

Analysis of recent Work Over Activities with Respect to Optimization

Master Thesis



Martin Straub

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

November 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!

(Martin Straub)

2 Danksagung

Zuerst 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 auch allen Mitarbeitern des Reservoir Managements, des Asset Öls und des SOBs für ihre Hilfestellung danken. Spezieller Dank gilt Herrn Dr. Dipl. Ing. Jens Behrend für die Betreuung und das Korrekturlesen meiner Diplomarbeit.

Ich möchte mich bei Univ.Prof. Bergrat h.c. Dipl. Ing. Dr.mont. Gerhard Ruthammer für die Übertragung des Themas danken. Ebenfalls möchte ich mich für die Betreuung und Korrektur meiner Diplomarbeit bedanken.

Darüber hinaus möchte ich meinen Eltern und meiner Familie danken, die mich finanziell unterstützte und somit mein Studium an der Montanuniversität Leoben erst ermöglichte.

3 Inhaltsverzeichnis

1	Eidesstattliche Erklärung	2
2	Danksagung	3
3	Inhaltsverzeichnis	4
4	Abbildungsverzeichnis	6
5	Tabellenverzeichnis	9
6	Abstrakt	10
7	Abstract	11
8	Executive Summary	12
9	Einleitung	22
10	Ursachen der Produktionsprobleme	25
10.1	Zu hohes WÖV und GÖV.....	25
10.2	Sandproduktion.....	27
10.3	Korrosion.....	29
10.3.1	Galvanische Korrosion.....	29
10.3.2	CO ₂ Korrosion.....	30
10.3.3	Lochfraß.....	31
10.3.4	Wasserstoffschädigung.....	31
10.3.5	Spannungsrißkorrosion.....	32
10.3.6	Mikrobakterielle Induzierte Korrosion.....	32
10.3.7	Erosion und Erosionskorrosion.....	33
10.4	Scale.....	34
11	Technische Maßnahmen zur Behebung der Produktionsprobleme einer Sonde	36
11.1	Abwältigung.....	36
11.2	Aufwältigung.....	37
11.3	Frac-Behandlung.....	38
11.4	Casingleckreparatur.....	39
11.5	Höherlegung.....	41
11.6	Einbau einer Progressive Cavity Pump (PCP).....	42
11.7	Zusatzperforation und Nachperforation.....	44
11.8	Perforationsverkürzung.....	46
11.9	Tieferlegung.....	47
	Die Tieferlegung umfasst folgende Arbeitsschritte:.....	47
	• Ausbau der Förderinstallation.....	48
	• Aufnahmetest gegenüber der Perforation.....	48
	• Druckzementation der Perforation.....	48
	• Aufbohren der Zementbrücke mit einem RM.....	48
	• Einmessen der Perforationskanone im Bohrloch und Perforation der neuen Lage.....	48
	• Mit Swabb-PV Zuflusssituation überprüfen.....	48
	• Auf Inflow-Performance abgestimmte Förderinstallation einbauen.....	48
	Installationswechsel.....	48
11.10	Gravelpack.....	49
11.11	Wassersperre.....	50
11.11.1	Chemische Wassersperre.....	50
12	Analyse der Generalbehandlungen	52
12.1	Gliederung der Generalbehandlungen.....	52
12.2	Beurteilung der Behandlungen.....	53
12.2.1	Grobes Screening der Behandlungen.....	53

