve hängt sehr stark von der Permeabilität und der Porosität ab, da dadurch die Größe der Ganglien bzw. Tropfen bei der jeweiligen Ca-Nummer bestimmt wird. Zieht man den radialen Darcy zur Beschreibung der Geschwindigkeit heran, nimmt diese logarithmisch mit der Entfernung von der Sonde ab. GL.25 beschreibt die Zuflussgleichung für "Pseudo-Steady-State Conditions" mit Skin und ausgedrückt in Form des durchschnittlichen Lagerstättendrucks.

$$q = \frac{2\pi h k_r k}{\mu} * \frac{(\bar{p} - p_{wf})}{\left( \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s \right)} \quad (\text{GL.25})$$

Folgend sind die Geschwindigkeiten im bohrlochnahen Bereich sehr viel höher als weit in der Formation. D.h. bewegt man sich radial von einer Sonde weg, werden unterschiedliche Fließregime durchlaufen. Ist die Geschwindigkeit im bohrlochnahen Bereich hoch genug, um in den Bereich der stärkeren Entölung zu gelangen, wird dieser bis zu einem bestimmten Radius besser entölt als die Formation dahinter. Befindet man sich nach der Förderraterhöhung in diesem höheren Entölungsbereich, wenn auch nur in einem Radius von 20 Metern um die Sonde, würde dies das kurzzeitige Ansteigen der Ölrate erklären. Die Ölrate steigt an, weil die negative Steigung der Entölungskurve bis zu diesem Radius größer ist als dahinter. Ist die niedrigere Restölsättigung bis zu diesem Radius erreicht, steigt das WÖV wieder an. Der Zeitraum über den das WÖV kontinuierlich fällt kann mit dieser Theorie ebenfalls erklärt werden. Unterteilt man den Radius, in dem die stärkere Entölung auftritt, in gleich große Abschnitte, erfolgt die stärkere Abnahme der Restölsättigung vom Bohrloch zu diesem Radius. Direkt nach der Bruttoerhöhung steigt die Viskosität des Produktionsfluids durch die höhere Entölung in diesem Abschnitt und erniedrigt somit die Geschwindigkeit. Ist die Restölsättigung in diesem Abschnitt erreicht, erhöht sich die Geschwindigkeit wieder und der nächste Teilabschnitt wird entölt, der wiederum die Viskosität erhöht, aber in einem geringeren Ausmaß, da die Geschwindigkeit radial abnimmt. Entfernt man sich von der Sonde

nimmt die Restölsättigung zu. Dieser Vorgang erfolgt kontinuierlich und der negative Anstieg der WÖV Kurve nimmt ab aufgrund der Einstellung der Restölsättigung in den einzelnen Abschnitten bis das Gleichgewicht zwischen der produzierten Ölmenge und der Wassermenge wieder erreicht ist. Ab diesem Zeitpunkt beginnt das WÖV anzusteigen. D.h. ist die Geschwindigkeit im bohrlochnahen Bereich hoch genug, kann eine starke Reduktion der Restölsättigung erreicht werden.

Da die OMV die Verringerung der Restölsättigung durch die Geschwindigkeit noch nicht in Betracht gezogen hat, existieren keine Ergebnisse von Kernflutexperimenten, die die in Abb.71 dargestellte Kurvenform im Matzener Feld beschreiben. Weiters benötigt man zur Bestimmung der tatsächlichen Geschwindigkeit in der Formation genaue und vollständige Daten, die nicht in diesem Ausmaß vorhanden sind. Relativpermeabilitäten verändern sich mit der Wassersättigung. Sinkt das Wasser in Richtung Basis ab, wird die Viskosität verringert, die Relativpermeabilität zu Wasser zunehmen und die Geschwindigkeit im basisnahen Bereich größer sein als im oberen. Weiters wird die Form der Entölungskurven aus Abb.71 auf Sondenbasis aufgrund der unterschiedlichen Geologie, unterschiedlich perforierter Lagen und unterschiedlicher Permeabilität variieren. Nichtsdestotrotz wird im nächsten Kapitel ein Modell vorgestellt, dass die quantitative Ermittlung der Einflussfaktoren auf die Geschwindigkeit auch mit unvollständigen Daten ermöglicht. Die Berechnung der tatsächlichen Emulsionsgeschwindigkeit kann lediglich unter idealisierten Annahmen getätigt werden. Ob sich eine Sonde im Bereich der stärkeren Entölung befindet ist nicht zu beweisen, da die Entölungskurven nicht existieren.

### **16.1.1 Berechnung der Emulsionsgeschwindigkeit**

Aus Abb.70 ist ersichtlich, dass sich das Übergangsfießregime zwischen den Ca-Nummernwerten  $10^{-5}$  und  $10^{-6}$  befindet. Für dieses Modell wird angenommen, dass bis  $Ca < 10^{-6}$  die Restölsättigung gering abnimmt. Befindet sich die Geschwindigkeit in dem Bereich  $Ca > 10^{-6}$  wird angenommen, dass das Emulsionsfließregime erreicht ist und sich die Restölsättigung mit einer höheren Rate verringert. Die Abnahme der Geschwindigkeit wird mit Hilfe des radialen Darcy berechnet, wobei die Annahme getroffen wird, dass kein Formationskin vorliegt. Der einzige Skin, der die Produktion beeinflusst ist der Komplettierungsskin, der aufgrund der partiellen Penetration des Perforationsintervalls in der perforierten Lage entsteht. Die Medien Öl und Wasser bewegen sich durch die Emulsion bedingt gleich schnell durch die Formation. Es wird kein Unterschied zwischen den Phasengeschwindigkeiten angenommen, obwohl das Wasser mobiler ist als das Öl. Somit kann GL.25 in folgender Form ausgedrückt werden:

$$q_L = \frac{2\pi h k_r k}{\mu_L} * \frac{(\bar{p} - p_{wf})}{\left( \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S_{Completion} \right)} \quad (GL.26)$$

$q_L$  entspricht der aktuellen Gesamtfießrate [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]

$h$  entspricht der vertikalen Höhe der Lage [m]

$k_r$  entspricht der Gesamtrelativpermeabilität beider Medien, d.h.  $k_{rw}+k_{ro}$  [Fraktion]

$k$  entspricht der durchschnittlichen horizontalen Permeabilität der perforierten Lage [ $\text{m}^2$ ]

$\bar{p}$  entspricht dem durchschnittlichen Lagerstättendruck [Pa]

$p_{wf}$  entspricht dem Sondenbodenfließdruck bei der aktuellen Rate [Pa]

$r_e$  entspricht dem Zuflussradius der Sonde und wird mit 300 Meter angenommen [m]

$r_w$  entspricht dem Radius des Bohrloches im perforierten Intervall [m]

$S_{Completion}$  entspricht dem Komplettierungsskin [ ]

Aufgrund der logarithmischen Beziehung des Drainage Radius im Nenner von Gl.26, hat dessen Vergrößerung bzw. Verkleinerung nur einen geringen Einfluss auf die Fließrate. Der Skin hingegen beeinflusst diese stärker. Die Geschwindigkeit in GL.24 entspricht der Emulsionsgeschwindigkeit in der Formation. Zu ihrer Berechnung in einer bestimmten radialen Entfernung  $r$  von der Sonde, wird angenommen, dass der Volumsstrom durch eine zylindrische Mantelfläche radial konstant ist. Folgend ist das durch die Mantelfläche strömende Volumen für jede radiale Entfernung gleich und die Geschwindigkeit nimmt mit abnehmendem  $r$  zu. Basierend auf dieser Überlegung kann die linke Seite von GL.26 durch GL.27 ausgedrückt werden.

$$q_L = v_L(r) * 2\pi r h \quad (\text{GL.27})$$

$v_L(r)$  entspricht der radialen Emulsionsgeschwindigkeit im Abstand  $r$  von der Sonde [m/s]

$r$  entspricht der radialen Distanz vom Mittelpunkt der Sonde [m]

Eingesetzt in GL.26 und gelöst für die Emulsionsgeschwindigkeit ergibt:

$$v_L(r) = \frac{k_r k}{\mu_L} * \frac{(\bar{p} - p_{wf})}{\left( \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S_{Completion} \right) * r} \quad (\text{GL.28})$$

Die Anwendung dieser Gleichung setzt voraus, dass:

- die Permeabilität in der gesamten Lage einheitlich ist.
- der Einzugsradius der Sonde einem Zylinder entspricht.
- die Relativpermeabilität in dem Zylinder konstant ist.
- die Viskosität im diesem Zylinder konstant ist.

Folgend ist die Geschwindigkeit laut GL.28 in einem Abstand  $r$  von der Sonde vertikal einheitlich. Diese Überlegung ist zulässig, wenn die Verdrängung "Piston-Like" bzw. die Geschwindigkeitsverteilung einheitlich ist. Wie bereits beschrieben, wird dieser Zustand nur in einer gering mächtigen Lage in Abhängigkeit der Produktionsrate erreicht, da dann die Geschwindigkeit hoch genug ist, um das Absinken des Wassers zu verhindern. D.h. die quantitativ korrekte Ermittlung der Emulsionsgeschwindigkeit mit GL.27 und deren radiale Abnahme kann nur für gering mächtige Lagen angewandt werden. Für Sonden, die diese Bedingung nicht erfüllen, ist die Emulsionsgeschwindigkeit aus GL.27 lediglich eine Beschreibung der durchschnittlichen Geschwindigkeit über die Mächtigkeit und verändert sich bei konstantem Radius nur mit der Höhe der Lage. Die Absenkung des Wassers wird nicht in Betracht gezogen und kann deshalb nicht als repräsentativ für die tatsächlich in einem Bereich auftretende Geschwindigkeit angesehen werden. Weiters wird die Geschwindigkeit in hoch-permeablen Bereichen höher sein. Aus diesen beiden Gründen können die Emulsionsgeschwindigkeiten im bohrlochnahen Bereich der bewerteten Sonden nicht auf durchschnittlicher Basis verglichen werden. Dies wird nun anhand der Sonde Bockfliess 028 verdeutlicht.

Die Stratifizierung des Perforationsintervalls dieser Sonde wurde mit der Johnson Korrelation als kontinuierlich und vorhanden bestimmt. Deshalb wird die Annahme getroffen, dass die einzelnen Lagen dieselbe Viskosität aufweisen und das Absinken des Wassers verhindert wird, da das Ergebnis der Johnson Korrelation auf einer "Piston-Like" Verdrängung basiert. Der Recovery Plot, Abb.72, für diese Sonde weist einen konstanten linearen Trend ohne Ausbildung eines Plateaus oder einer S-Form seit Beginn der Produktion auf. D.h. dass die Verdrängung aufgrund der Permeabilitätsverteilung vorteilhaft ist. Es bildet sich aufgrund der Lagerung kein "Gravity-Segregated Layer" aus und keine der anwesenden hoch permeablen Lagen scheint die Produktion zu bestimmen, da ihre Fließpotentiale ähnlich sind.

**Recovery Plot für Bockfliess 028 zeigt keine Ausbildung eines Gravity-Segregated Layer oder Durchbruchverhalten**

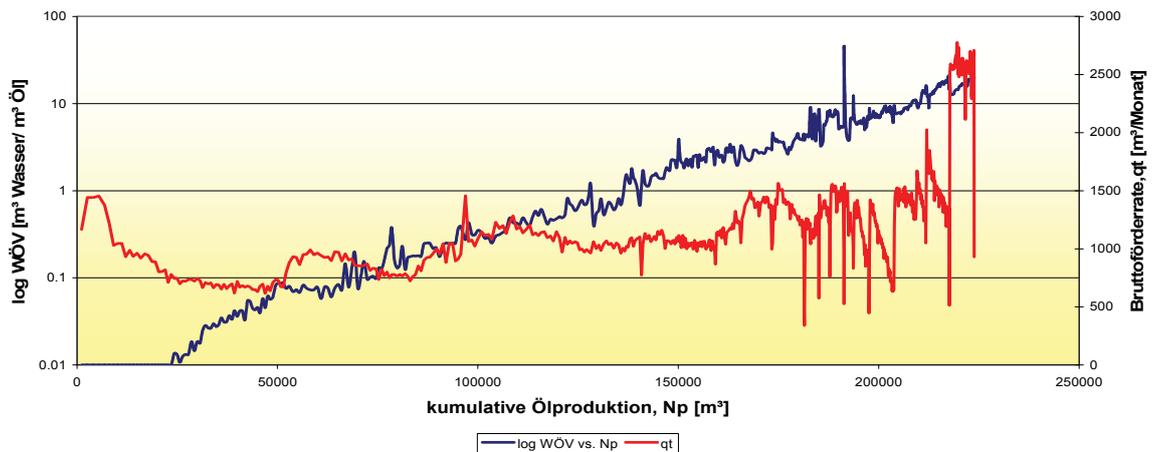


Abbildung 72: Recovery Plot der Sonde Bockfliess 028 zeigt vorteilhafte Verdrängung

Weiters weist diese Sonde den Effekt der sprunghaften Reduktion des WÖVs nach der Bruttoerhöhung auf. Während der letzten bewerteten Bruttoerhöhung beträgt die Produktionsrate durchschnittlich 84.3 [m³/d]. Die Mächtigkeit der perforierten Sublage entspricht 4.5 Metern. Nach GL.27 beträgt die durchschnittliche Geschwindigkeit in einem radialen Abstand von 5 Metern

$$v_L(5[m]) = \frac{q_L[m^3/d]}{2\pi rh} = \frac{84.3[m^3/d]}{2 * \pi * 5[m] * 4.5[m]} = \frac{0.00097[m^3/s]}{141.372[m^2]} = 6.86 * 10^{-6}[m/s].$$

Und setzt man den bereits für die J-Function verwendeten Wert  $\sigma = 0.025$  [N/m] und die Wasserviskosität mit  $\mu_c = 0.0005$  [Pas] zusammen mit der errechneten Emulsionsgeschwindigkeit in GL.24 ein, erhält man den Ca-Nummernwert in einer Entfernung von 5 Metern von der Sonde.

$$Ca - Nummer = \frac{\mu_c * v_{darcy}}{\sigma} = \frac{0.0005 [Pas] * 6.86 * 10^{-6} [m/s]}{0.025 [N/m]} = 1.372 * 10^{-7} [ ]$$

Teilt man das Perforationsintervall, wie in der Johnson Korrelation, hingegen in drei Lagen auf, deren Produktion durch den Anteil am Gesamtfließpotential bestimmt wird, erhält man die folgenden lagenselektiven Produktionsraten und Geschwindigkeiten, wobei die Flussbarrieren nicht zur Lagenhöhe gezählt wurden:

	$(k^*h)/\Sigma(k^*h)$ [Fraktion]	$q_{\text{selektiv}}$ [m <sup>3</sup> /s]	$h$ [m]	$v_{\text{selektiv}} (r=5)$ [m/s]	Ca-Nummer [ ]
1.Lage	0.1317	0.00012775	0.3	1.35546E-05	2.71092E-07
2.Lage	0.1994	0.00019342	0.5	1.23134E-05	2.46267E-07
3.Lage	0.6689	0.00064883	3.1	6.66226E-06	1.33245E-07

Tabelle 9: Lagenselektive Emulsionsgeschwindigkeiten der Sonde Bockfliess 028

Wie aus Tabelle 9 ersichtlich ist, ist die Geschwindigkeit der 1.Lage doppelt so hoch wie die durchschnittliche Emulsionsgeschwindigkeit. Teilt man die Gesamtproduktionsrate auf alle Messintervalle im Perforationsintervall nach dem Anteil am Fließpotential auf, erhält man die Geschwindigkeitsverteilung aufgrund der Permeabilitätsverteilung. Der Unterschied der Geschwindigkeiten ist in Abb.73 dargestellt.

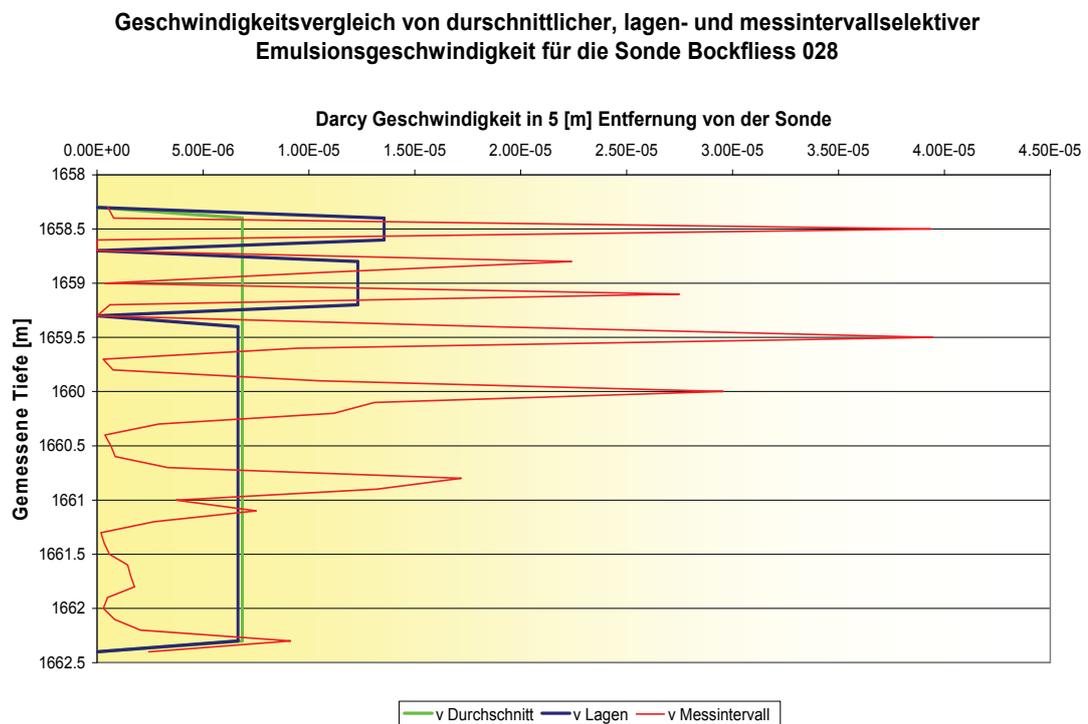


Abbildung 73: Geschwindigkeitsvergleich von durchschnittlicher, lagen- und messintervallselektiver Emulsionsgeschwindigkeit

Dieser Graph verdeutlicht die Tatsache, dass die durchschnittliche Emulsionsgeschwindigkeit in einer heterogenen Formation einen zu geringen Wert für die tatsächliche Geschwindigkeit ergibt. Die höchste Geschwindigkeit im Messintervall beträgt  $3.95 \cdot 10^{-5}$  [m/s] und entspricht einer Ca-Nummer  $= 7.9 \cdot 10^{-7}$ . Betrachtet man für die drei Geschwindigkeitsszenarien die notwendige Erhöhung der maximalen Geschwindigkeit, um in den Bereich Ca-Nummer  $= 1 \cdot 10^{-6}$  in einem Radius von 5 Metern zu gelangen, müsste die Produktionsrate um den Vergrößerungsfaktor in der 4.Spalte von Tabelle 10 erhöht werden.

	vmax (r=5[m]) [m/s]	Ca-Nummer [ ]	VF für Ca=1E-06 bei r=5[m] [ ]	Ca=1E-06 bei r [m]
durchschnittlich	6.86E-06	1.37E-07	7.29	0.69
lagenselektiv	1.36E-05	2.71E-07	3.69	1.36
Messintervall	3.95E-05	7.9E-07	1.27	3.94

Tabelle 10: Notwendige Erhöhung der Geschwindigkeit für die Sonde Bockfliess 028

Aus der letzten Spalte wird ersichtlich, dass sich die Sonde Bockfliess 028 bereits in dem Geschwindigkeitsbereich der höheren Entölung laut Abb.70 bis zu einem maximalen Radius von 4 Metern befindet. Um den Radius in dem Messintervall mit der maximalen Geschwindigkeit auf 5 Meter zu erhöhen, müsste die Produktionsrate um 27% erhöht werden. Wird die durchschnittliche Geschwindigkeit als tatsächliche angenommen, müsste die Rate mehr als versiebenfacht werden, um bei r=5 [m] das Übergangsregime zu erreichen. Wie bereits erwähnt existieren keine Entölungskurven als Funktion der Geschwindigkeit in der OMV. Da aber die Permeabilitäten des Matzener Feldes im Vergleich zu anderen Lagerstätten außerordentlich hoch sind, ist es durchaus möglich, dass die stärkere Abnahme der Restölsättigung bei geringeren Ca-Nummernwerten erfolgt und somit ein größerer Radius effektiver entölt wird.

Würde hingegen eine Sonde eine einheitliche Permeabilität über die Sublage aufweisen, wäre die durchschnittliche Emulsionsgeschwindigkeit, unter der Annahme, dass das Wasser nicht absinkt, repräsentativ für die tatsächliche Geschwindigkeit. Da aber besonders dieser Aspekt den Erfolg einer Bruttoerhöhung festlegt, sollte die Geschwindigkeitsverteilung nicht als einheitlich angenommen werden. Das Auftreten der sprunghaften WÖV Reduktion erfolgt anscheinend in Sonden, die eine Stratifizierung aufweisen. Die einzige Ausnahme ist wiederum die Sonde Matzen 286, deren Permeabilität unter 1 [mD] im gesamten Perforationsintervall liegt. Die restlichen fünf Sonden weisen gering mächtige Lagen mit hohen Permeabilitäten auf, die untereinander durch Flussbarrieren getrennt sind. Dies verringert die Einzugshöhe und die Geschwindigkeit wird erhöht. Weiters ist die Perforation meist durch Flussbarrieren am oberen und unteren Ende abgegrenzt. Da man die tatsächliche Einzugshöhe der Perforation einer Sonde nicht mit Sicherheit weiß, ist der Vergleich der Geschwindigkeiten zwischen den Sonden nicht zu bewerkstelligen. Es kann zwar angenommen werden, dass die 16.TH Sublagen und Kalzitlagen Flusshemmer darstellen, aber die Produktion könnte trotzdem teilweise aus darüber und darunter liegenden Bereichen erfolgen. Nur weil im Log eine niedrig permeable Lage auftaucht, heißt das noch lange nicht, dass diese bis weit in die Formation reicht (außer den Sublagengrenzen) und den vertikalen Fluss verhindert. Zur genauen Bestimmung der Emulsionsgeschwindigkeit in den Lagen müsste man weiters die Relativpermeabilitäten wissen, die sich in Abhängigkeit der Wassersättigung verändern. Die Emulsionsgeschwindigkeit ist also eine Funktion von vielen Parametern, die in dem benötigten Ausmaß und der Genauigkeit nicht vorhanden sind, um die Geschwindigkeiten vergleichen zu können. Die höchsten Emulsionsgeschwindigkeiten werden in heterogenen Formationen mit einer geringen Mächtigkeit auftreten. Die Anwesenheit von Kalzitlagen erhöht die Geschwindigkeit. Da in den erfolgreich bruttoerhöhten Sonden diese

Lagen oberhalb und unterhalb auftreten, werden diese ebenfalls zum Erfolg durch die Geschwindigkeitserhöhung beitragen.