12.2.2	Technische Beurteilung der Generalbehandlungen.....	56
12.2.2.1	Lagerstättentechnische Probleme:.....	59
12.2.2.2	Technische Probleme	61
12.3	Stehzeiten der Sonden.....	69
12.4	Behandlungsdauer und Kosten.....	72
12.5	Monetäre Bewertung der Behandlungen.....	74
13	Neue Methoden zur Behandlung der aufgetretenen Probleme.....	76
13.1	Casingleckreparatur.....	76
13.1.1	Druckaktivierte Abdichtung	80
13.1.2	Solid Expandables.....	82
13.1.2.1	Metall Casing Patches.....	82
13.1.2.1.1	Expatch	82
13.1.2.1.2	Patchflex.....	85
13.2	Sandkontrolle	89
13.2.1	OHGP.....	96
13.2.2	Frac-Pack.....	97
13.2.3	Alternative Sandspermaßnahmen laut BP	99
13.2.4	Sandkontrolle mit Resin	100
13.2.5	Gravelpacksanddimensionierung.....	103
13.3	Bohrungen.....	107
13.3.1	Sidetrack.....	109
Abgelenktes Bohrloch.....		111
13.3.1.1.1	Abgelenkte Bohrung mit Pendelgarnitur	112
13.3.1.1.2	Abgelenkte Bohrung mit Motor und MWD	116
13.3.1.2	Short Radius Sidetracks.....	117
13.3.1.2.1	Short Radius Sidetracks mit Motor und MWD.....	117
13.3.1.2.2	Short Radius Sidetrack mit System der Firma Amoco.....	120
13.3.1.3	Usr Sidetrack	126
13.3.1.3.1	Usr System von Penetrators.....	126
13.3.1.3.2	Usr System von Wellenhancement LLC.....	129
13.3.1.3.3	Ultra short radius radial System (usrss) von Petrojet.....	133
13.3.2	Expendable wells.....	139
14	Konklusion	149
15	Referenzen	152
16	Nomenklatur.....	154
17	Einheiten.....	156
18	Appendix.....	157
18.1	Firmenverzeichnis.....	157
18.2	Emails von Operatoren.....	158
18.3	Auswertung der Behandlungstexte	159
18.4	Steigrohrstatistik.....	171

4 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Behandlungswinde der OMV während einer Generalbehandlung.....	24
Abbildung 2: Schlechter Zementjob, der den Zufluss des Wassers in die Sonde ermöglicht [37]	26
Abbildung 3: Wasserproduktion in geschichteten Horizonten mit unterschiedlichen Permeabilitäten [37].....	27
Abbildung 4: Sandbogen vor einem Perforationskanal [9].....	28
Abbildung 5: Galvanische Korrosion eines Stahles [8].....	30
Abbildung 6: Vorgänge während des Wasserstoffblisterings [6].....	32
Abbildung 7: Abhängigkeit der Löslichkeit von Temperatur, Druck und Wassersalinität [13].....	35
Abbildung 8: Abwältigung der Sonde Ma 215 in die 4. Lage des 9. Tortons wegen vermuteter Gasreserven.....	37
Abbildung 9: Spannungsprofil der verschiedenen Lagen und Ausbildung des Fracs in der Sonde PLW 1.....	39
Abbildung 10: Sondenskizze der Sonde Ma 430 mit abzementiertem Casingleck und installierter PCP.....	40
Abbildung 11: Höherlegung in die 1. Lage des 16. Tortons wegen vermuteter Gasreserven.....	42
Abbildung 12: Im Bohrloch installierte PCP inklusive Obertageantrieb und Torsionsanker [43].	44
Abbildung 13: Sondenskizze der Matzen 164 nach durchgeführter Zusatzperforation von 1414-1416 m.....	46
Abbildung 14: Log der Sonde Ma 275 nach der Tieferlegung, um das untere Sandpaket des 9. Tortons zu entölen.....	47
Abbildung 15: WWL und Packer inklusive Crossover-Zirkulierstück zur Installation eines ICGPs [10].....	49
Abbildung 16: Gliederung und Anzahl der Generalbehandlungen der OMV Gänserndorf.....	53
Abbildung 17: Einteilung der Generalbehandlungen nach Tagesproduktion vor und nach der Generalbehandlung.....	54
Abbildung 18 Produktivitätsindizes vor und nach einer Generalbehandlung.....	56
Abbildung 19: Einteilung der Generalbehandlungen in drei Kategorien.....	58
Abbildung 20: Lagerstättentechnische Probleme der Sonden, welche nach den 327 Generalbehandlungen auftraten.....	60
Abbildung 21: Produktionstechnische Probleme im Zuge der 327 Generalbehandlungen.....	62
Abbildung 22: WÖV vor und nach der Wasserglasbehandlung in der Sonde Matzen 132.....	63

Abbildung 23: Bohrlochverlauf mit gekennzeichnetem Casingleck der Sonde Bockfliess 022...	64
Abbildung 24: Bohrlochverlauf der Sonde Bockfliess 072 inklusive gekennzeichnetem Casingschaden	66
Abbildung 25: Sondenskizze der Sonde Gänserndorf T 002 mit eingebautem Hilfscasing und Tiefpumpe.....	67
Abbildung 26: Übersicht der Stehzeiten von Gas und Ölsonden	71
Abbildung 27: Aufteilung der Stehzeiten in diverse Arbeitsschritte für die ersten 95 Sonden.....	71
Abbildung 28: Aufteilung der Stehzeiten in diverse Arbeitsschritte für die restlichen Sonden.....	72
Abbildung 29: Spezifische Dauer und Kosten der Generalbehandlungen	73
Abbildung 30: Sondenskizze eines durch Annular Space Korrosion verursachten Casingschadens [7]	78
Abbildung 31: Detailliertes Korrosionsbild der Annular Space Korrosion	79
Abbildung 32: Korrodierte Gasliftinstallation der Sonde Matzen 433	80
Abbildung 33: Chemische Prozesse einer druckaktivierten Abdichtung von Sealtite [35].....	81
Abbildung 34: Arbeitsschritte für die Installation eines Expatches [27]	83
Abbildung 35: Notwendige Arbeitsschritte für die Installation des Patchflex [26]	86
Abbildung 36: Mit Straddle abgedichtetes Casingleck	88
Abbildung 37: Feinstanteile der Formation für die untersuchten Sonden versus Gravelpackgröße.....	92
Abbildung 38: Sortierung der Formation versus Gravelpackgröße	93
Abbildung 39: Verhältnis zwischen tatsächlicher Gravelgröße und Gravelgröße nach Schwartz	95
Abbildung 40: Bewertung der Sandsperrmaßnahmen von BP hinsichtlich Produktion, Zuverlässigkeit, Anpassung und Kosten (rot: schlecht, gelb: okay, grün: gut) [39]	100
Abbildung 41: Stabilisierung von unkonsolidierten Formationen mit Resin [22].....	101
Abbildung 42: Sandanalyse und Dimensionierung des Gravelpacks nach Schwartz, Saucier und Tiffin	107
Abbildung 43: Benötigte Obertageeinrichtungen zur Aufbereitung der Spülung bei Bohrungen mit Behandlungswinden	109
Abbildung 44: Bohrlochbild der abgelenkten Bohrung Ma 051a	110
Abbildung 45: Usr System von Wellenhancement LLC [17].....	111
Abbildung 46: Expandierter XTRACAP Packer mit geschlitztem Liner nach Installation in einem lateralen Bohrloch [31]	119
Abbildung 47: Mögliche Komplettierung mit XTRACAP Packer und geschlitztem Liner [44]....	120

Abbildung 48: Bestandteile der CDA Garnitur von Amoco [20].....	121
Abbildung 49: Mathematische Beschreibung des Bohrlochverlaufes einer CDA Garnitur [19].	122
Abbildung 50: Zusammensetzung einer gewöhnlichen LDA Garnitur für laterale Sektionen [20]	123
Abbildung 51: Penedrill System von Penetrators zum Bohren von kurzen radialen Bohrlöchern [29]	127
Abbildung 52: Zusammensetzung des radial jet Systems von Wellenhancement LLC [17].....	130
Abbildung 53: Im Bohrloch installiertes usrrs von Petrojet zum Bohren einer lateralen Strecke [18]	134
Abbildung 54: Detailaufnahme des Whipstocks mit Bewegungskontrolleinrichtung und Bohrstrang [18].....	135
Abbildung 55: Entstehungsprozess des Gravelpacks in einer horizontalen Bohrung [33]	137
Abbildung 56: Bohrlochbild eines expendable wells inklusive abgesetzter Tiefpumpe [23].....	141
Abbildung 57: Hakenlast und HHP für ein expendable well vs. Förderrohrtourlänge	144
Abbildung 58: Hollow rod von Tenaris [45]	147