Die Geschwindigkeitszunahme Richtung Perforation in einer Lage, die nur partiell perforiert ist, wird mit dem Modell aus Kapitel 24.1.2 in Anhang B, Abb.76, in Betracht gezogen. D.h. die Geschwindigkeitszunahme aufgrund der Flusslinienverengung wird über einen Radius erfolgen, der sich aus dem Abstand der Perforationsober- und unterkante von den Lagengrenzen und dem Verhältnis  $\frac{K_{hor}}{K_{vert}} = 2.43$  ergibt. Für den Zustand in Abb.76 verändert

sich die Höhe mit dem Radius im bohrlochnahen Bereich folgend:

Radiale Distanz [m]	$\Delta h$ Oberkante [m]	$\Delta h$ Unterkante [m]	$\Sigma h$ [m]
0	0	0	2
1	0.41	0.41	2.82
2	0.82	0.82	3.65
3	1.23	1.23	4.47
4	1.65	1.65	5.29
5	2.06	2.06	6.12
6	2.47	2.47	6.94
7	2.88	2.88	7.76
8	3.00	3.29	8.29
9	3.00	3.70	8.70
10	3.00	4.12	9.12
11	3.00	4.53	9.53
12	3.00	4.94	9.94
13	3.00	5.00	10.00

Tabelle 11: Verringerung der Einzugshöhe Richtung Perforation durch die Verengung der Flusslinien

D.h. für diese Sonde wäre die Sublagenhöhe nach fast 13 Metern erreicht. Innerhalb dieses Radius wird die Emulsionsgeschwindigkeit neben der Verringerung des Radius durch die Höhenabnahme Richtung Perforation erhöht. Für die Sonde Bockfliess 080 sind die Geschwindigkeitskurven über den radialen Abstand in Abb.74 auf der nächsten Seite illustriert. Dabei werden drei Szenarien unterschieden:

- Szenario 1: die Einzugshöhe entspricht der 16.TH-Sublagenmächtigkeit.

$$h_{\text{Sublage}} = 12.4 \text{ [m]}$$

- Szenario 2: die Einzugshöhe entspricht dem Abstand der "Harten Lagen", die sich oberhalb und unterhalb der Perforation befinden und das Intervall einschränken.

$$h_{\text{harte Lage}} = 7.7 \text{ [m]}$$

- Szenario 3: die Einzugshöhe entspricht der Perforationslänge.

$$h_{\text{Perforation}} = 2.5 \text{ [m]}$$

Dabei wurde die Geschwindigkeitszunahme für die Szenarien 1 und 2 Richtung Perforation mit der Beziehung aus Tabelle 11 berechnet. Die Radien ab denen die Höhenabnahme die Geschwindigkeit erhöht sind ebenfalls in Abb.74 eingezeichnet.

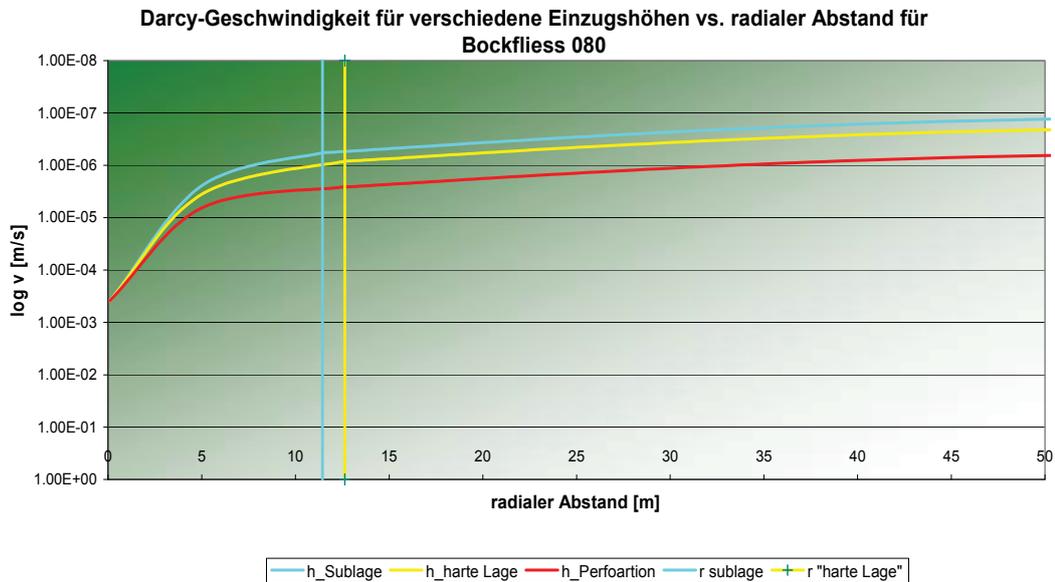


Abbildung 74: Geschwindigkeit als Funktion des Radius für drei Mächtigkeitsszenarien in der Sonde Bockfliess 080

Die dargestellten Geschwindigkeiten entsprechen den durchschnittlichen. Betrachtet man die Permeabilitätsverteilung dieser Sonde im Anhang A wird klar, dass die Geschwindigkeit im oberen Bereich mit Sicherheit höher ist, da das Perforationsintervall durch das Einbrechen niedriger permeabler Lagen geprägt ist und die Sublagenpermeabilität Richtung Lageunterkante abnimmt. Aufgrund der partiellen Penetration, im Gegensatz zur Sonde Bockfliess 028, kann nicht bestimmt werden, welcher Anteil der Produktion aus dem unteren Bereich kommt. Folgend ergibt die durchschnittliche Emulsionsgeschwindigkeit einen zu geringen Wert im oberen Bereich. Unter der idealisierten Annahme, dass die Emulsionsgeschwindigkeit einheitlich über die Lagenhöhe verteilt ist, können die Parameter auf der rechten Seite von GL.27 mit den in Anhang B vorgestellten Berechnungsmethoden analytisch evaluiert werden. Diese Methoden sollten speziell zur Ermittlung des Zuflusses bzw. Produktivitätsindex einer Sonde verwendet werden.

## 16.2 Schlussfolgerungen

Die Berechnung der tatsächlichen Emulsionsgeschwindigkeit ist sehr komplex und kann nur unter sehr idealisierten Annahmen getätigt werden. In diesem Kapitel wurde die Darcy-Geschwindigkeit und nicht die Porengeschwindigkeit berechnet, da diese zur Ermittlung der Ca-Nummer verwendet wird. Die Porengeschwindigkeit im Matzener Feld wird bei  $\phi < 0,333$

mindestens 3-mal so hoch sein wie die Darcy-Geschwindigkeit. Die Sonde Bockfliess 028 stellt meiner Interpretation nach den repräsentativsten Fall für die Emulsionsgeschwindigkeit dar, da der Recovery Plot einen konstant linearen Trend seit Produktionsbeginn zeigt. Folgend kann angenommen werden, dass die Emulsionsviskosität und die Relativpermeabilität in den einzelnen Lagen gleich ist. Weiters kommt es nicht zur Ausbildung eines "Gravity-Segregated Layer" und die Zusammensetzung der Emulsion kann annähernd konstant über die Lagenhöhe angenommen werden. Die durchschnittliche Emulsionsgeschwindigkeit nach der Formel  $q_L = v_L(r) * 2\pi rh$  gibt in heterogenen Formationen zu pessimistische Resultate. In homogenen, mächtigen Sublagen wird die Geschwindigkeit Richtung Basis zunehmen, da die Viskosität durch den höheren Wasseranteil zunimmt. Deshalb ist auch in diesem Fall die durchschnittliche Emulsionsgeschwindigkeit nicht repräsentativ für die Geschwindigkeitsverteilung. Die sprunghafte und kurzzeitige Reduktion des WÖVs kann durch die Produktion einer Ölbank erklärt werden, die auf die stärkere Entölung im bohrlochnahen Bereich zurückzuführen ist. Die Ca-Nummernwerte wurden für die Sonde Bockfliess 028 in einem Abstand von 5 Metern von der Sonde ermittelt. Das im Modell festgelegte Übergangsregime bei der Ca-Nummer= $1 * 10^{-6}$  wird bei diesem Radius nicht erreicht. Die höchste Emulsionsgeschwindigkeit im Perforationsintervall dieser Sonde erreicht den Übergangswert innerhalb eines Radius von 4 Metern um die Sonde. Das Phänomen der sprunghaften Reduktion des WÖVs beschränkt sich meiner Meinung nach auf die bewerteten Sonden, die folgende Merkmale aufweisen, da sie die Geschwindigkeit erhöhen:

- definierte Lagerung
- die Lagen sind durch Flussbarrieren getrennt
- die einzelnen Lagenmächtigkeiten sind geringer als 1 Meter
- das Perforationsintervall sollte nahe der Ober- und Unterkante durch Flussbarrieren abgegrenzt sein.

Je geringer das Perforationsintervall ist und die oben genannten Punkte aufweist, desto eher wird diese Sonde in dem gewünschten Geschwindigkeitsbereich liegen. Sonden, die sich in der Nähe einer nicht kommunizierenden Störung befinden, werden ebenfalls eine höhere Geschwindigkeit aufweisen und den angestrebten Bereich bei bereits niedrigeren Produktionsraten erreichen. Sonden, die keine sprunghafte Reduktion des WÖVs aufweisen, befinden sich meiner Interpretation nach im Bereich der geringeren Entölung. Der Einfluss der Produktionsrate kann speziell bei Sonden mit der Förderart Gestängetiefpumpe beobachtet werden. Der Wirkungsgrad einer Pumpeneinheit untertage nimmt nach längere Betriebszeit aufgrund von Sandproduktion, Pumpenverschleiß, etc. ab, die Fördermenge sinkt und es wird eine Sondenbehandlung durchgeführt. Nimmt die Steigung des WÖVs in dem Zeitraum der abnehmenden Bruttonrate zu, ist dieses Verhalten indikativ (wenn kein Casingschaden besteht) für die niedrigere Entölung aufgrund der niedrigeren Geschwindigkeit.

Der Erfolg einer Bruttoerhöhung hängt, wie bereits im vorigen Kapitel bewiesen wurde, von der Permeabilitätsverteilung ab. Befindet sich die Bruttoerhöhung im Geschwindigkeitsbereich der geringeren Entölung, wird durch die Fazies Coarsing Upwards ein größerer Bereich einheitlicher entölt. Dadurch nimmt die Ölproduktion im Verhältnis zur Wasserproduktion zu und das WÖV steigt mit einer geringeren Rate an. Im Fining Upwards Szenario erhöht sich die Geschwindigkeit und die Restölsättigung nimmt ebenfalls ab, aber nur in demselben Bereich wie vor der Erhöhung. Folgend wird die Entölung nicht ausreichen, um die Wasserproduktion verhältnismäßig zu verringern. Diese Überlegung unterstreicht die Schlussfolgerungen des vorigen Kapitels.

Ist eine Sonde nur teilweise in einer Lage perforiert, muss ein Komplettierungsskin in Betracht gezogen werden. D.h. man erhält einen zusätzlichen Druckverlust, der wiederum die Geschwindigkeit erniedrigt, wenn die Lagenmächtigkeit groß ist. Die in Anhang B vorgestellten analytischen Berechnungsmethoden sind zur Ermittlung des Komplettierungsskin (unter der Annahme, dass die Einzugshöhe einer Perforation bekannt ist) und des Druckgefälles für die allgemeine Anwendung zulässig. Die Berechnung der Gesamtrelativpermeabilität und der Emulsionsviskosität kann nur unter der idealisierten Annahme getätigt werden, dass diese beiden Parameter über die gesamte Mächtigkeit konstant sind.

## **17 Untersuchung der bruttoerhöhten Sonden mit abnormalen Produktionsverhalten**

Bis zu diesem Zeitpunkt wurde hauptsächlich der Einfluss der Ratenerhöhung auf die vertikale Entölungseffizienz untersucht. Wie bereits erwähnt, kann mit Hilfe der vorliegenden Logs, keine Auskunft über die areale Heterogenität gegeben werden. Da aber der Erfolg einer Bruttoerhöhung von der vertikalen und der arealen Entölungseffizienz abhängt, wird in diesem Kapitel versucht die Änderung der arealen Entölung durch den Vergleich des Produktionsverhaltens zwischen den Sonden zu bestimmen. Ein abnormales Produktionsverhalten im Sinne dieser Diplomarbeit ist vorliegend, wenn:

- die Ölrate einer Sonde über einen langen Zeitraum steigend ist.
- unterschiedliche Plateaubildungen bei konstanter Bruttoreate erfolgen.
- plötzliche Steigungsänderungen mit einem konstanten Anstieg bei konstanter Bruttoreate erfolgen.

Wie in Kapitel 13.2. beschrieben wurde, können benachbarte Sonden und Veränderungen der Injektionsrate den WÖV Trend einer Sonde beeinflussen. Weiters ist speziell im westlichen Teil des Feldes 216 PE 10 der Sondenabstand sehr gering und unterschreitet in manchen Fällen sogar 200 Meter. Folgend werden sich die Wirkungsradien vieler Sonden, die im selben Horizont perforiert sind, überschneiden und gegenseitig in ihrer Ausdehnung einschränken. Sonden, in denen der Anstieg des WÖVs vor und nach der Bruttoerhöhung negativ ist, wurden als erfolgreich bewertet. Der Grund für die lang ansteigende Ölrate, kann prinzipiell durch die Produktion einer Ölbank, die irgendwo ihren Ursprung haben muss, oder durch eine Neukonfiguration der "Sweep Water" Flusslinien erklärt werden, die in Richtung einer anderen Drucksenke verlaufen. Die Entölung im bohrlochnahen Bereich dermaßen zu erhöhen, dass das WÖV über einen Zeitraum von mehr als 6 Monaten stetig reduziert wird, ist bei den vorliegenden Geschwindigkeiten nicht möglich.

Als Analysewerkzeug wird wiederum das WÖV verwendet. Somit wird für jede in Betracht gezogene Sonde das WÖV linear über die Zeit aufgetragen und mit dem der zu untersuchenden Sonde überlagert, um einen graphischen Vergleich zu erzielen. Weiters wird die Bruttoförderrate linear über die Zeit auf einer separaten y-Achse im selben Graphen aufgetragen, um auch die Ratenabhängigkeit zu untersuchen. Das Resultat dieser Analyseverfahren sollte Auskunft über den Überschusswassermechanismus "Poor Areal Sweep" geben. Würde man den Recovery Plot erzeugen und mit einer anderen Sonde überlagern, kommt die Problematik zum Tragen, dass die kumulative Ölproduktion für jede

Sonde zu einem anderen Zeitpunkt beginnt und somit die zeitlich richtige Überlagerung erschwert. Die Vorgehensweise ist wie folgt:

- Bestimmung der Sonden, die die zu untersuchende Sonde radial umgeben.
- Feststellung des Perforationshorizontes in den umgebenden Sonden.
- Sind diese in der gleichen Lage perforiert müssen diese Sonden als Einflussquellen herangezogen werden.
- Sind benachbarte Sonden in einer Lage darunter bzw. darüber perforiert und ist die Abgrenzungsschicht im Micro-Resistivity Log nicht zu erkennen, müssen diese Sonden als eventuelle Einflussquellen in Betracht gezogen werden.
- Waren benachbarte Sonden in derselben Lage perforiert und sind entweder liquidiert oder aufgewältigt worden, muss der Zeitpunkt der Liquidation oder der Neuperforation, im Graphen der zu untersuchenden Sonde gekennzeichnet werden.

Meistens ist es sinnvoll maximal drei Sonden zu überlagern und somit sechs Kurven (3 WÖV Kurven und 3 Bruttofratenkurven) im Graphen zu erzeugen, da die Übersichtlichkeit sonst nicht gegeben ist.

## **17.1 Bockfliess 080**

Diese Sonde ist in der 16.TH-3\_S Sublage perforiert. Die umgebenden Sonden produzieren zurzeit alle aus einer anderen Sublage und die Lagengrenzen sind vorhanden. Anfang 2004 wurde die einzige Sonde, Bockfliess 023, die ebenfalls aus der Sublage 16.TH-3\_S produzierte, in die Sublage 16.TH-2\_S aufgewältigt. Die Elimination der Sonde Bockfliess 023 aus derselben Lage hatte auf die Sonde Bockfliess 080 keinen Effekt. Aus diesem Grund können die beiden Plateaubildungen bei annähernd konstanter Bruttofraterrate dem Durchbruchverhalten zweier im Perforationsintervall vorhandener Lagen zugerechnet werden, veranschaulicht in Abb. 75.

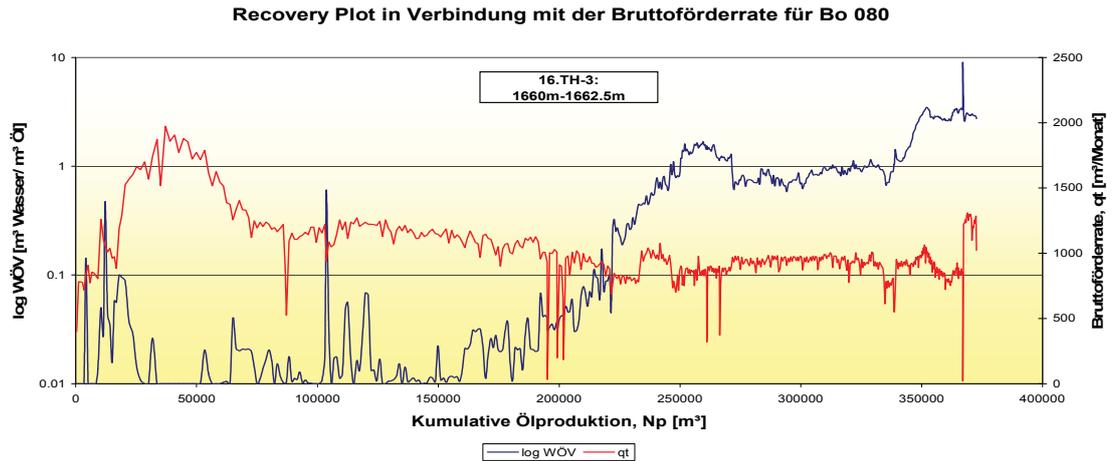


Abbildung 75: Geringer Abfall des WÖVs aufgrund des Lagendurchbruchs in der Sonde Bockfliess 080

Das WÖV nimmt seit der letzten Ratenerhöhung gering ab und wurde deshalb als erfolgreich bewertet. Aus Abb.75 ist ersichtlich, dass bereits der 1.Lagendurchbruch dieses Verhalten aufwies. Deshalb ist meiner Interpretation nach der Abfall des WÖVs ein Resultat dieses Lagendurchbruchs.

## 17.2 Bockfliess 085

Diese Sonde zeigt seit Oktober 1995 ein fallendes WÖV und ist von dem Wasserinjektor Ma F 253 durch drei Sonden, die in derselben Sublage perforiert sind, abgetrennt. Dieser Injektor presst Wasser in die Sublagen 16.TH-2\_S, 16.TH-3\_S und 16.TH-4\_S ein. Der Hauptanteil des eingepressten Wassers wird die natürlichen Kanäle bis zu den zwei Sonden, Bockfliess 035 und 037 entlang fließen und durch diese produziert werden, veranschaulicht in Abb.76. Das Wasser wird sich hauptsächlich in dem blau umrandeten Bereich ansammeln.

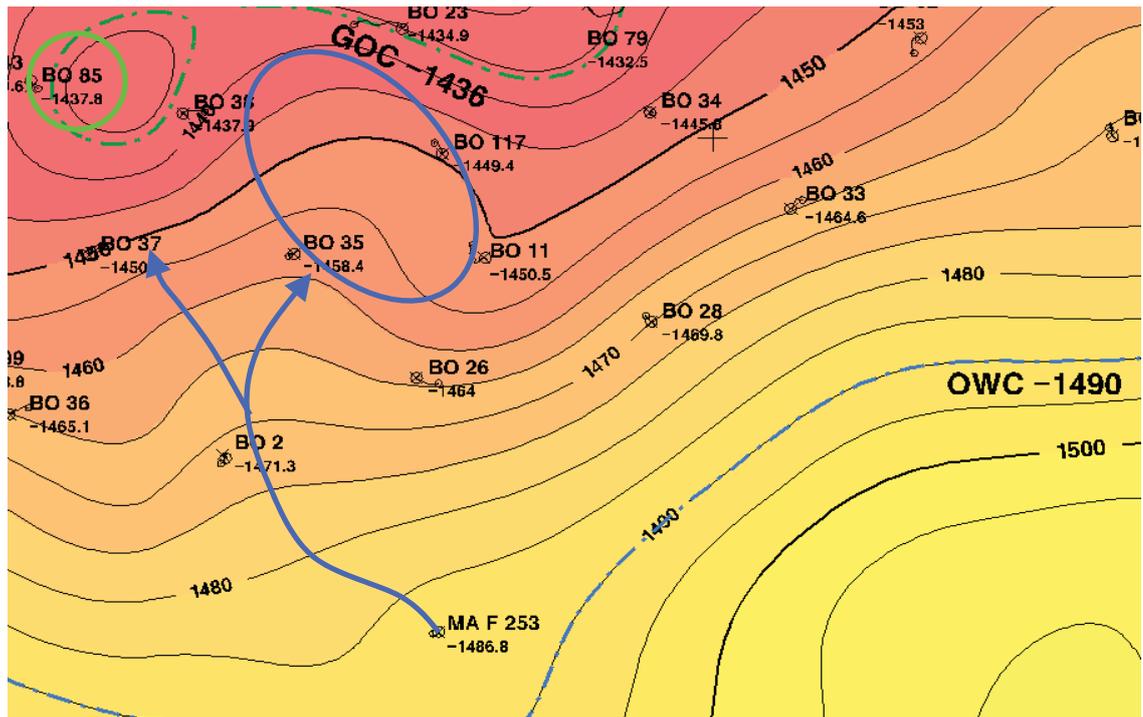


Abbildung 76: Hauptanteil des durch MA F 253 eingepressten Wassers folgt dem natürlichen Kanal

D.h. die areale Entölung durch das "Sweep Water" beschränkt sich zum größten Teil auf diesen Kanal und den Einzugsradius der Sonden in Richtung von diesem. Das ausschlaggebende Ereignis für den Anstieg der Ölrates in der Sonde Bockfliess 085, war eine Bruttoreatenerhöhung in der Sonde Bockfliess 035 im September 1995 (orange Kurve in Abb.77). Demnach zu urteilen wurde ein Teil des "Sweep Water" der Sonde Bockfliess 085 von der Sonde Bockfliess 035 übernommen. Während des Stillstands der Sonde Bockfliess 038 im Dezember 1992, sammelte sich Wasser an, da sich diese am Ende des Kanals befindet. Nach der Inbetriebnahme dauerte es ungefähr zwei Jahre bis diese Sonde wieder ihren eigentlichen WÖV Trend zeigte. Während dieser zwei Jahre wurde meiner Interpretation nach das angesammelte Wasser abgesaugt bis sich wieder der ursprüngliche Zustand einstellte, was den Abfall des WÖVs erklärt.