5 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Produktionsprobleme bezogen auf den quantitativen Produktionsausfall	74
Tabelle 2: Sonden mit Casingschäden im Feld Matzen.....	77
Tabelle 3: Schätzkosten für die Casingleckreparatur eines 8 m langen Lecks mit Expatch	85
Tabelle 4: Schätzkosten für die Casingleckreparatur eines 8 m langen Lecks mit Patchflex.....	87
Tabelle 5:Untersuchte Sonden mit installierter Sandspermmaßnahme	90
Tabelle 6: Schätzkosten für die Installation eines OHGP in Ölsonden nach Ausbau des ICGPs	97
Tabelle 7: Schätzkosten für die Installation eines Frac-Packs inklusive Planung des Frac-Packs von Halliburton	98
Tabelle 8: Schätzkosten für die Stabilisierung von unkonsolidierten Sanden mit Hydrofix von Halliburton	102
Tabelle 9: Schätzkosten für die Installation eines größeren ICGPs in unsortierten Formationen	104
Tabelle 10: Sandspermmaßnahmen für verschiedene Sandkornkurven nach Tiffin.....	106
Tabelle 11: Schätzkosten für einen 200 m langen Sidetrack mit Pendelgarnitur und Trackmaster von Smith	115
Tabelle 12: Schätzkosten für einen sr Sidetrack mit MWD und Motor mit openhole Komplettierung.....	118
Tabelle 13: Schätzkosten für zwei laterale Bohrlöcher ohne Logistikkosten	128
Tabelle 14: Schätzkosten für zwei Bohrlöcher gebohrt mit dem radial jet System ohne Logistikkosten	133
Tabelle 15: Schätzkosten für die Durchführung eines Sidetracks mit Petrojet ohne Servicefirmenkosten.....	139
Tabelle 16: Schätzkosten für die Bohrung eines expendable wells	145
Tabelle 17: Durchschnittliche Korrosionsraten für Komplettierungen in den Sonden der OMV Gänserndorf.....	146

6 Abstrakt

Die OMV betreibt 900 Sonden in den niederösterreichischen Lagerstätten und diese sind teilweise schon 40 bis 50 Jahre alt. Die Generalbehandlungen werden zur Beseitigung von lagerstättentechnischen und produktionstechnischen Problemen, die während des Produktionszyklus einer Sonde entstanden sind, herangezogen.

Bei der Durchführung von Generalbehandlungen treten immer wieder Fehler auf. Nach Druckzementationen von Casingschäden wurden die Casings aufgefräst, Säuerungen führten zum Plugging von Inside Casing Gravel Packs, Totpumpen der Sonde nach Produktionsversuchen reduzierte die erwartete Förderrate, Sand oder im Bohrloch verbliebene Gegenstände verhinderten das Befahren der Sonde und eingepresstes Wasserglas wurde nach dem Einpumpen in die Formation in einigen Sonden wieder ausgefördert. Zu den lagerstättentechnischen Problemen zählen Plugging und Bridging der Sandsperrmaßnahmen, massiver Sandeinbruch in bohrlochsnahen Bereichen, hohes Wasser-Öl-Verhältnis, unwirtschaftlicher Zufluss durch Schädigung der Formation in Perforationsnähe und beschädigte Zementsäulen hinter dem Casing.

Die eben erwähnten Probleme können mit anderen Behandlungstechniken, die von der OMV bisher nur selten oder gar nicht in Betracht gezogen worden sind, gelöst werden. Bohrungen, die mit Behandlungswinden durchgeführt wurden, können mit Whipstöcken und Pendelgarnituren aus Kostengründen abgelenkt werden und den ölführenden Horizont einige Meter neben dem bestehenden Casing erschließen. Casing Patches können zur Reparatur von Casingleckagen verwendet werden, wenn die Sonden stark abgelenkt sind oder die Verrohrung schon stark in Mitleidenschaft gezogen worden ist. Short radius Sidetracks können Horizonte mit massiven Sandproblemen entölen. Zur Entölung dieser Horizonte kann man eine Bohrung mit kurzer lateraler Sektion vom Mutterbohrloch mit einem Motor und einem MWD oder mit einem „Ultra short radius (usr) System“ der Firma Amoco abteufen. Der durch Formationsschäden im bohrlochsnahen Bereich entstandene geringe Zufluss kann mit usr Systemen, die laterale Bohrlöcher bis zu 350 ft in die Formation bohren, möglicherweise beseitigt werden. Diese Bohrungen können Hydraulic Fracture Jobs in dünnen Schichten und in der Nähe von Öl-Wasser-Kontakten oder Öl-Gas-Kontakten ersetzen. Das Plugging von Sandsperrmaßnahmen kann bei Neuinstallationen durch ein überarbeitetes Design verhindert werden. Die verwendeten Gravelpacksande sollten einen Durchmesser von 7-8x der mittleren Korngröße des Formationssandes in schlecht sortierten Formationen haben. In Sonden mit massiven Sandproblemen sollte ein Open Hole Gravel Pack installiert werden oder der Formationssand mit Resin-Behandlungen zusätzlich stabilisiert werden.

7 Abstract

OMV is the dominant producer in the Vienna Basin and OMVs oil and gas production comes from 900 wells. Particular wells are almost 40 to 50 years old and need work over treatments to secure the annual production targets. The production from general and routine work over activities counts about 10 to 15% of the annual production. These work over treatments are essential for solving production and reservoir related problems occurring during the lifecycle of the well.

During the general work over treatments several failures and problems occurred in recent years. The origin of those failures can be related to the reservoir or the production. Typical production and reservoir problems are listed below:

- Damaging the casing with a milling-tool during milling a cement plug
- Plugging of inside casing gravel packs after acidizing the formation
- Reduced production rates after killing the well
- Prevention of running in the hole with work over tools due to sand or fishes in the well
- Chemical water shut off treatments failed in some wells, because the chemicals didn't stay in the formation
- Plugging and bridging of sand control installations
- Collapsed formations near the borehole
- High water oil ratios or gas oil ratios
- Bad inflow performance due to damaged near well bore regions

To solve those problems new technologies have to be used by OMV in the field. One possibility is sidetracking existing wells with work over rigs. To drill a sidetrack a whip stock and a pendulum assembly or a motor with a MWD tool should be used. Short radius sidetracks can be used to produce formations with collapsed near well bore sections or sand problems. Ultra short radius sidetracks can be used to increase the production from wells with damaged near well bore sections. The ultra short radius sidetracks can be drilled up to 350 ft into the formation. This technology can replace hydraulic fractures jobs in thin formations that are near the oil water contact or the oil gas contact. Casing patches can be installed to repair corrosion leaks in the casings without using a milling tool to mill the cement plug. To solve sand problems in unsorted formations the gravel pack design must be adapted. The proppants should have 7-8 times the diameter of the mean formation sand grains. In formations with tremendous sand problems an open hole gravel pack or an additional consolidation of the sand grains with resin can reduce the sand production.

8 Executive Summary

The wells in the mature fields of the Vienna Basin operated by OMV have several problems during the production cycle of the well. The problems are high water oil ratios, high gas oil ratios, sand problems, corrosion and scale. High water oil ratios can be caused by channels behind the casing, leaks in the down hole installations, cross flow through fractures and fissures between the injecting and producing wells. Other reasons for water production are zones with high permeabilities in layered reservoirs and coning in reservoirs with high vertical permeability. The gas production can be caused by the same mechanisms as the water production. Sand production is caused by high pressure draw downs in depleted reservoirs, fluctuating production rates and changes in the water oil ratios and gas oil ratios. Sand production occurs mainly in partly or weakly consolidated reservoirs. Corrosion is caused by several mechanisms and those mechanisms are listed below:

- Galvanic corrosion
- Pitting
- Sulfide stress corrosion cracking
- CO₂ corrosion
- Hydrogen blistering
- Hydrogen embrittlement
- Erosion and erosion corrosion
- Bacteria induced corrosion

Scale is deposited in the most cases on the tubing wall. The scale deposits are formed by calcium or magnesium and precipitate under certain temperature, pressure, salinity and pH-value. Scale deposits are favored by fluids which contain CO₂ or H₂S.

To solve those problems work over jobs are performed during the life cycle of the well. The work over jobs can be divided in general work over and routine work over activities. The routine work over treatments solve mechanical problems and the general work over jobs shall provide solutions to reservoir or production related problems. Several problems occurred during the general work over activities or afterwards in the last five years and therefore the attention in this thesis is focused on those treatments.