## Produktionsvergleich Bo 035, Bo 038 und Bo 085

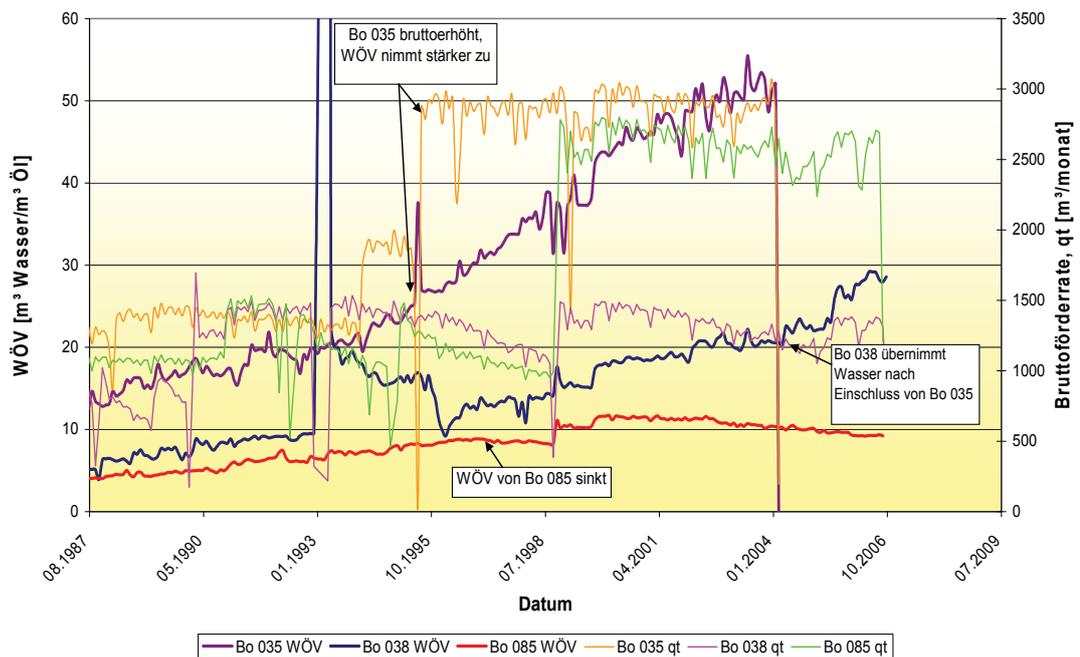


Abbildung 77: Produktionsvergleich der Sonden Bockfliess 035, 038 und 085

D.h. nach diesen zwei Jahren wurden die Flusslinien rekonfiguriert und das Gleichgewicht zwischen Transportrate zur Sonde und Lagerstättenentnahme wurde wieder erreicht. Diese zwei Ereignisse, Bruttoerhöhung in der Sonde Bockfliess 035 und Produktionsgleichgewicht in der Sonde Bockfliess 038, führten zum Anstieg der Ölrates in der Sonde Bockfliess 085. Weiters wurde die Sonde Bockfliess 035, die sich direkt in dem geologischen Kanal befindet, im Februar 2004 in die 16.TH-1\_S Sublage aufgewältigt. Das von dieser Sonde bis zu diesem Zeitpunkt produzierte Wasser wurde in Richtung Bockfliess 085 weiter zu den Sonden Bockfliess 037 und 038 verdrängt, was sich durch die Zunahme der Steigung des WÖVs in Abb.77 zeigt. Die Zunahme in der Sonde Bockfliess 037 war geringer. Folgend ist der Anstieg der Ölrates in der Sonde Bockfliess 085 nicht der Bruttoerhöhung zu zuteilen, sondern der besseren arealen Entölungseffizienz. Durch die Bruttoerhöhung im Dezember 1998 erhöhte sich das WÖV sprunghaft auf einen höheren Wert, während das WÖV der Sonde Bockfliess 037 plötzlich zu sinken begann. D.h. die optimale Produktionsrate der Sonde Bockfliess 085 wird, neben der vertikalen Permeabilitätsverteilung, von der arealen Heterogenität und den Produktionsraten der Sonden Bockfliess 037 und 038 bestimmt.

## 17.3 Bockfliess 117

Diese Sonde liegt ebenfalls im Einflussbereich des Injektor Ma F 253 und ist von diesem durch die Sonden Bockfliess 035 und Bockfliess 011 abgegrenzt. Durch die Bruttoreatenerhöhung in der Sonde Bockfliess 035 im September 1995 wurde, ähnlich der

Sonde Bockfliess 085, ein Teil des "Sweep Water" der Sonde Bockfliess 117 übernommen, wie in Abb.78 durch die plötzliche Steigungsänderung ersichtlich ist.

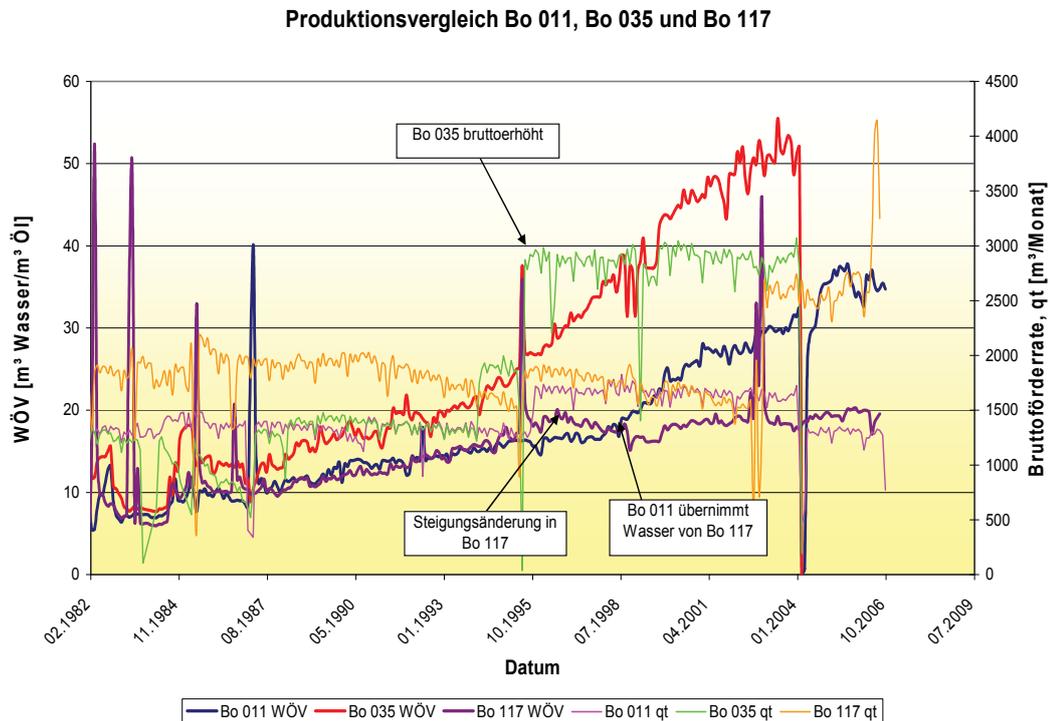


Abbildung 78: Produktionsvergleich der Sonden Bockfliess 011, 035 und 117

Ab August 1998 steigt das WÖV in der Sonde Bockfliess 011 stärker an, während das WÖV der Sonde Bockfliess 117 annähernd konstant bleibt. Die Sonden Bockfliess 011 und 035 wurden beide im Februar 2004 aufgewältigt, wobei die Sonde Bockfliess 035 in der Sublage 16.TH-1\_S und die Sonde Bockfliess 011 in den Sublagen 16.TH-1\_S und 16.TH-2\_S perforiert ist. Der Anteil der Perforation an der 16.TH-2\_S Lage beträgt lediglich 25%. Seit diesen beiden Reperforationen steigt das WÖV in der Sonde Bockfliess 117 wieder mit geringer Rate an. Da sich nun keine Produktionssonde mehr zwischen der Sonde Bockfliess 117 und dem Wasserinjektor Ma F 253 befindet, muss damit gerechnet werden, dass das WÖV in der Sonde Bockfliess 117 in naher Zukunft stärker ansteigen wird und durch eine weitere Bruttoreatenerhöhung das Injektionswasser noch schneller in diese Sonde produziert wird.

## 17.4 Matzen 078

Diese Sonde ging im Dezember 1997 erstmals im 16.TH in Betrieb. Bereits nach einem Jahr erfolgte der Wasserdurchbruch und das WÖV stieg bis April 2002 auf einen Wert von zehn an. Seitdem zeigt diese Sonde ein fallendes WÖV. Da die Sonden im östlichen Teil der Produktionseinheit 216 PE 10 teilweise oberhalb des GÖKs perforiert sind, kann es unter Umständen zur Produktion peripherer gering voluminöser Gaskappen kommen, die sich im Laufe der Zeit ausgebildet haben. Während der Produktion dieser Gasblasen, blockt das Gas

das Öl ab und verhindert bzw. verringert somit die Ölproduktion. Sobald das Gas produziert worden ist, wird die Ölrate stärker ansteigen. Dieses Verhalten ist meiner Interpretation nach der Grund für das Abfallen des WÖVs in der Sonde Matzen 078. In Abb.79 ist ersichtlich, dass der Rückgang des GÖVs mit einer Verringerung der Verwässerung bzw. des WÖVs einhergeht.

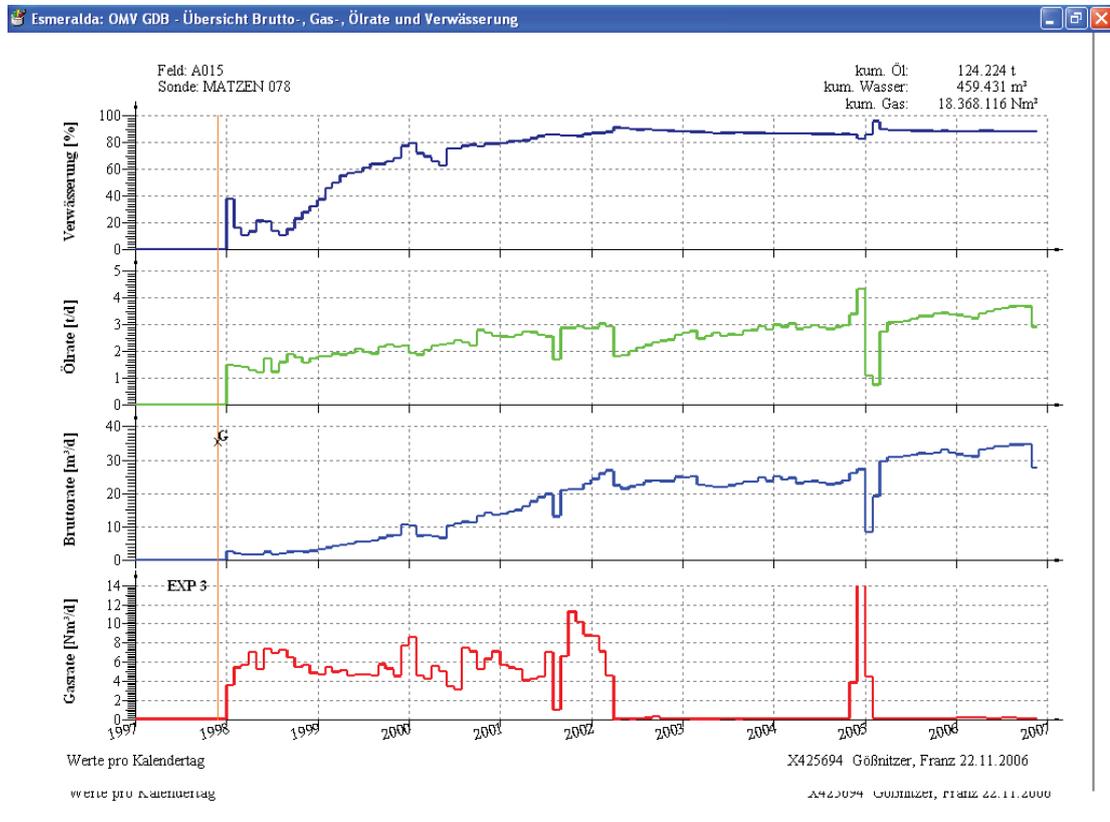


Abbildung 79: Nach der Produktion einer Gaskappe sinkt WÖV in der Sonde Matzen 078

## 17.5 Matzen 175

Diese Sonde befindet sich am Ende eines natürlichen Kanals, der in der Sonde Matzen 175 endet. Folgend wird sich die diesen Kanal entlang fließende Wassermenge, während eines Stillstandes der Sonde, akkumulieren. Im Falle der Sonde Matzen 175 dauerte der letzte Stillstand ca. sechs Wochen. Während dieses Zeitraums hat sich Wasser angesammelt, welches das hohe WÖV direkt nach der Inbetriebnahme erklärt. Der Kanal und die Lokation der Sonde Matzen 175 in diesem ist in Abb.80 veranschaulicht.

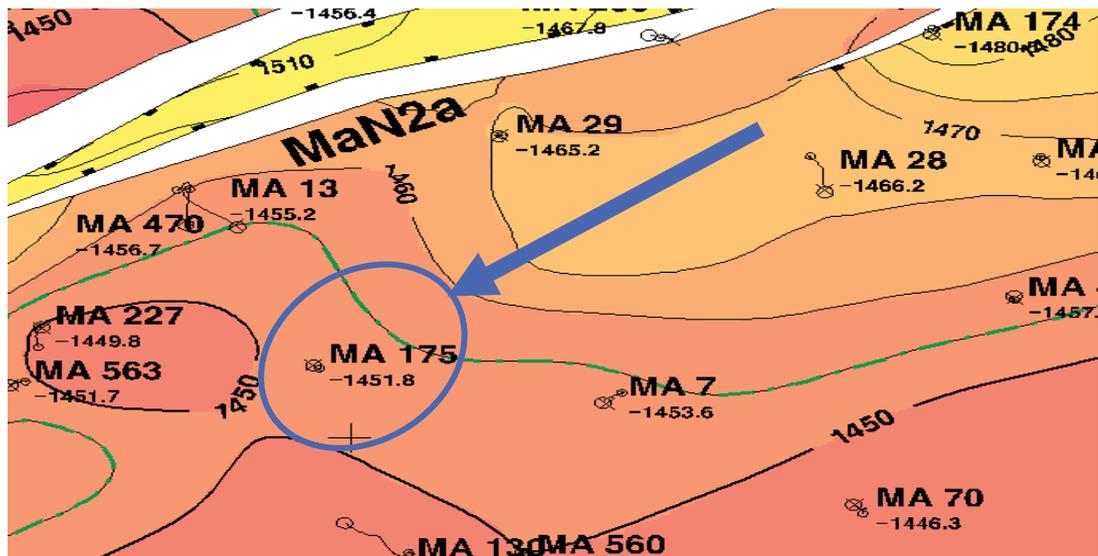


Abbildung 80: Wasser folgt natürlichem Kanal an dessen Ende es sich im Bereich der Sonde Matzen 175 akkumuliert.

Das Ansteigen der Ölrate ist wiederum das Resultat des Abförderns des Wassers bis das Gleichgewicht zwischen Transportrate an die Sonde und Lagerstättenentnahme erreicht ist. D.h. das WÖV wird sich in naher Zukunft wieder mit einer konstanten Rate, ähnlich dem Anstieg der WÖV Kurve vor dem Stillstand, erhöhen. Dieser Zustand ist in Abb.81 veranschaulicht. Die rote Linie zeigt den eigentlichen WÖV Trend vor dem Stillstand. Nach der Inbetriebnahme begann die Produktion bei einem WÖV von 50 und nimmt seitdem kontinuierlich ab. Die letzte Bruttoerhöhung wurde als erfolgreich bewertet, da die Steigung weiterhin negativ ist. Meiner Interpretation nach wird sich bis zur Erreichung der schwarzen linearen Kurve in Abb.81 das WÖV weiterhin verringern und dann wieder mit einer relativ konstanten Rate ansteigen. Ein ähnliches Verhalten zeigte die Sonden Matzen 175 bereits nach dem Stillstand im Juli 1992, der aber nur wenige Tage betrug.

Recovery Plot für die Sonde Matzen 175

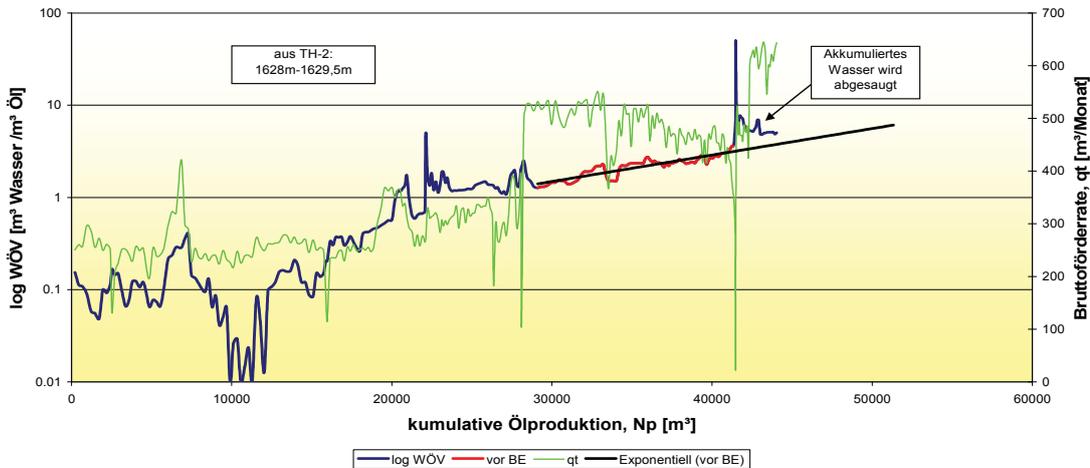


Abbildung 81: Nach Stillstand der Sonde Matzen 175 wird akkumuliertes Wasser abgesaugt

## 17.6 Schlussfolgerungen

In diesem Kapitel wurde anhand von fünf Sonden gezeigt, dass ein langzeitiges Ansteigen der Ölrate in einer bruttoerhöhten Sonde nicht durch die Bruttoförderratenerhöhung in dieser Sonde erreicht wird. Die negative Steigung der WÖV Kurve in den oben untersuchten Sonden im Bereich Bockfliess, hat folgende Gründe:

- Die Nachbarsonden, die sich näher zu dem Wasserinjektor Ma F 253 befinden, wurden bruttoerhöht.
- Eine Nachbarsonde wurde aufgewältigt und die Neukonfiguration der Flusslinien des "Sweep Water" begünstigte das WÖV in der bewerteten Sonde, aber nicht das der Nachbarsonden, die in derselben Lage perforiert sind.

Da im Bereich Matzen der Abstand der Sonden zueinander größer ist und bereits viele Sonden liquidiert wurden, ist der Einfluss der Sonden untereinander zwar vorhanden, aber in einem geringeren Ausmaß und deshalb auch schwieriger zu deuten. Der Abfall des WÖVs kann folgend erklärt werden:

- Produktion gering voluminöser Gasblasen blockt Öl ab. Nach deren Produktion steigt die Ölrate bzw. das WÖV fällt.
- Befindet sich eine Sonde am Ende eines natürlichen Kanals, akkumuliert sich während eines Stillstandes Wasser. Dieses Wasser wird nach der Inbetriebnahme abgefördert bis das eigentlich Gleichgewicht zwischen Wassertransportrate an die Sonde und Produktionsrate wieder hergestellt ist. Danach steigt das WÖV wieder an.

Folgend sollte man bevor eine Bruttoerhöhung durchgeführt wird, das WÖV Verhalten der respektiven Sonde mit dem der Nachbarsonden vergleichen und auf Gemeinsamkeiten wie Sprünge und Steigungsänderungen im Recovery Plot achten. Mit Hilfe der geologischen Karten könnten eventuelle Kanäle identifiziert und der bevorzugte Weg des Wassers bestimmt werden. Sonden die nach einem Stillstand ein erhöhtes WÖV aufweisen, das nach der Inbetriebnahme kontinuierlich auf den Wert vor dem Stillstand verringert wird, wirken als Auffangbecken für das Wasser. Die Dauer des Stillstands sollte in solchen Sonden so kurz wie möglich sein.

Sonden, die bereits einen gewissen Einfluss auf die Nachbarsonden zeigen und im Einflussbereich einer Injektionssonde stehen, sollten ohne nähere Analyse mittels Lagerstättensimulation nicht erhöht werden. Umgeben Sonden einen Kanal oder befinden sich in diesem, müssen die Bruttonraten aller Sonden in einer Weise optimiert werden, die eine maximale areale Flutung erzeugen. Würde die Verwässerung der bruttoerhöhten Sonde aufgrund der Förderratensteigerung sinken, während die Verwässerung in den umliegenden Sonden ansteigt, würde diese Bruttonatenerhöhung global gesehen wahrscheinlich nicht erfolgreich sein. Erschwerend für das Verständnis der arealen Verteilung des "Sweep Water"

ist, neben der Geologie (Heterogenität), ein lokal variierender Lagerstättendruck (Anhang B). Folgend wird es ebenfalls mithilfe von Lagerstättensimulationen schwierig sein möglichst genau zu evaluieren, welche Wassermengen wo Zugang finden. Zum einen wird das Aquiferwasser aufgrund des starken Aquifers sowohl über die unteren als auch über die oberen Sande in den Abschnitt 216 PE 10 eingebracht. Zum anderen wird Wasser über sieben Injektoren eingepresst, die die Druckaufrechterhaltung bewerkstelligen sollen. D.h. die Wasserflutung dient der Ausbalancierung der Lagerstättenentnahme und wurde im ursprünglichen Sinn nicht dazu verwendet eine einheitliche Verdrängung zu erzeugen. Ein weiterer Schritt in Richtung Erhöhung der kumulativen Ausbeute wäre somit der Aufbau eines geeigneten Injektionsmusters, welches, neben der Druckaufrechterhaltung, den maximalen "areal Sweep" bewirkt. Auf jeden Fall sollte verhindert werden, dass das Flutwasser durch Förderratenerhöhungen und Einschlüsse von Sonden in der Lagerstätte hin und her jongliert wird und somit denselben Bereich mehrmals flutet.

## 18 Konklusion

In den bewerteten Sonden des Abschnittes 216 PE 10 treten folgende Überschusswassermechanismen auf:

- Geflutete Lage ohne Crossflow
- Geflutete Lage mit Crossflow
- Schwerkraftbedingt separierte Lage
- Coning
- Poor areal Sweep

Die Akkumulation von Wasser während des Stillstandes ist eine Ursache der Kanalisation des Wassers und wird deshalb unter dem Überschusswassermechanismus "Poor areal Sweep" eingeordnet.

Ist die Permeabilitätskonfiguration und der Abstand zu einer Lagenunterkante günstig, können die ersten drei Überschusswasserprobleme vorteilhaft für die Bruttoerhöhung genutzt werden, indem die Geschwindigkeitsverteilung verbessert und die Geschwindigkeit erhöht wird. Coning tritt meiner Interpretation nach in zwei Sonden eindeutig auf, wobei beide direkt an einer Lagenunterkante perforiert sind und deshalb "Edge-Water Coning" aufweisen. Ist die Perforation mehr als 3 Meter von einem Lagenübergang entfernt und die Permeabilität im Perforationsintervall und darunter einheitlich hoch, wurden diese Sonden erfolgreich bewertet. Basierend auf den bewerteten Bruttoeraten dieser Sonden sollte man die Förderaten bis maximal 100-150 [m<sup>3</sup>/d] erhöhen, jedoch muss man sich vor Augen halten, dass diese früher oder später Coning zeigen werden. Je höher die Permeabilität und der Abstand zu einer Lagenunterkante sind, desto höher wird die kritische Coningrate sein. In den erfolgreich bewerteten Sonden sollte die Permeabilität in der gesamte Lage zwischen 2000 und 5000 [mD] liegen. Ebenfalls erfolgreich waren Bruttoerhöhungen, wenn die Permeabilität unter der Perforation größer als 1000 [mD] ist.

Befindet sich die Perforationsunterkante direkt an einer kontinuierlichen Flussbarriere (Sublagengrenzen) scheint die Permeabilitätsverteilung den Erfolg einer Bruttoerhöhung zu bestimmen. Droht keine direkte Kommunikation mit einem Injektor, sind jene Sonden Erfolg versprechend, die die Fazies Coarsing Upwards im Perforationsintervall aufweisen. Je stärker die Permeabilität Richtung Perforationsoberkante zunimmt, desto höher könnte die Sonde bruttoerhöht werden. Die Zunahme der Permeabilität sollte zwischen 1000 und 1600 [mD] pro Meter betragen, wobei die Perforationsunterkante direkt an einer isolierenden Lagenunterkante gesetzt sein sollte. Für den weiteren Verlauf dieses Kapitels wird der Begriff Coarsing Upwards stellvertretend für diese quantitative Permeabilitätszunahme verwendet. D.h. die maximale Permeabilität, die in der Produktionseinheit 216 PE 10 auftritt wird mit diesem Coarsing Upwards Trend nach 3-5 Metern erreicht sein. Noch vorteilhafter scheint

diese Fazies, wenn die über der Perforationsoberkante liegende Formation nicht durch eine Flussbarriere abisoliert ist und diese eine gleiche oder größere Permeabilität als das Perforationsintervall besitzt. Der Grund könnte sein, dass das "Sweep Water" bei hohen Raten weiter in den über der Perforation liegenden Bereich eintreten kann und somit mehr Öl mit Hilfe des Wassers transportiert wird. Diese Überlegungen basieren auf der Annahme, dass das Verdrängungswasser entlang einer Sublagengrenze fließt, die unter der Perforation bzw. direkt an der Perforationsunterkante situiert ist.

Ist das Perforationsintervall stratifiziert bzw. durch Flussbarrieren geprägt, die nicht die 16.TH Sublagengrenzen darstellen, muss deren areale Ausbreitung und Kontinuität bekannt sein, um eine Aussage auf den Erfolg einer Bruttoerhöhung zu tätigen. In dieser Diplomarbeit wurde die Johnson Korrelation für den Nachweis der Lagerung verwendet. Aufgrund der Einschränkungen der Johnson Korrelation, kann diese Methode nur unter bestimmten Bedingungen angewandt werden. Zur genauen Evaluierung der Kontinuität der Lagen und Kommunikation zwischen den Lagen müssten selektive Fließtests durchgeführt werden. Sind die Lagen durch Flussbarrieren getrennt und bis zu einem Injektor vorhanden, ist deren Lage im Perforationsintervall für die Bruttoerhöhung nicht relevant, da diese absteigend nach ihrem Fließpotential verwässern werden. Zieht man jedoch einen bestimmten Crossflow in Betracht, der in einiger Entfernung von der Sonde stattfindet, ist die Verwässerung der einzelnen Lagen neben dem Fließpotential durch die Schwerkraft geprägt. Deshalb sollte das Fließpotential der Lagen Richtung Perforationsoberkante zunehmen, um diesem Effekt vorzubeugen und die Erfolgswahrscheinlichkeit einer Förderratensteigerung zu erhöhen. Ist eine Thief-Lage im oberen Bereich der Perforation anwesend, die mit einem niedrig permeablen unteren Bereich kommuniziert, muss ebenfalls der Aspekt der optimalen Rate bei der die Geschwindigkeitsverteilung einheitlich ist in Betracht gezogen werden. Befindet sich die aktuelle Rate oberhalb dieser sollte man die Bruttoerträge nicht weiter steigern. Dieser Zustand ist meiner Interpretation nach bereits in der Sonde Matzen 379 erreicht. Der Erfolg der Bruttoerhöhung in Sonden mit gering mächtigen, hoch permeablen Lagen, könnte der hohen Geschwindigkeit zugerechnet werden und die Restölsättigung könnte stärker verringert werden als in einer homogenen, mächtigen Lage. Sind diese Lagen voneinander isoliert könnten die einzelnen Lagen unterschiedliche Drücke und somit unterschiedliche PIs aufweisen. Die Höhe der Produktion aus den individuellen Lagen wird durch das Druckgefälle in das Bohrloch bestimmt und kann mit den vorhandenen Daten nicht in Betracht gezogen werden.

In den Abbildungen unterhalb sind Permeabilitätsschablonen über die Perforations- bzw. Lagenmächtigkeit dargestellt, die die Auswahl von Bruttoerhöhungskandidaten nach den oben genannten Kriterien in nicht stratifizierten Formationen einschränken sollen. Da die Kontinuität und der Kommunikationsgrad bei Stratifizierungen nicht bekannt sind, wird keine Schablone vorgestellt, das Fließpotential der Lagen sollte aber in Richtung Perforationsoberkante zunehmen.

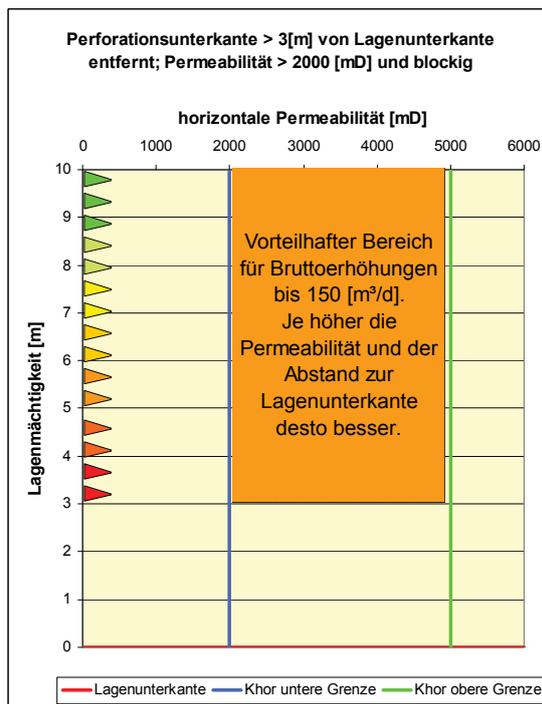
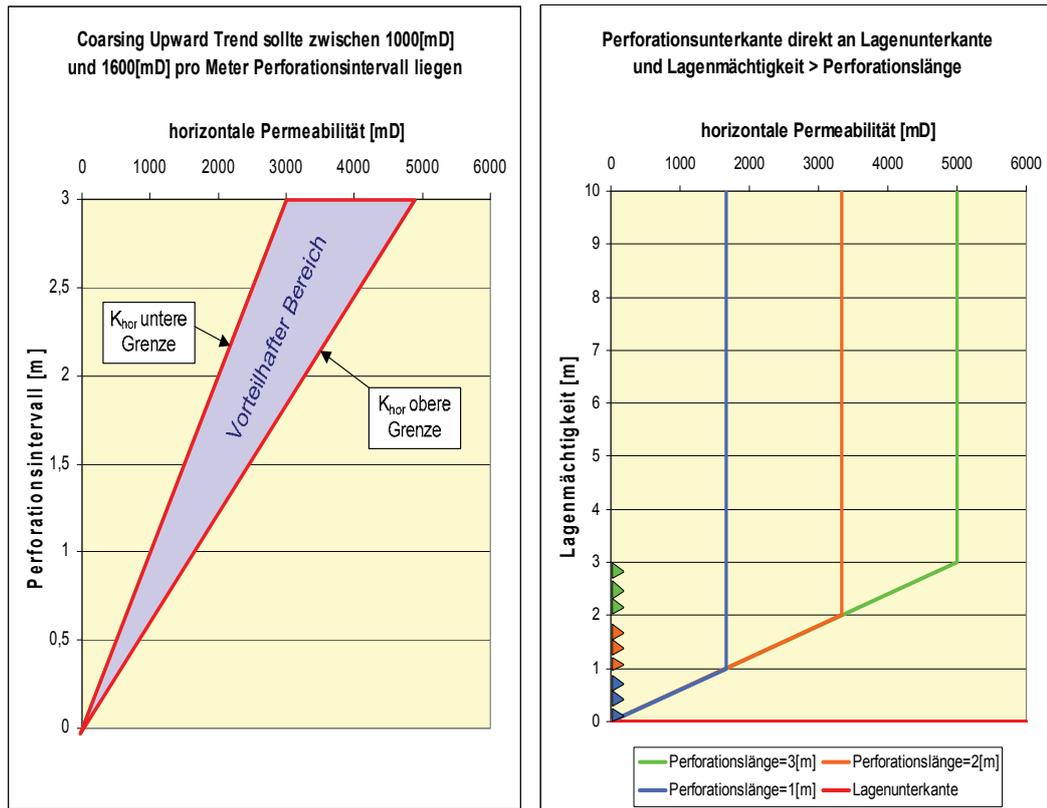


Abbildung 82: Permeabilitätsschablonen zur Auswahl von Kandidaten

Basierend auf den Schablonen wurden Analysematrizen aufgestellt, die die Identifizierung der Kandidaten erleichtern soll und sind am Ende dieses Kapitels in den Abbildungen 84, 85 und 86 vorgestellt. In diesen wird zwischen den folgenden Fällen unterschieden:

- Perforationsintervall entspricht Sublagenmächtigkeit
  - mit Stratifizierung
  - ohne Stratifizierung
- Anteil des Perforationsintervall kleiner als 70% der Sublagenmächtigkeit ohne Stratifizierung
  - Perforationsunterkante direkt an Lagengrenze
  - Perforationsunterkante kleiner 3 Meter von Lagengrenze entfernt
  - Perforationsunterkante größer 3 Meter von Lagengrenze entfernt

Für die Anwendung dieser Schablonen und der Analysematrizen muss die Permeabilitätsverteilung in der perforierte Sublage graphisch dargestellt und das Perforationsintervall in dieser gekennzeichnet werden. Die Permeabilitätsdatenquellen sind in den Las-Files für 280 Sonden in der Produktionseinheit 216 PE 10 vorhanden. Danach muss der Abstand zu einer Sublagengrenze zusammen mit der Permeabilitätsverteilung evaluiert werden. Stimmt die Perforations-Lagenkonfiguration und die Permeabilitätsverteilung mit einer Schablone bzw. einer Analysematrix überein, ist, basierend auf den Ergebnissen dieser Diplomarbeit, eine Erhöhung der Bruttoreate vorteilhaft für die vertikale Entölungseffizienz. Ob sich die areale Entölung verbessert muss mit den Nachbarsonden, der Geologie und der Nähe zu einem Injektor nachgeprüft werden.

Wurden bereits Förderratensteigerungen in den letzten fünf Jahren in einem Bruttoerhöhungskandidaten durchgeführt, sollen diese mit Hilfe des Recovery Plot bewertet und zusammen mit der Bruttoreate analysiert werden. Dabei soll die Form bzw. die Trendentwicklung der WÖV Kurve unter Verwendung der Überlegungen aus Kapitel 10 verstanden werden. Bildet die WÖV Kurve eine starke S-Form aus oder ist ein Durchbruchmuster erkennbar, muss speziell vor einer Bruttoerhöhung darauf geachtet werden in welchem Abschnitt der Kurve man sich befindet. Erhöht man eine Sonde, die kurz vor einem Lagendurchbruch steht oder das Ende der stabilisierten Periode erreicht hat, wird die Bruttoerhöhung mit großer Wahrscheinlichkeit als nicht erfolgreich bewertet werden. Weiters können für die Analyse der Breakthrough Plot und der in der Gewinnungsdatenbank implementierte log-log Diagnostik Plot herangezogen werden.

Prinzipiell liefert das WÖV Verhalten vor und nach einem Stillstand bereits Aussagen über die Geschwindigkeitszustände Untertage, wenn die Rate vor einem Stillstand über einen Zeitraum von mindestens 6 Monaten kontinuierlich abnimmt. Dies ist vor allem bei Sonden mit der Förderart Gestängetiefpumpe aufgrund des Pumpenverschleißes zu beobachten. Steigt während dieses Zeitraumes das WÖV an, ist dies eine Indikation für eine schlechtere Entölung aufgrund der niedrigeren Geschwindigkeit. Fällt das WÖV, ist die Entölung bei niedrigeren Geschwindigkeiten besser. Dieses Verhalten kann aufgrund der Komplexität aber

wiederum das Resultat verschiedener Problemquellen sein und sollte nicht als Hauptauswahlkriterium herangezogen werden.

Zusammenfassend kann die Form der WÖV Kurve im Recovery Plot nach dem Flussdiagramm in Abb.83 vor einer Bruttoerhöhung analysiert werden. Dieses Diagramm setzt voraus, dass der Zufluss keine Limitation für die Förderratensteigerung darstellt. Zur Evaluierung der IPR Kurven und des für die Bruttoreate notwendigen Druckgefälles, sollten die im Anhang B vorgestellten Berechnungsmethoden verwendet werden. Die schlechte Datenkonsistenz der Sonologmessungen erschwert die Berechnung des Zuflusses. Aus den 26 im Zuge dieser Diplomarbeit bewerteten Sonden, werden folgende für eine weitere Bruttoerhöhung vorgeschlagen.

Bereich Bockfliess:

1. Bockfliess 080
2. Bockfliess 066
3. Bockfliess 028

Bereich Matzen:

1. Matzen 078
2. Matzen 286
3. Matzen 023

Die Reihung zeigt den von mir interpretierten Grad des Erfolges. Diese Sonden wurden aufgrund ihres Produktionsverhaltens und der Permeabilitätsverteilung ausgewählt. Die Wirtschaftlichkeit hinsichtlich Umrüstung, ausreichende Separatorkapazitäten und der Zufluss wurden nicht überprüft. Obwohl die Sonde Matzen 286 aufgrund ihrer niedrigen Permeabilität im Perforationsintervall Rätsel aufgibt, rechtfertigt das Produktionsverhalten eine weitere Erhöhung der Förderrate.

Diese Diplomarbeit liefert die Erkenntnis, dass Bruttoerhöhungen nicht nur zur Erreichung der Vorgabe der Jahresölproduktion des Asset Öl durchgeführt werden müssen, sondern, um den ohnehin schon hohen Recovery Faktor von ca. 48%, durch die Verringerung der Restölsättigung und die Verbesserung der vertikalen und arealen Entölung, weiter zu erhöhen.

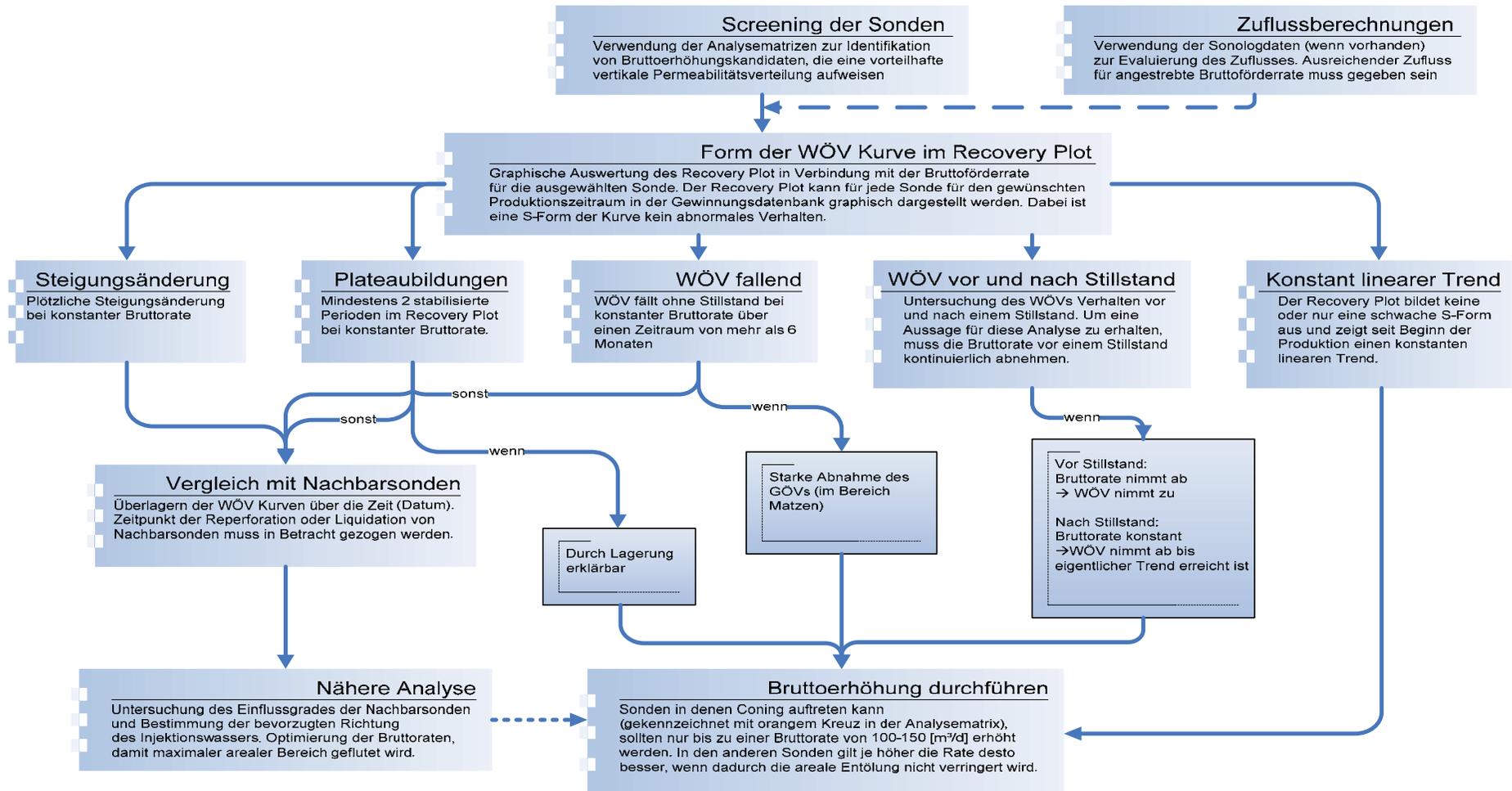


Abbildung 83: Flussdiagramm zur Ermittlung von Kandidaten für Bruttoerhöhungen

- ↑ Permeabilität der Lagen nimmt Richtung Perforationsoberkante zu
- ↓ Permeabilität der Lagen nimmt Richtung Perforationsoberkante ab
- Permeabilität der Lagen ist gleich
- X Bruttoerhöhungskandidat laut Analysematrix
- X Bruttoerhöhungskandidat laut Analysematrix; Coning kann auftreten
- X(↑) Bruttoerhöhungskandidat, wenn die Permeabilität in Richtung Perforationsoberkante zunimmt

Perforationslänge $\hat{=}$ Sublagenmächtigkeit										
Perforationsintervall stratifiziert						Perforationsintervall nicht stratifiziert				
Thief-Lage(n)			Keine Thief-Lage(n)			Permeabilitätsverteilung				
Crossflow			Kein Crossflow	Crossflow			Kein Crossflow	Blockig	Coarsing Upwards (1000-1600[mD] pro Meter)	Fining Upwards
oben	mittig	unten		↑	↓	-				
X			X(↑)	X			X(↑)		X	

Abbildung 84: Analysematrix für Sonden, deren Perforationsintervall der Lagenmächtigkeit entspricht

Perforationslänge < 70% von Sublagenmächtigkeit (keine Stratifizierung)							
Perforationsunterkante an Lagenunterkante				Perforationsoberkante an Lagenoberkante			
Permeabilitätsverteilung im Perforationsintervall				Perforationsunterkante < 3[m] von Lagenunterkante entfernt			
Blockig	Coarsing Upwards			Fining Upwards	Blockig	Coarsing Upwards	Fining Upwards
	Permeabilität oberhalb Perforation						
	größer	gleich	kleiner				
	X	X				X	

Abbildung 85: Analysematrix für Sonden, deren Perforation weniger als 3 Meter von einer Lagenunterkante entfernt ist

Perforationslänge < 70% von Sublagenmächtigkeit (keine Stratifizierung): Perforationsunterkante > 3[m] von Lagenunterkante entfernt													
Perforationsoberkante an Lagenoberkante			Perforation in der Mitte der Lage										
Permeabilitätsverteilung im Perforationsintervall			Permeabilitätsverteilung im Perforationsintervall										
Blockig(>2000[mD])	Coarsing Upwards	Fining Upwards	Blockig(>2000[mD])			Coarsing Upwards			Fining Upwards				
			Permeabilität oberhalb Perforation			Permeabilität oberhalb Perforation			Permeabilität oberhalb Perforation				
			größer	gleich	kleiner	größer	gleich	kleiner	größer	gleich	kleiner		
												größer	Permeabilität unterhalb Perforation
X			X	X								gleich	
X			X	X								Kleiner(>1000[mD])	
												Kleiner(10-1000[mD])	
	X					X	X					Kleiner(<10 [mD])	

Abbildung 86: Analysematrix für Sonden deren Perforation mehr als 3 Meter von einer Lagenunterkante entfernt ist

## 19 Nomenklatur

A	Querschnittsfläche [m <sup>2</sup> ]
BE	Bruttoerhöhung [-]
B <sub>o</sub>	Oil Formation Volume Factor [m <sup>3</sup> Öl <sub>Lagerstätte</sub> /m <sup>3</sup> Öl <sub>Standard Cond.</sub> ]
Ca – Nummer	Kapillarnummer [-]
$C_{wasser}$	Wasserbehandlungskosten [€/m <sup>3</sup> Wasser]
$d_C$	Casing-Innendurchmesser [m]
$d_T$	Tubing-Außendurchmesser [m]
$D_F$	Teufe des GÖK bzw. der Sonologmessung [m]
$D_{Fp}$	vertikale Teufe des dynamischen Fluidspiegels Gas/Öl vor dem Stillstand [m]
$D_{Fs}$	vertikale Teufe des statischen Fluidspiegels Gas/Öl [m]
$D_{go}$	vertikale Teufe des Fluidkontaktes Gas/Öl [m]
$D_{ow}$	vertikale Teufe des ÖWKs [m]
$D_p$	vertikale Einbauteufe der Pumpe [m]
$D_{perf}$	vertikale Teufe der Perforationsmitte [m]
$f_w$	Verwässerungskoeffizient [Fraktion]
FWL	Free Water Level [-] (angenommen bei -1490 Meter)
G	Erdbeschleunigung [m/s <sup>2</sup> ]
GÖK	Gas/Öl Kontakt [-]
GÖV	Gas/Öl Verhältnis [-]
h	Lagen- bzw. Lagerstättenmächtigkeit [m]
$\Delta h$	vertikale Entfernung zu einer Flussbarriere [m]
$h_w$	entspricht der Länge des Perforationsintervalls [m]
J	Wert der J-Function [-]
k	Permeabilität [m <sup>2</sup> ]