Work over jobs, which are common in the mature fields of OMV, are mentioned below:

- Perforating a well up dip in the same layer
- Perforating a well down dip in the same layer
- Perforating a well in other layers

- Casing leak repair
- Installation of PCPs
- Gravelpack installations
- Hydraulic Fracturing
- Reperforating
- Chemical and mechanical water shut off treatments
- Production tests
- Reduction of the perforation length
- Increase of the perforation length
- Change of the down hole installations

During those treatments occurred several problems in the last five years. The problems occurred during the work over jobs or immediately after the work over activities. The problems can be related to the reservoir and the producing layers or to the work over techniques itself. Typical problems which can be related with the reservoir are listed below:

- Overestimated reserves
- Tremendous sand production
- Too low reservoir pressure in gas wells compared to the pressure in the surface flow lines
- Paraffin deposits in tubings
- High water production
- Rapid increase in the water oil ratio
- Uneconomic inflow performance of hydrocarbons
- Plugging and Bridging of gravel packs
- Liquid loading in gas wells

The frequency of these problems is shown in the figure below.

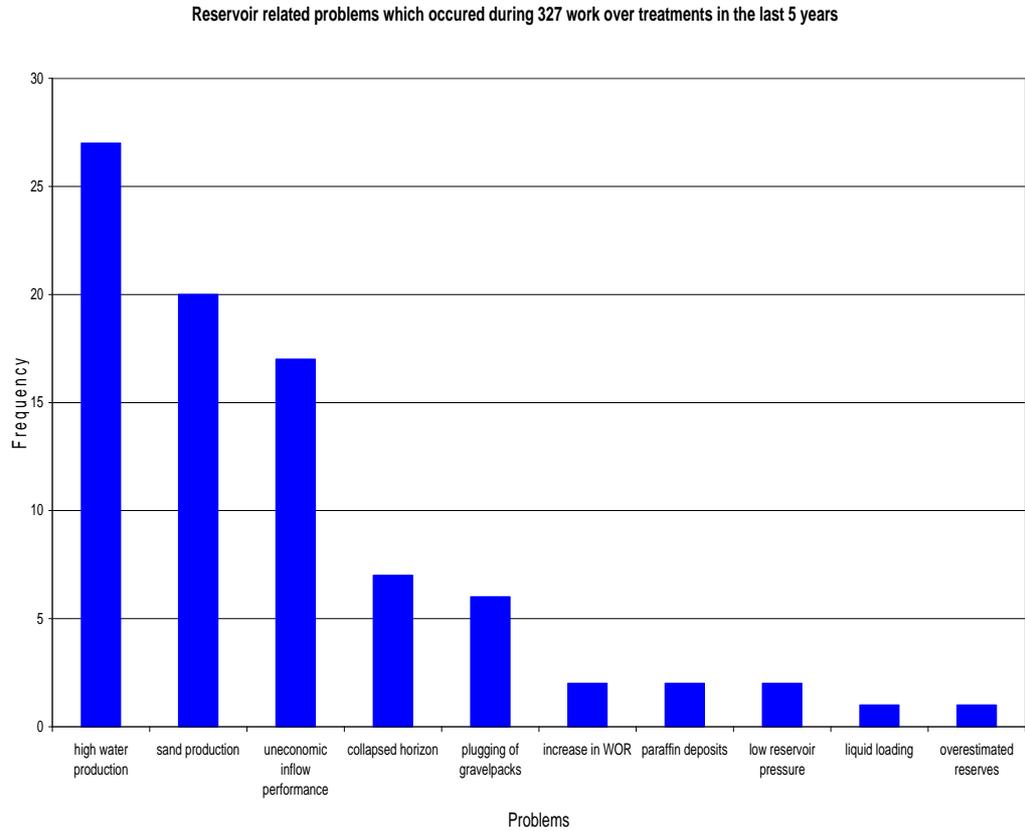


Figure 1: Reservoir problems which occurred during general work over treatments in the last 5 years

As seen in the chart above the problem with the highest frequency is related to the water production. Sand production and a low inflow performance are also a very common problem. Collapsed producing layers and plugging of gravel packs occur very often, too. Beside those problems also technical problems can be identified which have a direct impact on the work over quality and results. These technical problems are depicted in the next figure.