$\bar{k}$	Permeabilität bei 50% des Horizontanteils [m <sup>2</sup> ]
$k_{\sigma}$	Permeabilität bei 84.1% des Horizontanteils [m <sup>2</sup> ]
$k_{hor}, K_H$	horizontale Permeabilität [m <sup>2</sup> ]
$k_{vert}, K_V$	vertikale Permeabilität [m <sup>2</sup> ]
$k_{i,vert}$	vertikale Permeabilität eines Messintervalls (0.1 [m]) im Microlog [m <sup>2</sup> ]
$k_r$	Gesamtrelativpermeabilität [Fraktion]
$k_{ro}$	Relativpermeabilität zu Öl [Fraktion]
$k_{roM}$	Endrelativpermeabilität zu Öl [Fraktion]
$k_{rw}$	Relativpermeabilität zu Wasser [Fraktion]
$k_{rwM}$	Endrelativpermeabilität zu Wasser [Fraktion]
KHR, KHI	Heterogenitätsindex [Fraktion]
M	Mobilitätsverhältnis [-]
$Np$	kumulative Ölproduktion [m <sup>3</sup> ]
OK	Oberkante [-]
<i>OOIP</i>	Original Oil In Place [-]
ÖWK	Öl/Wasser Kontakt [-]
P	Druck [Pa]
$\bar{p}, p_{ws}$	durchschnittlicher Lagerstättendruck [Pag]
$p_F$	Druck am GÖK [Pag]
$p_{C,wh}$	Ringraumdruck am Sondenkopf [Pag]
$p_w$	Druck am ÖWK [Pag]
$p_{wf}$	Sondenbodenfließdruck [Pag]
$\Delta p$	Druckgefälle: durchschnittlicher Lagerstättendruck zu Sondenbodenfließdruck [Pa]
$\Delta p_{mit\ skin}$	Druckgefälle mit Komplettierungsskin [Pa]

$\Delta p_{ohne\ skin}$	Druckgefälle ohne Komplettierungsskin [Pa]
$\Delta p_{skin}$	zusätzlicher Druckverlust aufgrund des Komplettierungsskins [Pa]
$q$	Fließrate [m <sup>3</sup> /s]
$q_{actual}$	Fließrate, wenn $k_r < 1$ und kein Formationsskin vorhanden ist [m <sup>3</sup> /s]
$q_{ideal}$	Fließrate, wenn $k_r = 1$ und kein Formationsskin vorhanden ist [m <sup>3</sup> /s]
$q_L$	Flüssigkeitsfließrate [m <sup>3</sup> /s]
$r$	radialer Abstand vom Mittelpunkt der Sonde [m]
$r_e$	Zuflussradius [m]
$r_s$	Wirkungsradius des Komplettierungsskins [m]
$r_{SOK}$	Wirkungsradius des Komplettierungsskins oberhalb der Perforation [m]
$r_{SUK}$	Wirkungsradius des Komplettierungsskins unterhalb der Perforation [m]
$\bar{r}_S$	durchschnittlicher Wirkungsradius des Komplettierungsskins [m]
$r_w$	Bohrlochradius im Perforationsintervall [m]
$R_L$	Aspect Ratio: beschreibt Kommunikationsgrad in vertikaler Richtung [-]
$R_S$	Solution Ratio [m <sup>3</sup> Gas/m <sup>3</sup> Totöl]
$s$	Skin [-]
$s_{Completion}$	Komplettierungsskin [-]
$S_w$	Wassersättigung [Fraktion]
$S_{wC}, S_{wi}$	initiale Wassersättigung [Fraktion]
$T$	Temperatur [°K]
$UK$	Unterkante [-]
$v$	Darcy-Geschwindigkeit [m/s]
$v_L(r)$	Emulsionsgeschwindigkeit in radialem Abstand $r$ [m/s]
$VF$	Vergrößerungsfaktor [-]

$V_{\text{öl}}$	Ölerlös nach Abzug der Steuern und Liftkosten [€/m <sup>3</sup> Öl]
$V_{\text{SHALE}}$	Tongehalt [Fraktion]
$\max WC$	maximaler wirtschaftlicher Verwässerungskoeffizient [Fraktion]
WÖV, WOR	Wasser/Öl Verhältnis [m <sup>3</sup> Wasser/m <sup>3</sup> Öl]
WÖV', WOR'	1.Ableitung des Wasser/Öl Verhältnisses nach der Zeit [m <sup>3</sup> Wasser/m <sup>3</sup> Öl/d]
$\max W\ddot{O}V$	maximales wirtschaftliches Wasser/Öl Verhältnis [m <sup>3</sup> Wasser/m <sup>3</sup> Öl]
$X_{\text{CutOff}}, k_{\text{Cut Off}}$	Permeabilitätsabgrenzungswert für Flussbarriere [m <sup>2</sup> ]
$z_w$	Entfernung der Perforationsmitte von der Lagenunterkante [m]
$\cos \Theta$	Kontaktwinkel Öl/Wasser [-]
$\mu_C$	Viskosität der kontinuierlichen Phase [Pa s]
$\mu_L$	Emulsionsviskosität [Pa s]
$\mu_O$	Ölviskosität bei Lagerstättendruck [Pa s]
$\mu_w$	Wasserviskosität bei Lagerstättendruck [Pa s]
$\phi$	Porosität [Fraktion]
$\rho_g$	Gasdichte unter Standardbedingungen [kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_o$	Öldichte unter Standardbedingungen [kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_{ow}$	Mischdichte Öl/Wasser in Abhängigkeit der Verwässerung [kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_w$	Wasserdichte unter Standardbedingungen [kg/m <sup>3</sup> ]
$\Delta\rho$	Dichteunterschied Wasser/Öl [kg/m <sup>3</sup> ]
$\sigma_{o-w}, \sigma$	Oberflächenspannung zwischen Öl und Wasser [N/m]
$(k * h)_{\text{thief}}$	Thief-lagen Fließkapazität [m <sup>3</sup> ]
$(k * h)_{\text{Lagerstätte}}$	Fließkapazität der Lagerstätte [m <sup>3</sup> ]
$(\phi * h)$	Speicherkapazität [m]
$\uparrow$	Permeabilität der Lagen nimmt Richtung Perforationsoberkante zu [- ]

- ↓ Permeabilität der Lagen nimmt Richtung Perforationsoberkante ab [-]  
]
- Permeabilität der Lagen ist gleich [-]
- X Bruttoerhöhungskandidat laut Analysematrix [-]
- X Bruttoerhöhungskandidat laut Analysematrix; Coning kann auftreten [-]
- X(↑) Bruttoerhöhungskandidat, wenn die Permeabilität in Richtung Perforationsoberkante zunimmt [-]

## 20 Literaturverzeichnis

- (1) Vlemmix S.: „Analysis of recent gross increase activities with respect to oil/gas recovery,“ Internship Project OMV Gänserndorf (Juli 2006)
- (2) Kienberger G.: „Gross Production Increase 16<sup>th</sup> Torton PU 216-10,“ OMV Exploration & Production, Gänserndorf, 21 April, 2006
- (3) Kienberger G. and Fuchs R.: „Case History of the Matzen Field – Matzen Sand (16th TH): A Story of Success; Where is The End?,“ paper SPE 100329 prepared for presentation at the 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Vienna, Austria, 12 – 15 June, 2006
- (4) Fuchs, R. Ramberger, R. und Veit Ch.: „Renaissance des größten Öl- und Gasfeldes in Österreich (Wiener Becken),“ Erdöl Erdgas Kohle (2001), Heft 11, 528-540
- (5) Enzendorfer Ch.: „Berechnung von Bodendrücken aus Sonologmessungen,“ EEB-BT-PT OMV AG (Mai 1997)
- (6) Pöllitzer S., Grünwalder M., Clemens T.: „Re-Development 16.Tortonhorizont; Project Part Sector 2; Area 2 – A 015 – 216 - 10,“ EP-EOP-RM, Bericht L II / 1004 / 2006, OMV AG (May 2006)
- (7) Haselberger, Rieder, Stockenhuber: „Lagerstättenstudie 16.Tortonhorizont Hauptscholle, Westscholle, Bruchscholle (15-216-10, 20, 31, 32),“ LT-Lagerstättenabteilung, Bericht L II / 736 / 89, OMV AG, Wien (Februar 1990)
- (8) „Matzen Field - Geophysical, Stratigraphic and Petrophysical Evaluation of the 16<sup>th</sup> Tortonian Oil Reservoir,“ reported by Proseis AG, Zürich for OMV Aktiengesellschaft, Vienna, November, 2003
- (9) Bailey B. et. al: „Water Control,“ Schlumberger Oilfield Review (März 2000) 12, No.1
- (10) Kuchuk F., Sengul M. and Zeybek M.: „Oilfield water: a vital resource,“ Middle East Well Evaluation Review (1999), No.22
- (11) Kuchuk F., et al.: „Water watching,“ Middle East Well Evaluation Review (1999), No.22
- (12) Kuchuk F. and Sengul M.: „The challenge of water control,“ Middle East Well Evaluation Review (1999), No.22
- (13) Arnold R., et al.: „Managing Water – From Waste to Resource,“ Schlumberger Oilfield Review (Summer 2004)
- (14) Akhnoukh R., Leighton J., et al.: „Keeping Producing Wells healthy,“ Schlumberger Oilfield Review (Spring 1999)
- (15) The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Craig F.F.Jr., SPE Monograph Series, Fourth Printing, January 1993

- (16) Yang Z. and Ershagi I.: "A Method for Pattern Recognition of WOR Plots in Waterflood Management," paper SPE 93870 presented at the 2005 SPE Western Regional Meeting held in Irvine, CA, USA, 30 March – 1 April
- (17) Lijek S.J.: "Simple Performance Plots Used in Rate-Time Determination and Waterflood Analysis," paper SPE 19847 prepared for presentation at the 64<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 8 – 11 October, 1989
- (18) Macary S. and Walid A.: "Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data," paper SPE 56830 prepared for presentation at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 3 – 6 October, 1999
- (19) Lo K. K., Warner Jr. H. R. and Johnson J.B.: "A Study of Post-Breakthrough Characteristics of Waterfloods," paper SPE 20064 presented at the 60<sup>th</sup> California Regional Meeting held in Ventura, California, USA, 4 – 6 April, 1990
- (20) Currier J.H. and Sindelar S.T.: "Performance Analysis in an Immature Waterflood: The Kuparuk River Field," paper SPE 20775 prepared for presentation at the 65<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, L.A., 23 – 26 September, 1990
- (21) Chan K.S.: "Water Control Diagnostic Plots," paper SPE 30775 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, USA, 22 – 25 October, 1995
- (22) Yortsos Y.C. et al.: "Analysis and Interpretation of Water/Oil Ratio in Waterfloods," paper SPE 59477 was revised for publication from paper SPE 38869, presented at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 5 – 8 October
- (23) The Practice of Reservoir Engineering (Revised Edition), Dake L. P., 311-470
- (24) Belfroid S.P.C., Alberts G.J.N. and Schiferli W.: "Prediction of Well Performance Instability in Thin Layered Reservoirs," paper SPE 95835 presented at the 2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, USA, 9 – 12 October
- (25) Emulsion characteristics of high water-cut oil wells, Janssen P.H. and Harris C.K.
- (26) Abrams A.: "The Influence of Fluid Viscosity, Interfacial Tension, and Flow Velocity on Residual Oil Saturation Left by Waterflood," paper SPE 5050 first presented at the SPE-AIME 49<sup>th</sup> Annual Fall Meeting held in Houston, 6 – 9 October, 1974
- (27) Salathiel R.A.: "Oil Recovery by Surface Film Drainage In Mixed-Wettability Rocks," paper SPE 4104 presented at the SPE-AIME 47<sup>th</sup> Annual Fall Meeting held in San Antonio, Texas, 8 – 11 October, 1972

- (28) Asheim H.A.: "Natural Downhole Separation and Its Impact on Production Performance," paper SPE 57467, first presented at the 1998 SPE European Petroleum Conference held in Hague, Netherlands, 13 October, 1998
- (29) Mc Lachlan K. and Ershagi I.: "Reservoir Management of Waterfloods," paper SPE 97829 presented at the 2005 SPE Eastern Regional Meeting held in Morgantown, W.V., 14 – 16 September, 2005
- (30) Ehlig-Economides C.A., Chan K.S. and Spath J.B.: "Production Enhancement Strategies for Strong Bottom Water Drive Reservoirs," paper SPE 36613 presented at the 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 6 – 9 October, 1996
- (31) Fuchs R. and Hamilton W.: "New Depositional Architecture for an Old Giant: The Matzen Field, Austria," in J. Golonka and F.J. Picha, eds., *The Carpathians and their foreland: Geology and hydrocarbon resources: AAPG Memoir 84*, p. 205 – 219
- (32) Cinco-Ley H., Ramey Jr. H.J. and Miller F.G.: "Pseudo – skin Factors for Partially – Penetrating Directionally – Drilled Wells," paper SPE 5589 prepared for presentation for the 50<sup>th</sup> Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, to be held in Dallas, Texas, 28 September – 1 October, 1975
- (33) *Petroleum Production Systems*, M. Economides et. al, Prentice Hall Inc., Houston (1994), p. 49, p. 83-94
- (34) Temizel C. and Ershagi I.: "Aspects of Reservoir Characterization From Waterflood Performance Data," paper SPE /PS-CIM/CHOA 97725 prepared for presentation at the 2005 SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Calgary, Alberta, Canada, 1 – 3 November, 2005
- (35) Masoner L.O.: "A Decline-Analysis Technique Incorporating Corrections for Total Fluid-Rate Changes," paper SPE 59474 was revised for publication from paper SPE 36695, first presented at the 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 6 – 9 October
- (36) Zhong He et al.: "Identifying Reservoir Compartmentalization and Flow Barriers Using Primary Production: A Streamline Approach," paper SPE 77589 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 29 September – 2 October 2002
- (37) Wilson S.J. et al.: "Multiple Trend Forecasting Accounts for Field Constraints," paper SPE 39929 prepared for presentation at the 1998 SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition held in Denver, Colorado, 5 – 8 April, 1996
- (38) *Production Optimization Using NODAL™ Analysis*, H.Dale Beggs, p. 177 - 183

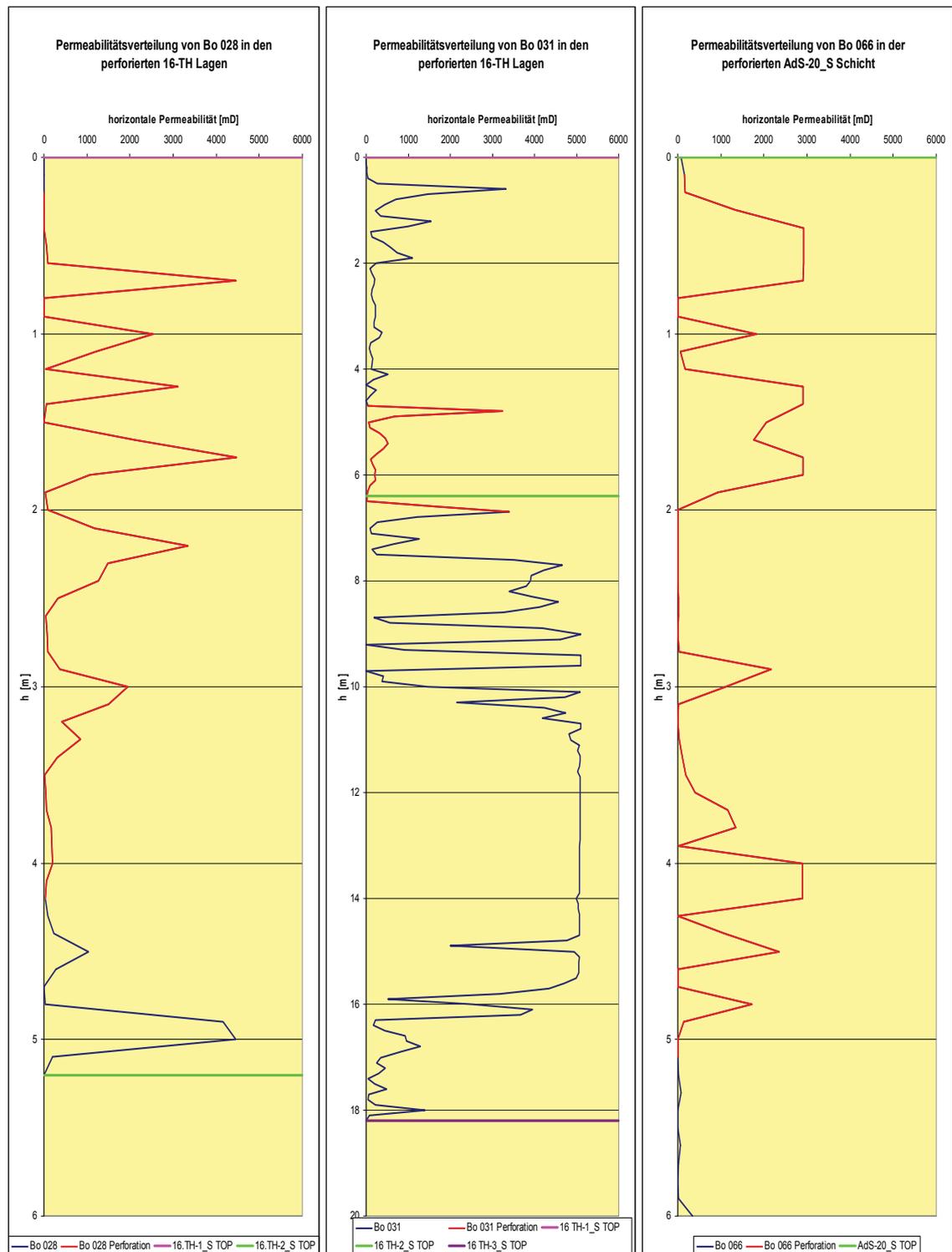
- (39) Kuo M.C.T and DesBrisay C.L.: "A Simplified Method for Water Coning Predictions," paper SPE 12067 presented at the 58<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition held in San Francisco, CA, USA, 5 – 8 October, 1983
- (40) Sobocinski D.P. and Cornelius A.J.: "A Correlation for Predicting Water Coning Time," paper SPE 894, 14 July, 1964
- (41) Seright R.S., Lane R.H. and Sydansk R.D.: "A Strategy for Attacking Excess Water Production," paper SPE 84966 revised from paper SPE 70067 for publication in SPE Production & Facilities, August, 2003
- (42) Hoyland L.A., Papatzacos P. and Skaeveland S.M.: "Critical Rate for Water Coning: Correlation and Analytical Solution," paper SPE 15855 revised for publication in SPE Reservoir Engineering, November, 1989

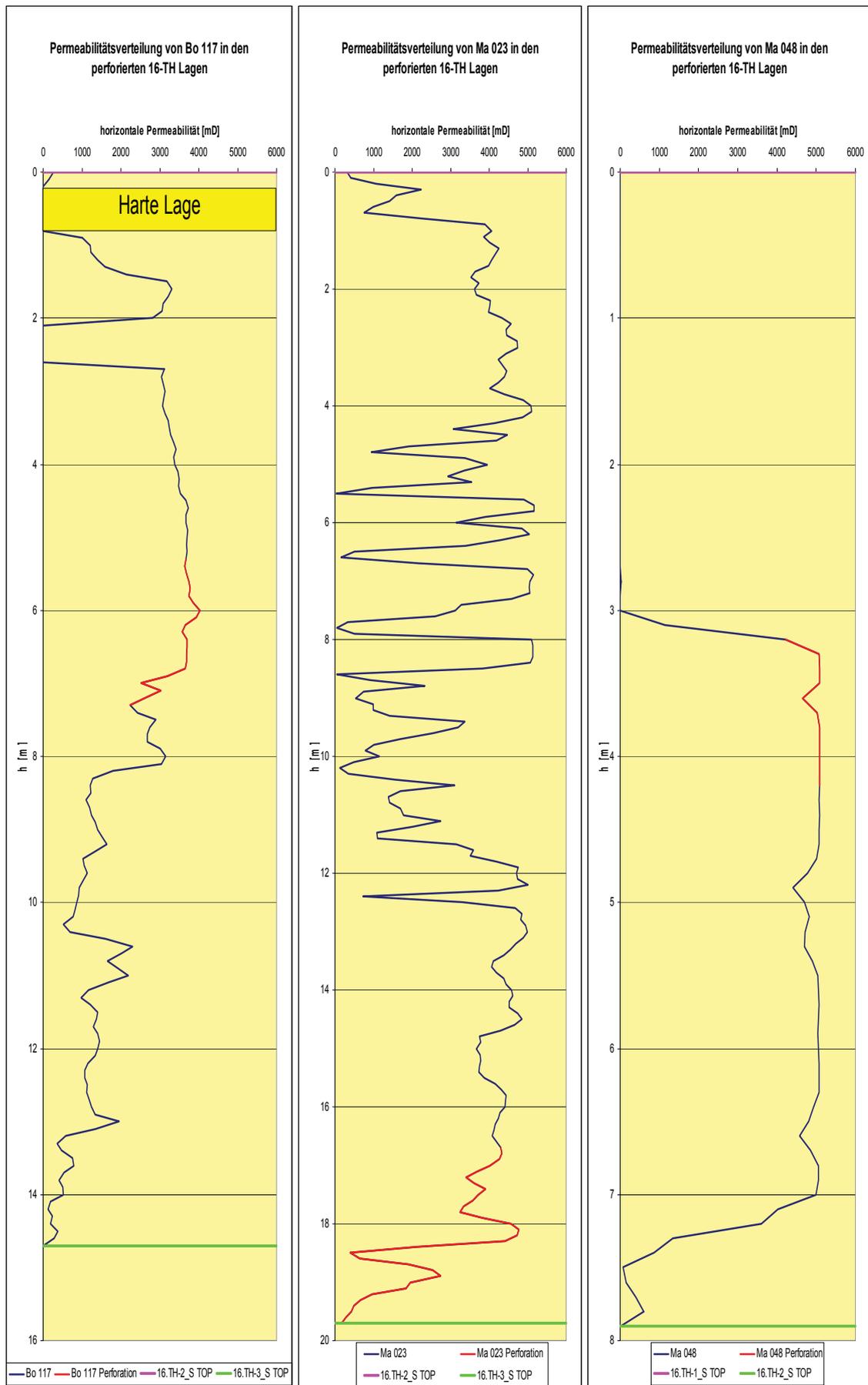
## 21 Einheiten

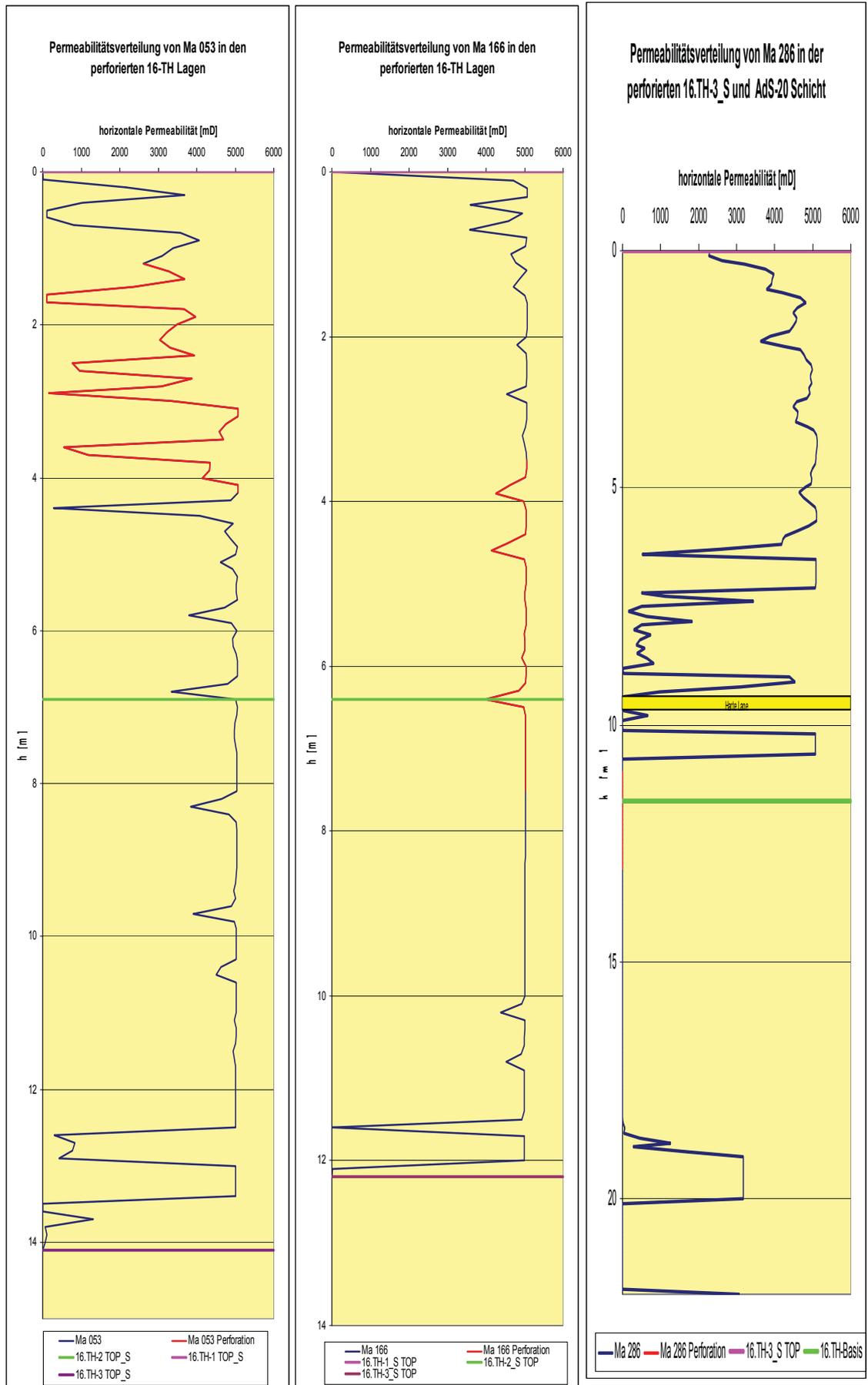
[in]	x 2,54	E-02 = [m]
[ft]	x 3,048	E-01 = [m]
[cp]	x 1,0	E-03 = [Pa s]
[psi]	x 6,894757	E+00 = [kPa]
[bbl/d]	x 1,84013	E-06 = [m <sup>3</sup> /s]
[ft/s]	x 3,048	E-01 = [m/s]
[pcf]	x 1,6	E+01 = [kg/m <sup>3</sup> ]
[md]	x 9,9	E-16 = [m <sup>2</sup> ]
[°F]	(°F-32)/1,8	E+00= [°C]

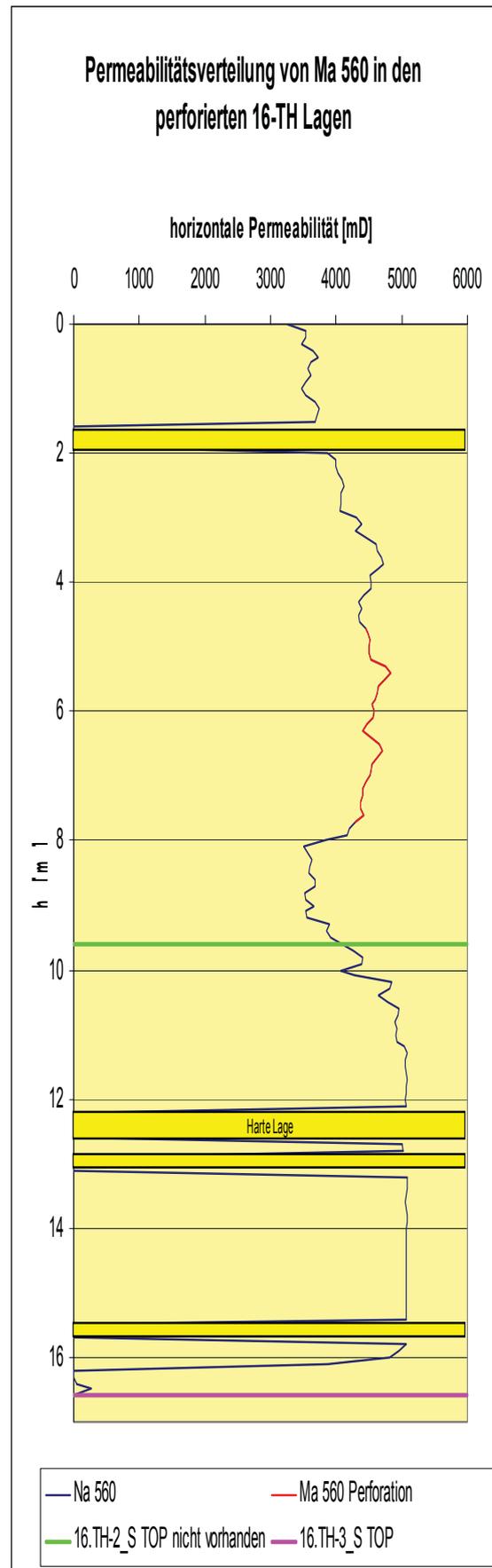
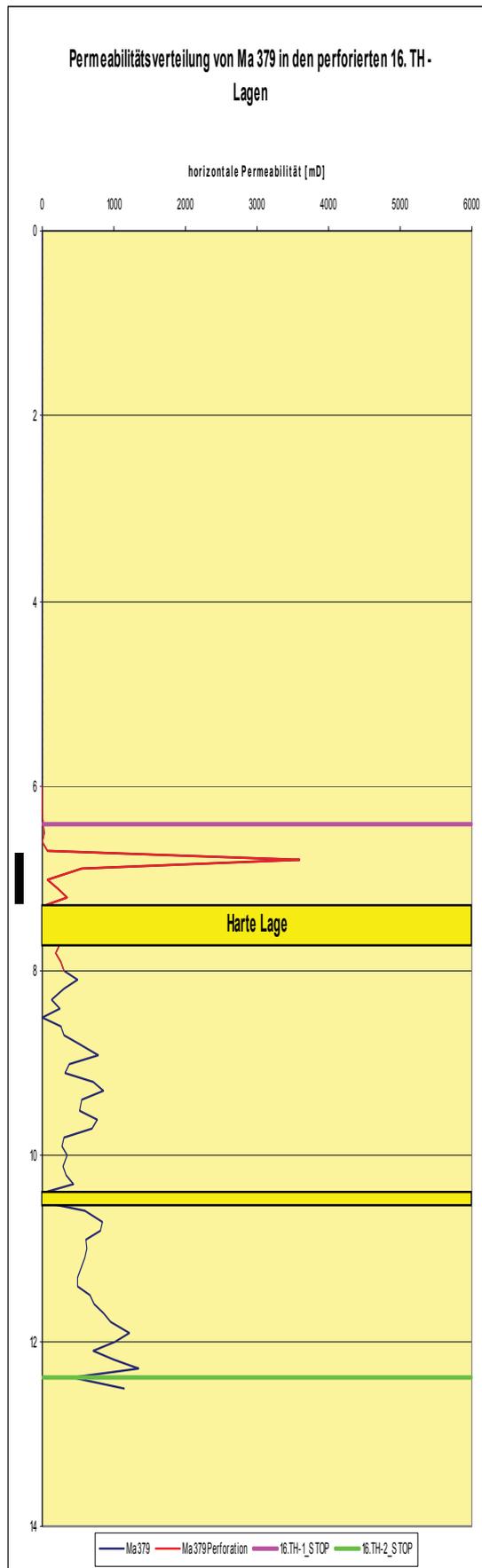
## 22 Anhang A

### 22.1 Permeabilitätsverteilung erfolgreiche BE (Steigung geringer)

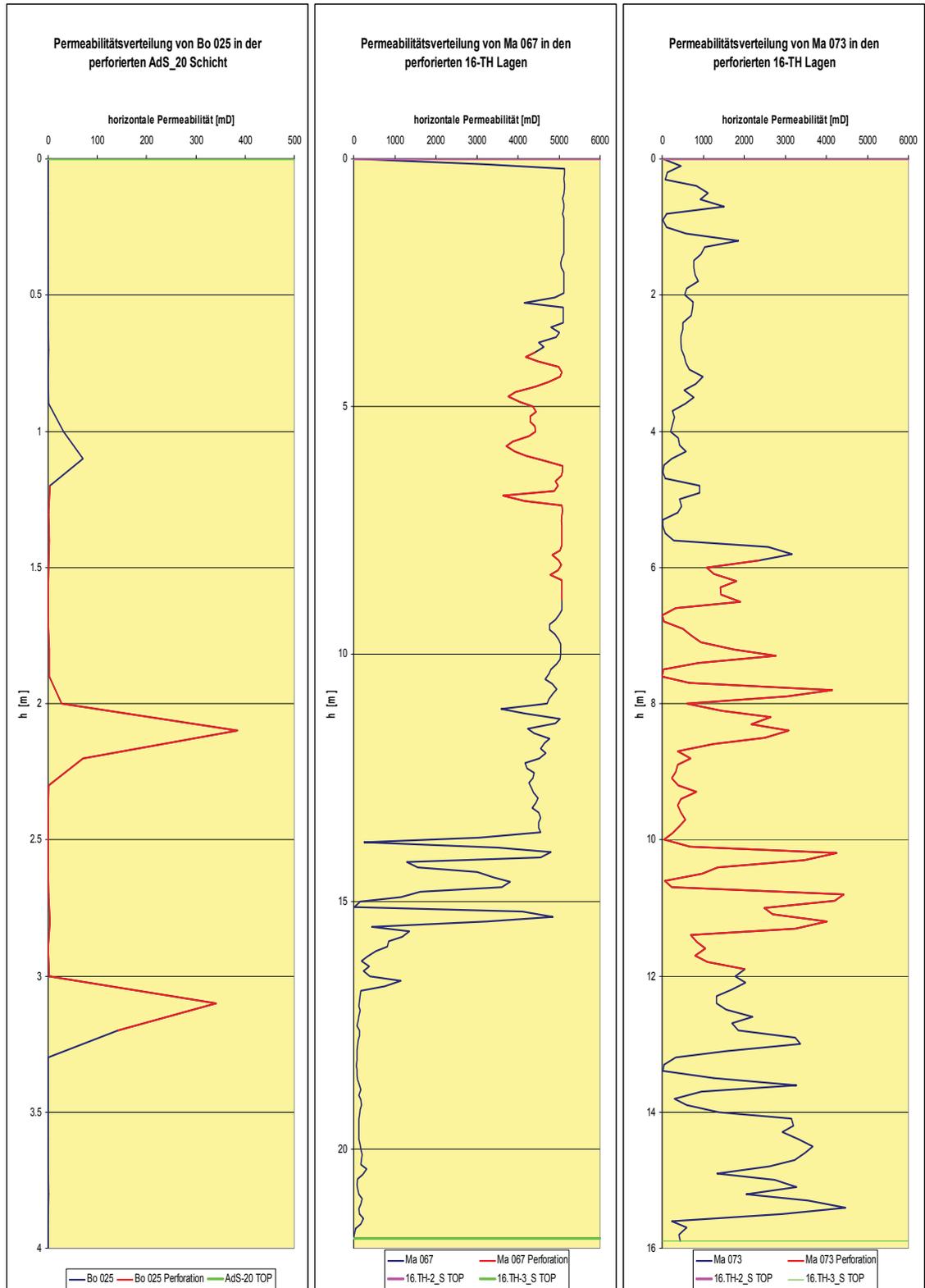


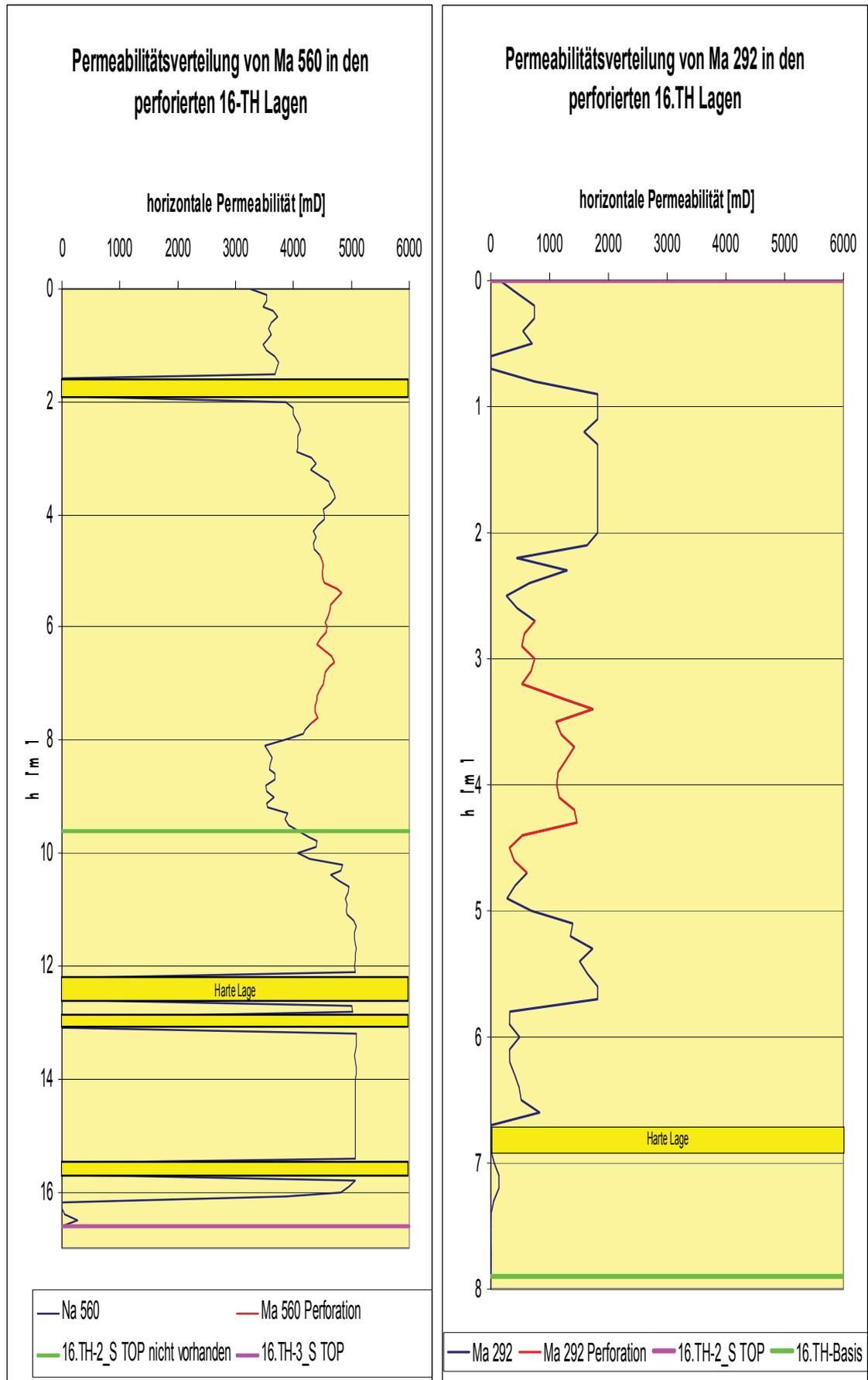




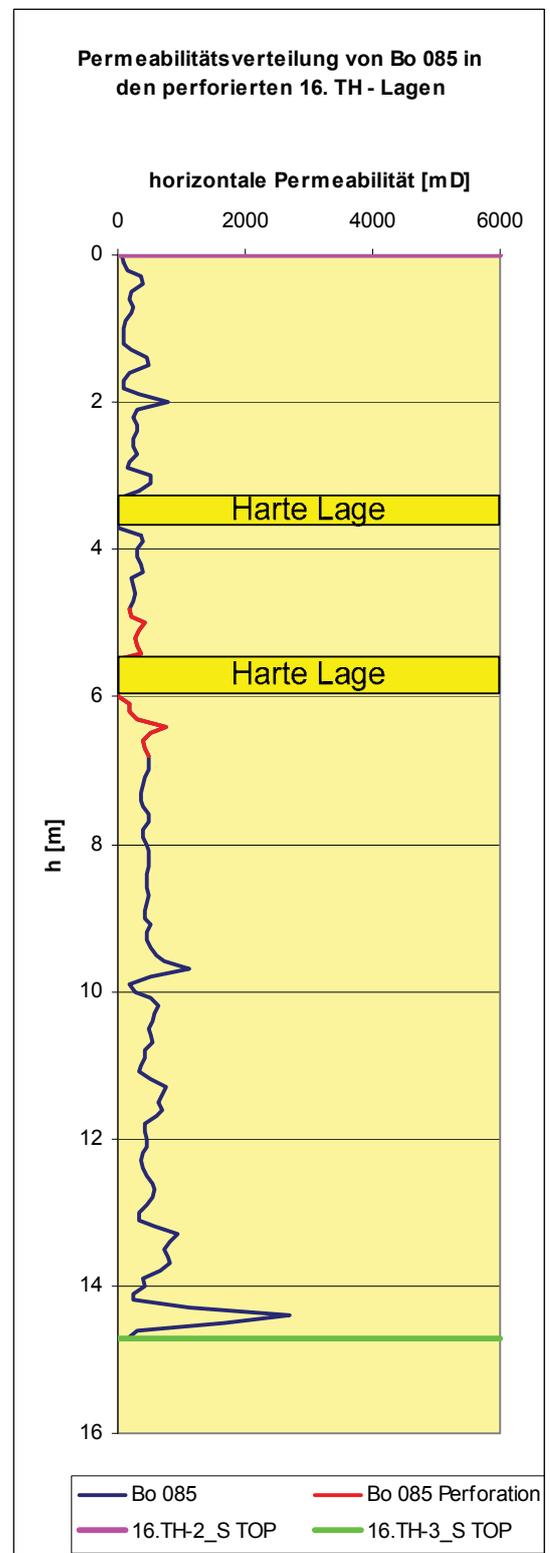
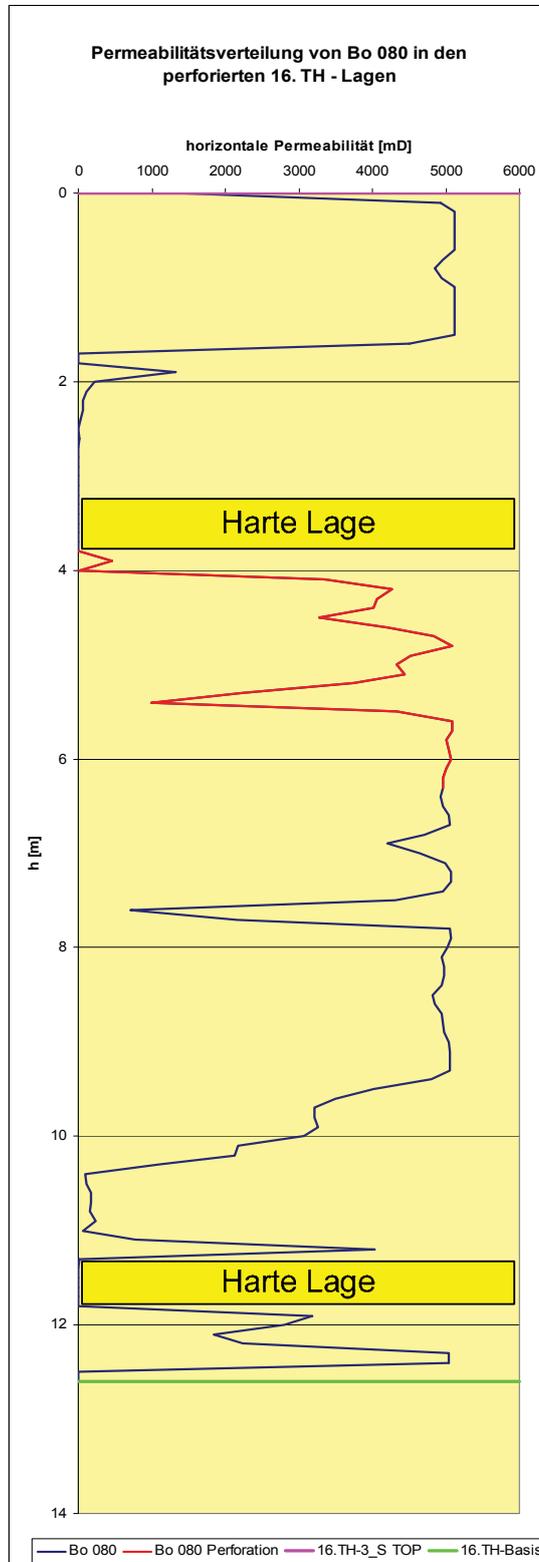