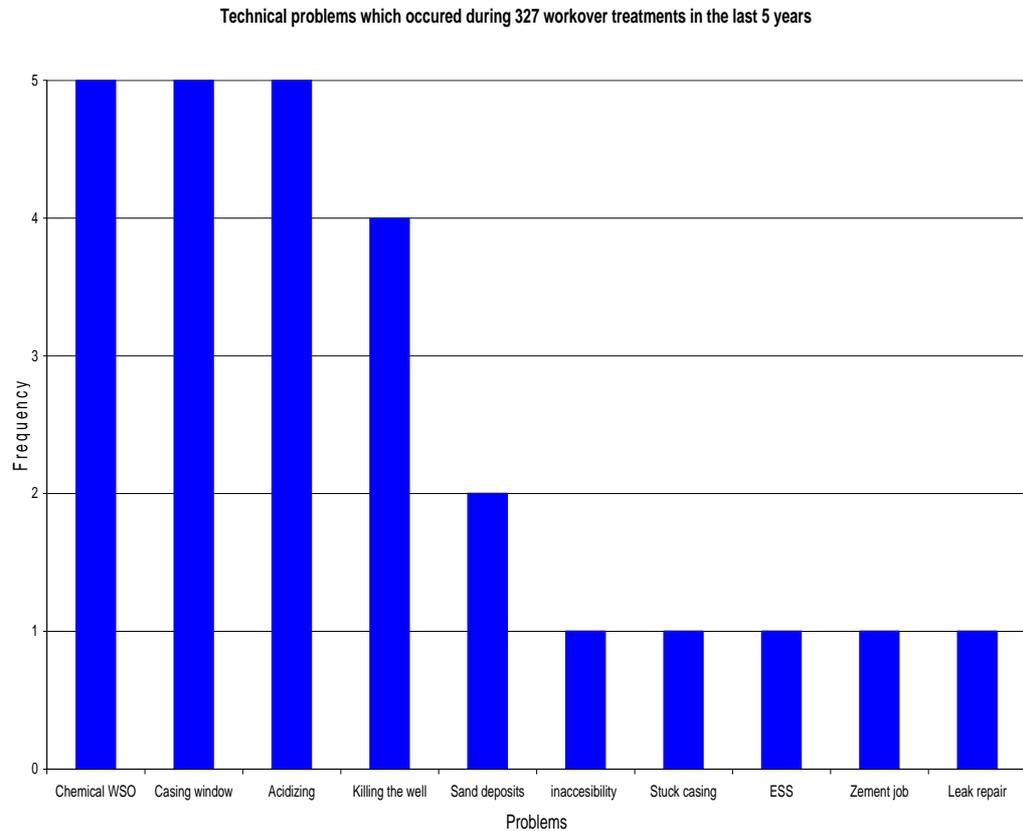


Figure 2: Technical problems which occurred during the general work jobs in the last 5 years

The frequency is shown in the figure above and the most common failures are called chemical WSO, casing window, acidizing. Killing the well and sand deposits occur very often, too. In the following lines the meanings of those 10 terms depicted in the figure above are described.

Chemical WSO stands for water shut off treatments with sodium silicate solutions (water glass). The water glass is pumped into the formation and should precipitate there. After the precipitation of the water glass, the flow channels for the water should be plugged and reduce the inflow of water into the well. In some wells the injected water glass was produced immediately with the oil and there occurred also problems with the equipment during the treatment. In most wells the water oil ratio is only reduced for some weeks until it reaches the original water oil ratio.

The term casing window describes the treatments which lead to a damaged casing. Generally casing leaks are cemented and after the waiting on cement the cement bridge is drilled with a roller cone. In some cases the roller cone can not drill the cement bridge and then a milling tool is used. The milling tool eliminates all well bore restrictions and the cement as well. But during the milling activities the work over crew noticed in some applications increased torque, cement from the primary cement jobs and ferric cuttings in

the mud. These signs point towards the situation that the milling tool has left the borehole and has destroyed the casing.

Acidizing stands for acidizing jobs used to increase the bad inflow performance of production tests. After the work over treatments the inflow performance is tested with swabbing tests. In some wells where an inside casing gravel pack is installed an even worse inflow performance has been observed. After increasing the inflow performance with an acidizing treatment the sand production dramatically raised and in some wells the inside casing gravel packs are plugged with the formation sand. The formation sand is glued together with calcite cement. The acid treatment could dissolve the cement and therefore the cohesion between the sand grains would be destroyed and the grains are able to move with the produced fluid.