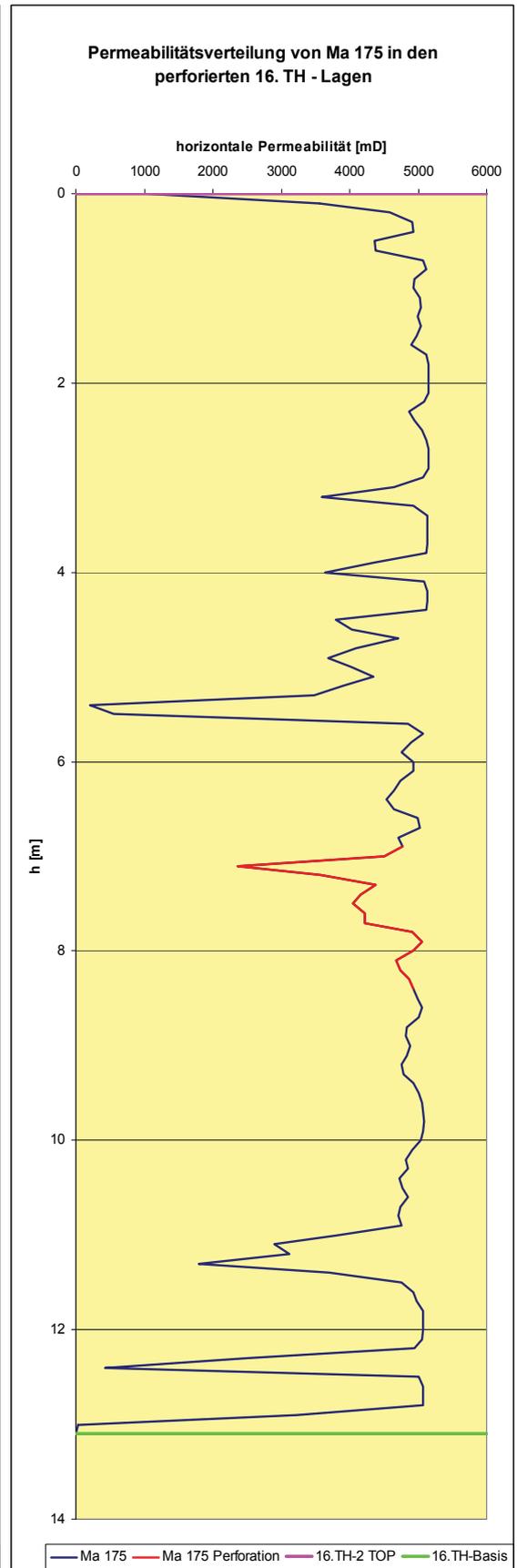
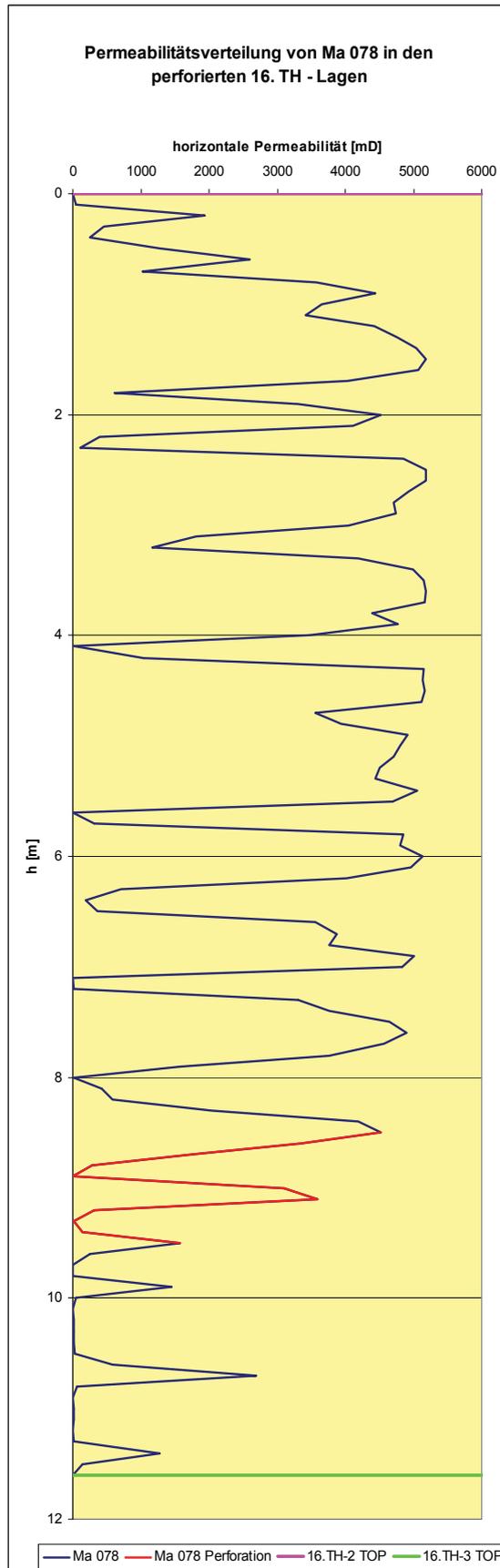
## 22.2 Permeabilitätsverteilung erfolgreiche BE (Steigung konstant)



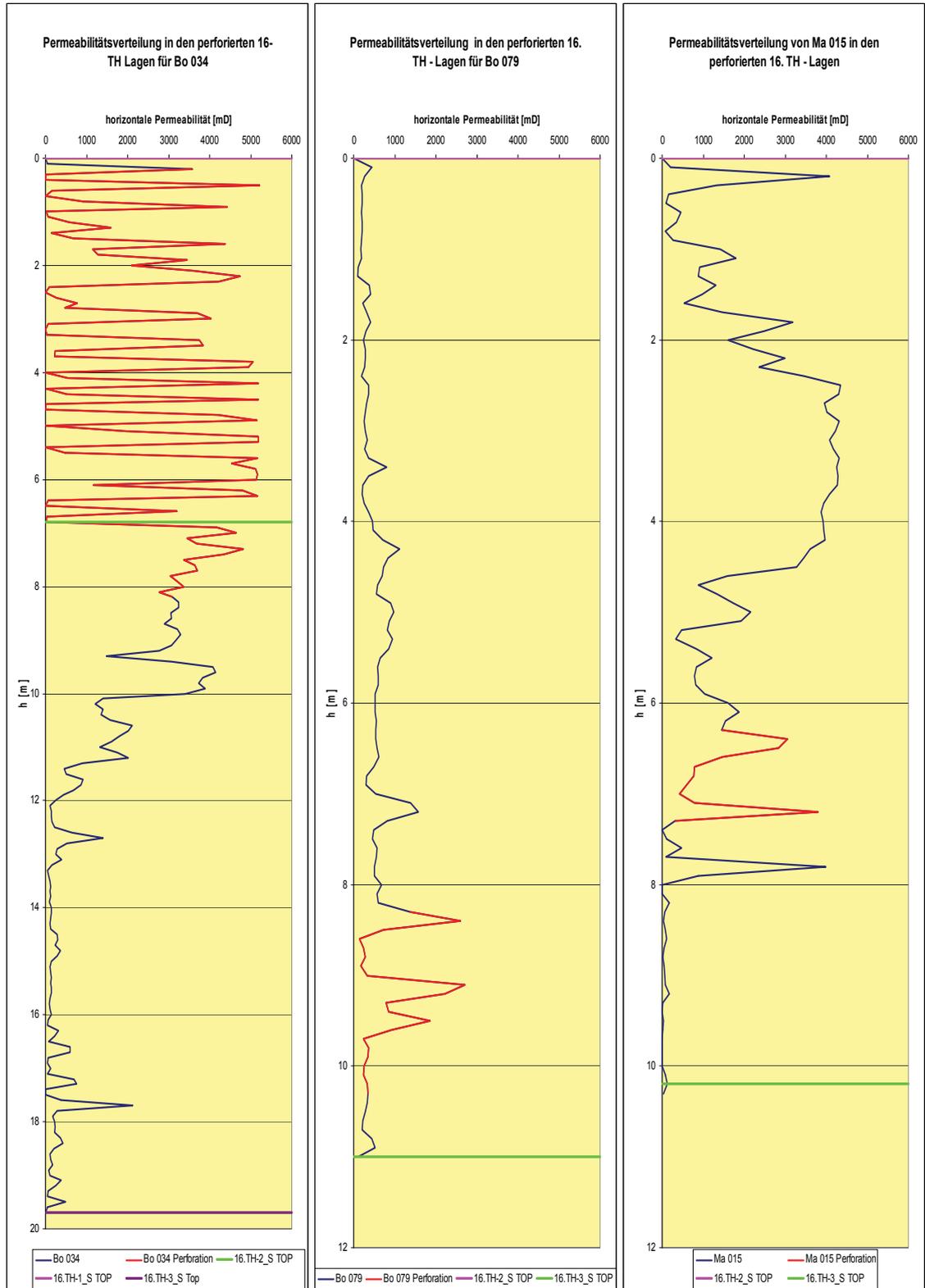


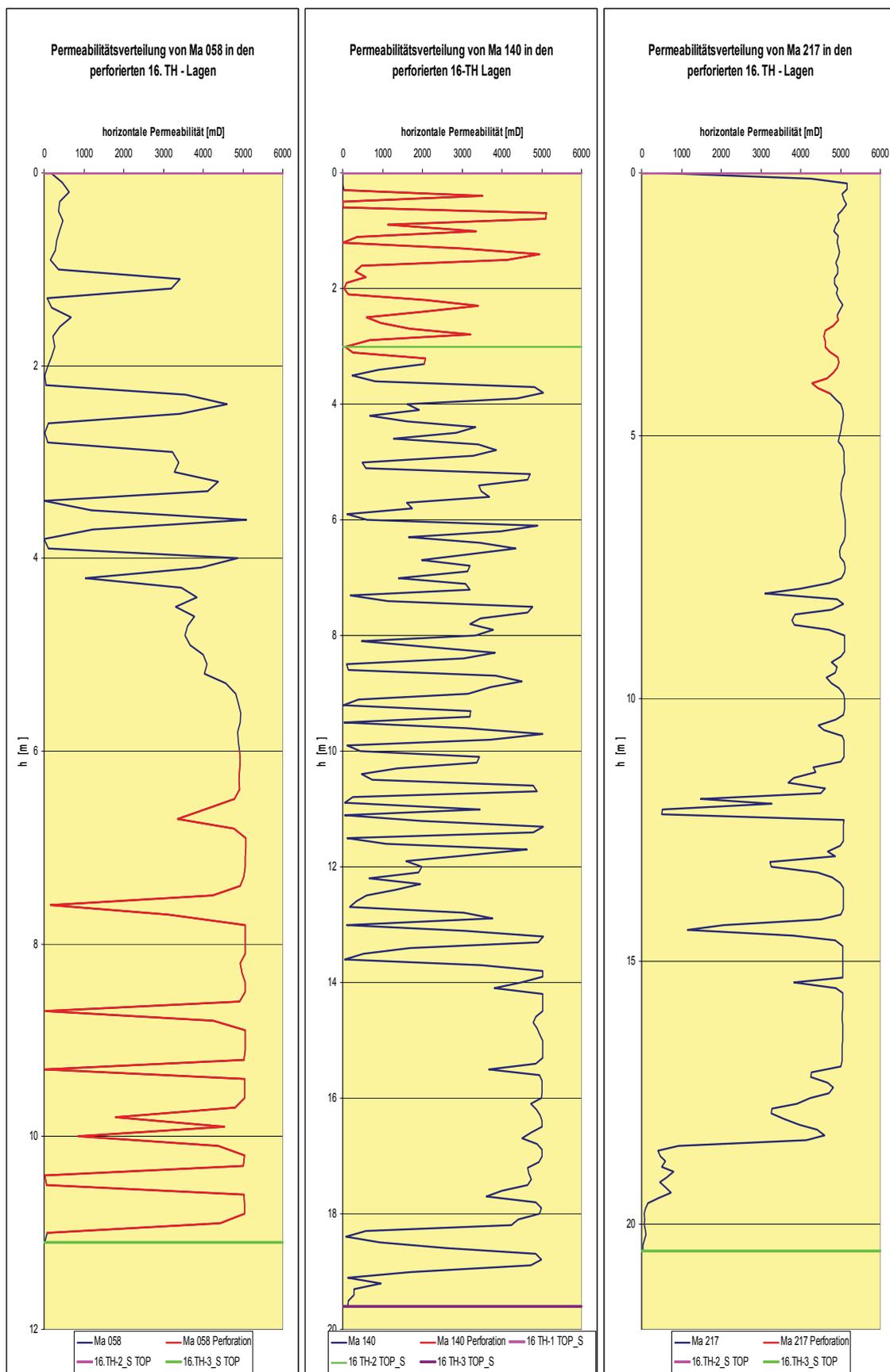
## 22.3 Permeabilitätsverteilung erfolgreiche BE (Steigung negativ)





## 22.4 Permeabilitätsverteilung nicht erfolgreiche BE (Steigung größer)





## 23 Anhang B

### 23.1 Bestimmung der Produktionsparameter

Die unten beschriebenen Punkte sollen dem Leser lediglich ein Gefühl für die Quantität der Einflussparameter geben und sind für die Geschwindigkeitsberechnung aus GL.27 nicht von Bedeutung, da die Produktionsraten bekannt sind. Trotzdem sollten die hier angeführten Überlegungen zur Berechnung von Skin- und Druckwerten, sowie für Zuflussberechnungen verwendet werden und sind deshalb ausführlich beschrieben.

#### 23.1.1 Druckgefälle - $\Delta p$

Um das Druckgefälle von der Formation in die Sonde zu berechnen, benötigt man den durchschnittlichen Lagerstättendruck und den Sondenbodenfließdruck bei der jeweiligen Produktionsrate. Da das Druckgefälle direkt proportional zur Fließrate ist und die Permeabilitäten im Darcy Bereich liegen, ist es unumgänglich möglichst genaue Druckdaten zu verwenden, um die Abweichungen gering zu halten. Die Fehlerquellen bei der Druckberechnung, können ausschließlich der aus der Messung berechneten Parameter zugeordnet werden. Basierend auf den so genannten Sonologs, die keine direkte Bestimmung des Druckes ermöglichen, sondern lediglich die relative Tiefe des Fluidspiegels Gas - Flüssig erfassen, wird mit Hilfe von hydrostatischen Gradienten auf den Sondenbodenfließdruck bzw. durchschnittlichen Lagerstättendruck rückgerechnet. Die relative Tiefe des Fluidkontaktes wird indirekt mit einer Schallwelle, deren Ausbreitungsgeschwindigkeit bekannt ist, berechnet. Wenn nun eine Sonde über einen längeren Zeitraum still steht (mindestens zwei Wochen) und man annimmt, dass sich nach dieser Zeitdauer der Lagerstättendruck im Bohrloch eingestellt hat, entspricht der statische Spiegel im Ringraum dem Lagerstättendruck. Um den dynamischen Spiegel zu detektieren, sollte die Sonde zumindest zwei Wochen in Betrieb sein, damit die Annahme getroffen werden kann, dass sich ein quasi-statisches Gleichgewicht zwischen Sonde und Lagerstätte ausgebildet hat und sich der dynamische Spiegel im Ringraum nicht ändert, wenn die Produktionsrate konstant bleibt. Wie bereits erwähnt liefert diese Messung lediglich einen Wert, nämlich den Flüssigkeitsstand im Ringraum, das heißt den Übergang von Flüssigphase zu Gasphase. Da die Flüssigphase aber aus Öl und Wasser besteht und diese zwei Fluida bekanntlich unterschiedliche Dichten besitzen, ist es weiters notwendig deren relative Säulenmächtigkeiten im Ringraum zu wissen, um den Druck auf Perforationsmitte bestimmen zu können. Weiters löst sich bei höherer Produktionsrate und resultierend niedrigerem Sondenbodenfließdruck mehr Gas aus dem Produktionsfluid, das sich auf seinem Weg durch die Flüssigkeitssäule Richtung Oberfläche ausdehnt. Folgend wird der hydrostatische Druck durch die geringere Dichte der Säule und das Durchperlen der Gasbläschen unter dynamischen Bedingungen verringert. So wurde die Beobachtung

gemacht, dass die relative Teufe des Fluidspiegels nach einer Bruttoerhöhung teilweise geringer war als vor der Bruttoerhöhung. Unter statischen Bedingungen kann angenommen werden, dass sich kein Gas löst und erleichtert somit die Berechnung. Da für die untersuchten Sonden keine Druckaufbaumessungen vorhanden waren, musste der statische und dynamische Druck über den Fluidspiegel berechnet werden.

#### 23.1.1.1 Berechnung des Sondenbodenfließdruckes aus der Sonologmessung (dynamisch)

Die hier dargestellten Überlegungen gelten lediglich für Sonden mit der Förderart Gestängetiefpumpe. Unter dynamischen Bedingungen kann nach einer Betriebsdauer von mindestens zwei Wochen angenommen werden, dass sich oberhalb der Pumpe Reinöl ansammelt, während sich darunter ein Wasser/Öl Gemisch befindet. In Abhängigkeit des Druckes wird sich Gas aus dem Produktionsfluid herauslösen, wobei das Lösungsgasvolumen in Richtung Oberfläche zunimmt. Die Lösungsmenge und die daraus resultierende Reduktion des hydrostatischen Druckes ist weiters abhängig von der Fläche, die auf Perforationstiefe dem Innenquerschnitt des Casings und oberhalb der Pumpeneinbauteufe der Ringraumfläche zwischen Tubing und Casing entspricht. Diese Annahme sieht vor, dass sich die Pumpe am Ende des Steigrohres befindet. Die Menge an Lösungsgas in einer bestimmten Tiefe ist eine Funktion von den folgenden Parametern:

- $R_S$  Solution Ratio [ $m^3$  Gas/ $m^3$  Totöl]
- $B_o$  Oil Formation Volume Factor [ $m^3$  Öl<sub>Lagerstätte</sub>/ $m^3$  Öl<sub>Standard Cond.</sub> ]
- GÖV Gas/Öl Verhältnis [ $m^3$  Produktionsgas/ $m^3$  Totöl]
- $P$  Druck in einer bestimmten Tiefe [Pa]
- $T$  Temperatur in einer bestimmten Tiefe [°K]
- $A$  Querschnittsfläche in einer bestimmten Tiefe [ $m^2$ ]

Folgend sollte der dynamische Druck bei hohen GÖVen nicht mit hydrostatischen Gradienten, die das Lösungsgas nicht in Betracht ziehen, berechnet werden. Die OMV Österreich verwendet bereits ein Modell für Druckaufbaumessungen, das die oben angeführten Parameter in die Berechnung einbezieht. Da das Modell in Lit.5 detailliert beschrieben ist, wird der Leser auf diese verwiesen. Zur Berechnung des dynamischen Druckes sollte das Modell "Mass Transfer" verwendet werden, da dieses die Flüssigkeitsäule in 75 gleiche Blöcke zerteilt. Der Druck wird iterativ für jeden Block berechnet. Dieses Modell simuliert den Gasmassentransfer für jeden dieser Blöcke separat. Mit zunehmender Teufe geht mehr und mehr freies Gas in Lösung. Dadurch verringert sich der Gasmassenfluss des freien Gases. Gleichzeitig wird die Dichte des Öls durch die steigende Gassättigung vermindert. Praktisch bedeutet dies, dass für jeden Block anstatt der Totöldichte die entsprechende Lebendöldichte berechnet wird. Die Verminderung des Gasmassenflusses wird simuliert, indem das freie Gasvolumen in jedem Block um das vom vorigen zu diesem Block in Lösung gegangene

Gasvolumen verringert wird. Berechnet man lediglich den Sondenbodenfließdruck mit Hilfe des Gas-, Reinöl- und Mischgradienten Wasser/Öl nach GL.(B-1) ist der ermittelte Sondenbodenfließdruck zu hoch und liegt teilweise über dem durchschnittlichen Lagerstättendruck. Folgend hätte man einen Fluss vom Bohrloch in die Formation, was produktionsbedingt unmöglich ist.

$$p_{wff} = p_{C,wh} + \rho_g g D_{go} + \rho_o g (D_p - D_{go}) + \rho_{ow} g (D_{perf} - D_p), \quad (B-1)$$

wobei der Mischgradient folgend berechnet wird

$$\rho_{ow} = f_w \rho_w + (1 - f_w) \rho_o. \quad (B-2)$$

$p_{wff}$  Sondenbodenfließdruck [Pag]

$p_{C,wh}$  Ringraumdruck am Sondenkopf [Pag]

$\rho_g$  Gasdichte unter Standardbedingungen [kg/m<sup>3</sup>]

$\rho_o$  Öldichte unter Standardbedingungen [kg/m<sup>3</sup>]

$\rho_w$  Wasserdichte unter Standardbedingungen [kg/m<sup>3</sup>]

$f_w$  Verwässerungskoeffizient [Fraktion]

$\rho_{ow}$  Mischdichte Öl/Wasser in Abhängigkeit der Verwässerung [kg/m<sup>3</sup>]

$D_{go}$  vertikale Teufe des Fluidkontaktes Gas/Öl [m]

$D_p$  vertikale Einbauteufe der Pumpe [m]  $\hat{=}$  Fluidspiegel Reinöl/Wasser-Öl Emulsion

$D_{perf}$  vertikale Teufe der Perforationsmitte [m]

Der Unterschied in den Ergebnissen zwischen der hydrostatischen Druckberechnung mit Mischgradienten und dem Mass Transfer Modell ist eindeutig und beträgt in der Sonde Bockfließ 080 bei GÖV=795 annähernd 11 [bar].

ohne Lösungsgas [barg]	mit Lösungsgas [barg]
121.5	110.8

Folgend sollte zur Berechnung des Sondenbodenfließdruckes in Sonden mit Gestängetiefpumpen immer dieses Modell verwendet werden. Für Sonden mit der Förderart "kontinuierlicher Gaslift" dienen die Sonologmessungen im Ringraum zur Detektion des operierenden Gasliftventils. Da die meisten Gasliftsonden geschlossene Systeme aufweisen und die Gasliftventile mit einem Rückschlagventil ausgestattet sind, ist der Fluidspiegel im Ringraum nicht repräsentativ für den Sondenbodenfließdruck und kann über diesen Spiegel

nicht rückgerechnet werden. Die Ermittlung des durchschnittlichen Lagerstättendruckes ist möglich, wenn während des Stillstandes ein Tubingspiegelschuss durchgeführt wird.

### 23.1.1.2 Berechnung des durchschnittlichen Lagerstättendruckes aus der Sonologmessung (statisch)

Die Ermittlung des Lagerstättendruckes auf Sondenbasis zum Zeitpunkt der Bruttoerhöhung konnte aus den folgenden Gründen lediglich für eine Sonde, Bockfliess 080, durchgeführt werden:

- Es existiert auf Sondenbasis keine statische Spiegelmessung in den letzten zehn Jahren. Da in diesem Zeitraum die Bruttoerhöhungen durchgeführt wurden, muss angenommen werden, dass der durchschnittliche Lagerstättendruck beeinflusst worden ist.
- Der Zeitraum des Stillstandes (kleiner zwei Wochen) war zu kurz bzw. die statische Spiegelmessung wurde direkt nach dem Stillstand durchgeführt. Folgend ist der Fluidspiegel nicht repräsentativ für den tatsächlichen Lagerstättendruck, da sich der Druck in der Sonde noch nicht vollständig aufgebaut hat.
- Für bewertete Sonden mit der Förderart "kontinuierlicher Gaslift" waren keine Sonologmessungen, die über den Tubing geschossen wurden, vorhanden.
- Der durchschnittliche Lagerstättendruck ermittelt aus den statischen Sonologmessungen ist trotz der Anwendung des Mass Transfer Modells geringer als der Sondenbodenfließdruck. Folgend ist eine der beiden Messungen inkorrekt bzw. kann mit dem Mass Transfer Modell nicht mit genügender Genauigkeit berechnet werden.

Der letzte Punkt zeigt, dass die Berechnung des Sondenbodendruckes basierend auf Sonologmessungen selbst mit genauen Modellen Fehlerquellen beinhaltet, da es keine direkte Druckmessung ist. Unter statischen Bedingungen perlt kein Gas durch die Flüssigkeitssäule. Folgend können die hydrostatischen Flüssigkeitsgradienten ohne Einbezug des Lösungsgases verwendet werden. Die Ölphase wird sich durch den Dichteunterschied von der Wasserphase separieren und einen ÖWK im Ringraum ausbilden. Die Teufe dieses Flüssigkeitskontaktes kann nicht gemessen bzw. darf nicht auf Pumpenteufe angenommen werden. Mit Hilfe des statischen und dynamischen Fluidspiegels in Verbindung mit der Produktionsverwässerung (producing water fraction) während der dynamischen Spiegelmessung, kann laut Lit.38 die Teufe des ÖWK nach GL.(B-3) berechnet werden:

$$D_{ow} = D_{perf} - f_w(D_{perf} - D_p) - (D_{Fp} - D_{Fs}) \left( 1 - \left( \frac{d_T}{d_C} \right)^2 \right) \quad (B-3)$$

$D_{ow}$  vertikale Teufe des ÖWKs [m]

$D_{Fp}$  vertikale Teufe des dynamischen Fluidlevels Gas/Öl vor der dem Stillstand [m]

$D_{Fs}$  vertikale Teufe des statischen Fluidlevels Gas/Öl [m]

$f_w$  Verwässerungskoeffizient zum Zeitpunkt der dynamischen Spiegelmessung [Fraktion]

$d_T$  Tubing-Außendurchmesser [m]

$d_C$  Casing-Innendurchmesser [m]

Das Verhältnis  $\frac{d_T}{d_C}$  entspricht der Annahme, dass sich der ÖWK im Ringraum zwischen

Tubing und Casing befindet.  $D_{Fp}$  entspricht dem dynamischen GÖK und  $f_w$  dem Verwässerungskoeffizienten während der Produktion vor dem Stillstand. Mit Hilfe der Teufe des ÖWKs kann der Druck am Flüssigkeitskontakt Öl/Wasser nach GL.(B-4) berechnet werden.

$$p_w = p_F + \rho_o g(D_{ow} - D_F) \quad (\text{B-4})$$

$p_w$  entspricht dem Druck am ÖWK [Pag]

$p_F$  entspricht dem Druck am GÖK [Pag]

$D_F$  entspricht der Teufe des GÖK [m]

$p_F$  wird für die Berechnung als Atmosphärendruck (101.3 [kPa]) angenommen, da während eines Stillstandes in einer Sonde mit Gestängetiefpumpe der Sondenkopfdruk dem Atmosphärendruck entspricht und die Gassäule durch die geringe Gasdichte einen vernachlässigbar kleinen Druck auf den GÖK ausübt. Unter dem ÖWK befindet sich aufgrund der Separation lediglich Wasser und der statische Sondenbodendruck kann mit GL.(B-5) ermittelt werden.

$$p_{ws} = p_w + \rho_w g(D_{perf} - D_{ow}) \quad (\text{B-5})$$

$p_{ws}$  entspricht dem statischen Sondenbodendruck bzw. durchschnittlichen Lagerstättendruck [Pag]

In Tabelle 12 sind die für die Sonde Bockfliess 080 verwendeten Parameterwerte für die Berechnung des statischen ÖWKs wiedergegeben. Dieser befindet sich unter Verwendung von GL.(B-3) bei 1177 Metern.

Dp [m]	Dperf [m]	Dfp [m]	Dfs [m]	fw [Fraktion]	dt [m]	dc [m]	Dow [m]
903.77	1661.25	220	374	0.7731	0.0889	0.152	1177

Tabelle 12: Berechnung des statischen ÖWKs in der Sonde Bockfliess 080

Darüber kann Reinöl und darunter Wasser angenommen werden. Resultierend ergibt sich für diese Sonde ein durchschnittlicher Lagerstättendruck  $p_{ws} = 116.32$  [bar]. Das Druckgefälle in der Sonde Bockfliess 080, bei der zuletzt gefahrenen Bruttoförderrate von durchschnittlich  $44.3$  [m<sup>3</sup>/d], beträgt  $\Delta p = 116.32$  [b arg] –  $110.8$  [b arg] =  $5.52$  [bar]. Da die Sonde Bockfliess 080 eine statische Spiegelmessung aufweist, die vor der Bruttoerhöhung nach ausreichender Stillstandzeit evaluiert worden ist, wurde versucht diesen durchschnittlichen Lagerstättendruck als repräsentativ für alle Sonden im Bereich Bockfliess zu verwenden. Da aber die Sonden in unterschiedlichen Sublagen perforiert sind und der Lagerstättendruck während des Stillstandes aufgrund des geringen Well Spacing durch die Produktion benachbarter Sonden beeinflusst wird, variieren die statischen Drücke auf Sondenbasis. Folgend war in den Sonden das Druckgefälle entweder zu gering, um die Produktionsrate selbst unter idealen Bedingungen ohne Komplettierungsskin und mit  $kr=1$  zu erreichen, oder kleiner null.

### **23.1.2 Berechnung des Komplettierungsskins und dessen Einflussradius**

Der Komplettierungsskin tritt durch die Verengung der Flusslinien im bohrlochnahen Bereich aufgrund von partieller Perforation auf und wird in der Literatur als Pseudo-Skin Faktor bezeichnet. Der Wirkungsradius beschränkt sich wie bei jedem Skin auf den näheren Bereich um das Bohrloch und wird über diesen einen zusätzlichen Druckverlust verursachen. Ist das Bohrloch vertikal, hängt die Höhe des Druckverlustes bzw. des Komplettierungsskins laut Lit.32 von den folgenden vier Parametern ab:

- $z_w$  entspricht der Entfernung der Perforationsmitte zur Lagenunterkante [m]
- $h_w$  entspricht der Länge des Perforationsintervalls [m]
- $h$  entspricht der Mächtigkeit der Lage [m]
- $r_w$  entspricht dem Bohrlochradius [m]

Diese vier Einflussparameter werden zu den folgenden drei dimensionslosen Zahlen zusammengefasst:

- $\frac{h}{r_w}$

- $\frac{z_w}{h}$
- $\frac{h_w}{h}$

Mit diesen drei Verhältniszahlen kann unter Verwendung der Tabelle in Lit.33 der Komplettierungsskin aufgrund der partiellen Penetration ermittelt werden. Der Haupteinflussfaktor auf den Pseudo-Skin ist die erste dimensionslose Zahl, die das Verhältnis der Lagerstättenhöhe zum Bohrlochradius beschreibt und ist lediglich für die Werte 100 und 1000 in der Tabelle vorhanden. Die Interpolation zwischen und Extrapolation über diese Werte ist unter Verwendung einer semilogarithmischen Beziehung zulässig. Für diese muss der Skinwert bei  $hw/rw=100$  und  $1000$  semilogarithmisch gegen diese beiden Wert aufgetragen werden. Im MS Excel kann wiederum die exponentielle Trendlinie zur Berechnung verwendet werden. Unterhalb sind die Werte der dimensionslosen Größen für die Konfiguration des Perforationsintervalls in der 16.TH-2\_S Lage in der Sonde Matzen 267 wiedergegeben. Der Abstand zur Lagenober- und unterkante wurde aus den Las-Files ermittelt.

h	zw	hw
20.6	17	2
hw/rw	zw/h	hw/h
270.341207	0.82524272	0.09708738

Aus der Tabelle von Lit.33 können die folgenden Werte der dimensionslosen Größen zusammen mit dem Komplettierungsskin abgelesen werden.

	hw/rw	zw/h	hw/h	Komplettierungsskin n
Obere Grenze	100	0.95	0.1	20.81
	1000	0.95	0.1	41.521
Untere Grenze	100	0.8	0.1	15.809
	1000	0.8	0.1	35.84

Die obere und untere Grenze bezieht sich auf den Parameter  $zw/h$ , da der Wert der Sonde Matzen 267 zwischen den beiden in der Tabelle vorhandenen Skinwerten liegt. Je größer die Entfernung der Perforationsmitte von der Lagenunterkante ist, desto höher ist der Komplettierungsskin, da das Öl unter der Perforationsunterkante nicht mit Hilfe der Schwerkraft produziert wird. Zeichnet man die Werte des Skins bei  $hw/rw=100$  und  $1000$  in einen semilogarithmischen Graphen, veranschaulicht in Abb.87, erhält man die exponentiellen Trendliniengleichungen für die obere und untere Grenze und kann den Wert für  $hw/rw=270.34$  für beide Szenarien berechnen.

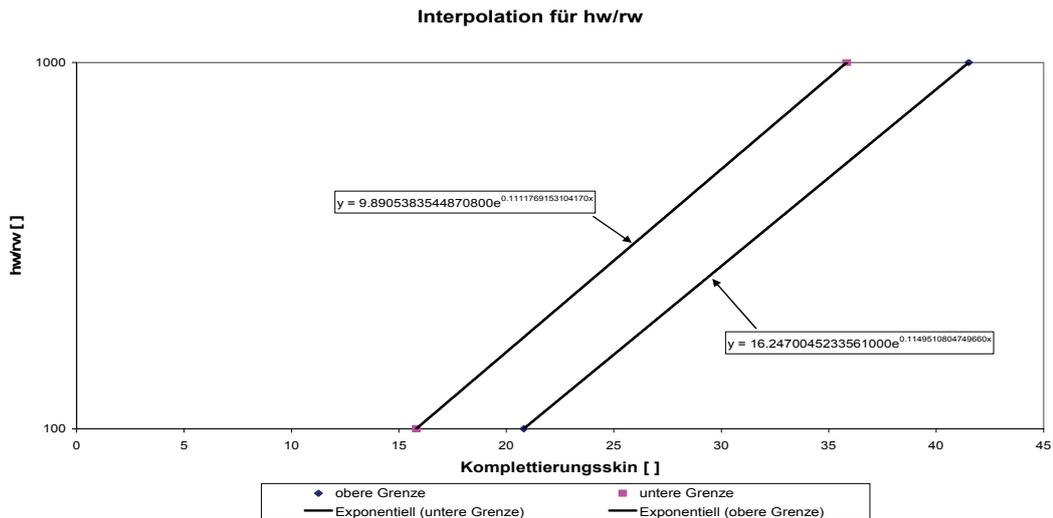


Abbildung 87: Interpolation für hw/rw unter Verwendung der exponentiellen Trendliniengleichungen

Die Gleichung für die untere Grenze aus Abb.87 entspricht

$$\frac{h_w}{r_w} = 9.89053835 * e^{0.11117692 * s_{\text{completion}}} \quad (B-6)$$

Aufgelöst nach x und eingesetzt für hw/rw=270.34 ergibt einen Komplettierungsskin für die untere Grenze von

$$s_{\text{completion}} = \frac{\ln\left(\frac{\frac{h_w}{r_w}}{9.89053835}\right)}{0.11117692} = \frac{\ln\left(\frac{270.34}{9.89053835}\right)}{0.11117692} = 29.76 \quad (B-7)$$

Wiederholt man dieses Procedere für die obere Grenze, erhält man den Komplettierungsskin bei hw/rw=270.34 für die beiden Werte zw/h=0.95 und 0.8. Die 2. Interpolation erfolgt für den Parameter zw/h=0.825 und wird durch lineare Interpolation zwischen den beiden für hw/rw berechneten Skinwerten ermittelt, veranschaulicht in Tabelle 13.

1. Interpolation		hw/rw=270.34	2. Interpolation		zw/h=0.825
	Trendlinie				
Obere Grenze	d	9.89053835			Skin für Matzen 267 in 16.TH-2_S
	k	0.11117692	29.7553346		
					25.35165179
Untere Grenze	d	16.2470045	24.4606343		
	k	0.11495108			

Tabelle 13: Berechnung des Komplettierungsskins für die Sonde Matzen 267

Somit ergibt sich der Komplettierungsskin für die Sonde Matzen 267 mit der vorliegenden Perforations-Lagenkonfiguration zu  $s_{\text{Completion}}=25.35$ . Weiters enthält diese Sonde zwei Kalzitlagen, die oberhalb und unterhalb des Perforationsintervalls lokalisiert sind. Folgend wird der Komplettierungsskin durch die Verringerung der Lagenmächtigkeit reduziert. Berechnet man für diese Perforations-Lagenkonfiguration die dimensionslosen Werte und den Komplettierungsskin mit Hilfe der oben angeführten Interpolationen, ergibt sich  $s_{\text{Completion}}=8.35$ . Folgend wird der durch den Komplettierungsskin verursachte Druckverlust im bohrlochnahen Bereich geringer sein, wenn Kalzitlagen die Lagenmächtigkeit einschränken und deren areale Ausdehnung dem Einzugsbereich der Sonde entspricht. Die Geschwindigkeit wird konstant um diesen Faktor größer sein und der Einzugsbereich wird sich über einen weiteren Radius erstrecken, da das zur Verfügung stehende Druckgefälle in der Formation hinter dem Wirkungsradius des Komplettierungsskins größer ist. Zur Ermittlung des Wirkungsradius wird angenommen, dass die Verengung der Flusslinien in Richtung Perforation triangulär erfolgt. D.h. die Flusslinien oberhalb und unterhalb des Perforationsintervalls werden sich über einen bestimmten Radius,  $r_s$ , mit einer konstanten Rate verringern. Die radiale Entfernung,  $r_s$ , über die diese Verengung erfolgt, wird mit Hilfe des Verhältnisses  $\frac{K_{hor}}{K_{vert}}=2.43$  im 16.TH ermittelt.

Folgend beträgt die vertikale Verengungsrate 1 Meter auf einer radialen Länge von 2.43 Metern. Befindet sich die Perforationsoberkante z.B. 3 Meter von einer Lagenoberkante entfernt, beträgt  $r_s$  in diesem Bereich 7.29 Meter. Die gleiche Überlegung wird für den Bereich unter der Perforationsunterkante getätigt. Diese Modellbeschreibung für den Wirkungsradius ist in Abb.88 graphisch dargestellt. Der Wirkungsradius,  $r_{SUK}$ , im unteren Bereich ergibt, für eine vertikale Distanz von 5 Metern  $r_{SUK}=12.15$  Meter. Um einen durchschnittlichen Wirkungsradius für die Perforations-Lagenkonfiguration in Abb.88 zu berechnen, wird das

Verhältnis  $\frac{r_{SOK}}{r_{SUK}}$  zur Gewichtung der  $r_s$ -Werte folgend verwendet:

$$\text{Wenn } \frac{r_{SOK}}{r_{SUK}} > 0.5, \text{ dann } \bar{r}_S = r_{SOK} \frac{r_{SOK}}{r_{SUK}} + r_{SUK} \left( 1 - \frac{r_{SOK}}{r_{SUK}} \right)$$

$$\text{Wenn } \frac{r_{SOK}}{r_{SUK}} < 0.5, \text{ dann } \bar{r}_S = r_{SOK} \left( 1 - \frac{r_{SOK}}{r_{SUK}} \right) + r_{SUK} \frac{r_{SOK}}{r_{SUK}}$$

Für die in Abb.88 dargestellte Konfiguration ergibt

$$\frac{r_{SOK}}{r_{SUK}} = \frac{7.29 [m]}{12.15 [m]} = 0.6 .$$

Daraus folgt

$$\bar{r}_S = r_{SOK} \frac{r_{SOK}}{r_{SUK}} + r_{SUK} \left( 1 - \frac{r_{SOK}}{r_{SUK}} \right) = 7.29 [m] * 0.6 + 12.15 [m] * 0.4 = 9.23 [m] .$$



$$\frac{q_{ideal}}{q_{actual}} = \frac{1}{k_r} \tag{B-8}$$

wobei in  $q_{ideal}$  aus GL.(B-8) der Komplettierungsskin miteinbezogen ist, da dieser die Produktionsrate verringert. Die durchschnittlichen Permeabilitäten wurden durch thickness-averaging über die Mächtigkeit ermittelt. GL.(B-8) kann angeschrieben werden als

$$k_r = \frac{1}{\frac{q_{ideal}}{q_{actual}}} \tag{B-9}$$

Wird in GL.(B-8)  $q_{ideal}$  eingesetzt ergibt sich

$$q_{actual} = \frac{2\pi h k_r k}{\mu_L} * \frac{(\bar{p} - p_{wf})}{\left( \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s_{Completion} \right)} \tag{B-10}$$

Für die Sonde Bockfliess 080 wurden die durchschnittlichen Gesamtrelativpermeabilitäten unter Einbezug des Komplettierungsskins für drei Lagengrenzenszenarien ermittelt. Szenario 1 entspricht der 16.TH Sublagenmächtigkeit (16.TH-2\_S), Szenario 2 der Lagenmächtigkeit gebildet durch die anwesenden Kalzitlagen oberhalb und unterhalb der Perforation und Szenario 3 entspricht dem Perforationsintervall. Die Ergebnisse sind in Tabelle 14 dargestellt. Der Komplettierungsskin zwischen dem 1. und 2. Szenario unterscheidet sich nur sehr gering, da die obere Kalzitlage direkt an der Perforationsoberkante liegt. Würde die Lagenhöhe der Perforationslänge entsprechen, wäre der Komplettierungsskin null. Der Vergleich der idealen Produktionsrate ohne Skin, mit Skin und der aktuellen Rate, verdeutlicht die Tatsache, dass man durch die hohen Permeabilitäten bei dem vorliegenden  $\Delta p=5.52$  [bar] unter idealen Bedingungen einen enorm hohen Zufluss hätte. Schwenkt man diesen Zustand auf die Relativpermeabilitäten um, wird klar, dass bei einer partiellen Penetration der Komplettierungsskin miteinbezogen werden muss.

	h [m]	qideal ohne skin [m³/d]	qideal mit skin [m³/d]	s_completion [ ]	qactual [m³/d]	kr ohne skin [Fraktion]	kr mit skin [Fraktion]
Szenario 1	12.4	766.6	298.43	11.81	44.3	0.058	0.148
Szenario 2	7.7	570.54	224.31	11.62	44.3	0.078	0.198
Szenario 3	2.5	193.51	193.51	0	44.3	0.229	0.229

Tabelle 14 :Vergleich der Relativpermeabilitäten für drei Szenarien mit und ohne Skin in der Sonde Bockfliess 080

Mit dieser Methode kann der niedrige Zufluss erklärt werden, wobei kein Formationsskin in Betracht gezogen wird. Die Relativpermeabilitäten sind, wenn die in den Las-Files beinhalteten Permeabilitäten quantitativ korrekt sind, gering.

$(\bar{p} - p_{wf})$  in GL.(B-10) entspricht dem aus der Sonolgmessung berechneten Druckgefälle. Wird GL.(B-10) ohne Komplettierungsskin angeschrieben und nach  $(\bar{p} - p_{wf})$  aufgelöst, erhält man das Druckgefälle, wenn der Komplettierungsskin nicht vorhanden ist.

$$\Delta p_{ohne\ skin} = \frac{q_{actual} \mu_L}{2\pi h k_r k} * \left( \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} \right) \quad (B-11)$$

Daraus folgt

$$\Delta p_{skin} = \Delta p_{mit\ skin} - \Delta p_{ohne\ skin} \quad (B-12)$$

Mit Hilfe dieser Gleichungen kann der skinbedingte Druckverlust über den Radius  $\bar{r}_S$  bestimmt werden. Für die Sonde Bockfliess 080 beträgt dieser

$$\Delta p_{skin} = 5.52 [bar] - 2.15 [bar] = 3.37 [bar]$$

Der Druckverlust in dem Wirkungsradius der Sonde Bockfliess 080 ist graphisch in Abb.89 dargestellt. Der Drainage Radius wird mit 300 Metern angenommen, ist aber zur Darstellung des Skinbereichs nur bis zu einem Radius von 50 Metern dargestellt.

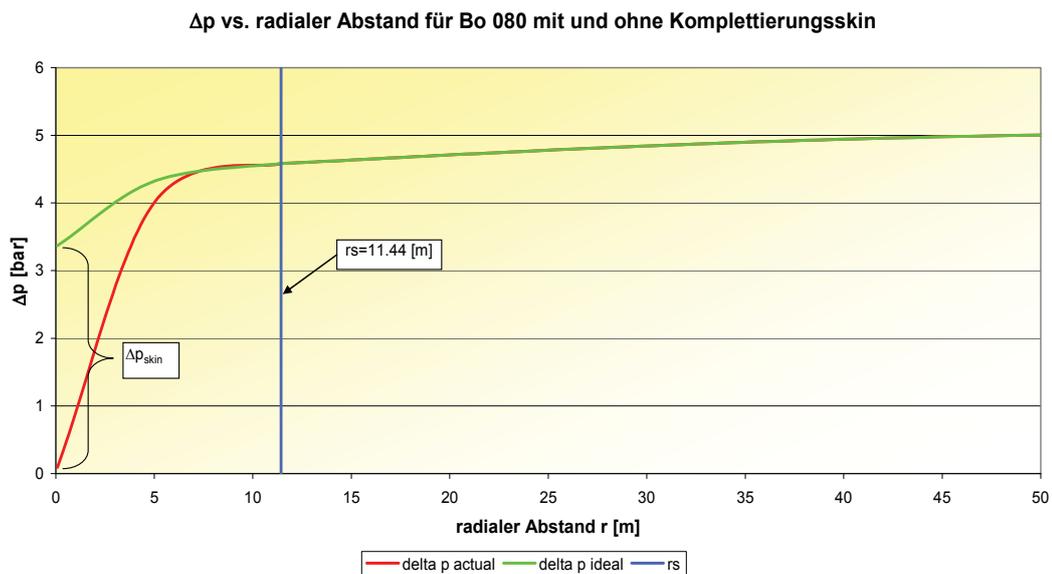


Abbildung 89:  $\Delta p$  vs. radialer Abstand für Bockfliess 080 mit und ohne Komplettierungsskin

### 23.1.4 Emulsionsviskosität

Zur Berechnung der Emulsionsviskosität wurde eine volume fraction-weighted average Methode verwendet. Der Leser sollte darauf hingewiesen werden, dass es für die Zulässigkeit der Anwendung von Formeln, die auf Basis von volume fraction-weighted averaging ermittelt wurden, keinen theoretischen Beweis gibt. Nichtsdestotrotz wurden und werden diese

Formeln zur Beschreibung von Flüssigkeitseigenschaften verwendet. Die Emulsionsviskosität wurde mit GL.(B-12) ermittelt.

$$\mu_L = \left( \frac{WÖV\rho_w}{WÖV\rho_w + B_o\rho_o} \right) \mu_w + \left( \frac{B_o\rho_o}{WÖV\rho_w + B_o\rho_o} \right) \mu_o \quad (\text{B-12})$$

$\mu_L$  Emulsionsviskosität bei Lagerstättendruck [Pas]

$\mu_w$  Wasserviskosität bei Lagerstättendruck angenommen mit  $0.5 \cdot 10^{-3}$  [Pas]

$\mu_o$  Ölviskosität bei Lagerstättendruck [Pas]

$\rho_w$  Wasserdichte unter Standardbedingungen [kg/m<sup>3</sup>]

$\rho_o$  Wasserdichte unter Standardbedingungen [kg/m<sup>3</sup>]

$B_o$  Oil Formation Volume Factor bei Lagerstättendruck [ $\text{m}^3 \text{Öl}_{\text{Lagerstätte}} / \text{m}^3 \text{Öl}_{\text{Standard Cond.}}$  ]

$WÖV$  aktuelles WÖV während der Produktion [ $\text{m}^3 \text{Wasser} / \text{m}^3 \text{Öl}$ ]

Für die Sonde Bockfliess 080 beträgt die Emulsionsviskosität zum Zeitpunkt der Bruttoerhöhung  $\mu_L = 0.0019$  [Pas]. Da das WÖV mit der Zeit ansteigt, wird sich die Viskosität verringern und die Geschwindigkeit würde sich erhöhen. Folgend würde sich der Zufluss erhöhen. Da sich aber gleichzeitig der hydrostatische Mischgradient im Ringraum erhöht, bleibt der Zufluss und somit auch der Fluidspiegel im Ringraum konstant, da der Sondenbodenfließdruck größer wird, wenn die Förderrate konstant bleibt.

Da das WÖV Obertage gemessen wird, erhält man keine Auskunft über die WÖVe in den einzelnen Bereichen des Perforationsintervalls. Würde sich eine Perforation über eine "Capillary Transition Zone" erstrecken, würde die Viskosität über das Perforationsintervall von der des Wassers bis hin zu der des Reinöls zunehmen. Folgend würde sich die

Geschwindigkeit aufgrund der Viskosität bei  $\frac{\mu_o}{\mu_w} = 10$ , um das 10 fache Richtung Basis

erhöhen. Weiters würden sich die Relativpermeabilitäten von Öl und Wasser verändern. Dies verdeutlicht wiederum die Tatsache, dass die Berechnung der Emulsionsgeschwindigkeit nach GL.27 nur für Lagen zulässig ist, die eine einheitliche Viskosität aufweisen. Sind mehrere gering mächtige Lagen im Perforationsintervall anwesend, die bereits alle geflutet sind, kann die Annahme getroffen werden, dass diese dieselbe Emulsionsviskosität aufweisen.