The term killing the well describes the problems that occurred during pulling out the swab equipment. To be able to pull out the swab equipment, the well is killed with water. After killing the well and starting the production a low production rate has been observed. This production rate is far below the inflow performance observed during the swab test. Only in one well killing the well with water leads to a situation where no inflow could be reached after starting the sucker rod pump. Reasons for these phenomenons are either dirty water, incompatibility between the formations and the water, or precipitation of elements in the formation, which are dissolved under surface conditions in the water. The precipitations could plug the pore channels and would reduce the inflow performance of the pore fluid.

Sand deposits describe the problems that are caused by sand deposits in the well. In some wells sand is deposited in the well and prevents the fishing of installed down hole equipment. The sand deposits also eliminate running in hole with work over equipment and therefore the well has to be perforated at up dip positions or abandoned.

Inaccessibility stands for the mechanical problems that hinder the reaching of the opened perforations. In some wells collapsed casings or corrosion prevents running in hole with the work over tools. Also a fish that can't be removed avoids reaching the perforations and so the producing horizon has to be abandoned.

Stuck casing describes the situation in the well Gänserndorf T 002, where an additional casing was installed to isolate the massive casing leaks in the production casing. The casing corroded as well and therefore it had to be removed to enable a work over treatment. But due to the tremendous corrosion of this casing only parts of the casing could be removed and the other parts remained in the well. The remaining parts couldn't be removed and therefore the well was abandoned.

ESS stands for expandable sand screen and describes the failed installation of the expandable sand screen in the well Pirawarth 088. After drilling the well an expandable sand screen together with the casing should be installed. But during the installation of this tool the screen was damaged and therefore the formation sand was produced. The exact failure could not be detected, but from the produced amount of sand it was concluded that the filter texture had been destroyed during the expansion.

Cement job includes damaged cement columns during the production life of a well. After perforating the well Matzen 275 in the 9th Torton, cement particles were produced. Those were particles from the primary cement job. The cement quality was not able to prevent the inflow of water from a water-bearing layer and therefore the well was abandoned.

Leak repair stands for repairing a casing leakage with cement. In the well Matzen 430 a gas lift was installed and the gas lift couldn't be used to produce the oil, because a high injection pressure for the gas was needed and the cemented section couldn't withstand this pressure. Therefore a PCP was installed and during the production another casing leak occurred, because the produced sand eroded the tubing and the casing.

Beside the technical analysis also an economical analysis was performed. During the analysis the downtimes, the work over costs and durations are investigated. The production rates after the treatments are compared with the estimated rates, too. In almost every well the downtime between the production breakdown and the production resumption is longer than the planned 90 days for general work over treatments. The downtimes can be divided in:

- Preparing a work over plan
- Authorization of the work over plan by the Montanbehörde
- Waiting for the work over treatment
- Performance of the work over in the field
- Resumption of the production after the work over job

Most of the downtime is caused by preparing the work over treatment. In some wells also the resumption of the production or the preparing of the work over plan is dominating. The reasons that retard the preparing of the work over treatment could be too few employees, projects with higher priorities or regional backgrounds. The resumption of the production can be delayed when some additional surface installations have to be installed or capacities are lacking in the processing plants. Moreover a work over job is retarded in cases of limited budget until the next budget is available. This delay of the work over treatments leads to an accumulated loss of 6 Mio. € due to the retarded income of the production.

The analysis of the work over costs shows an increase over the last 5 years. But the specific work over costs and work over time don't show this trend. The specific work over cost is the total work over cost – the material cost. The specific work over time is the time for the total work over divided by the depth. Since the specific work over costs don't follow this trend the increase in the work over costs must be caused by the increased material costs. The specific work over time stays more or less the same over the last five years, although external personal is employed and the completions are becoming more complicated. A comparison between the estimated production rates and the production rates after the work over treatments show a difference of 1094, 5 tonnes per day oil. This calculated difference is overestimated since the estimated production rate is a very optimistic value and the estimated production rate has to be multiplied with the success probability for each work over treatment to obtain a correct production estimation. But nevertheless the common work over techniques and methods cause a tremendous loss of production rates and therefore the net present value is also reduced. To reduce these losses new techniques should be applied in the field to optimize the work over treatments.

These new techniques can be applied to reduce or eliminate following production problems:

- Massive corrosion leaks
- Damaged casings
- Remaining fish in the well bore
- Plugged gravel packs
- Sand production and collapsed horizons
- Water and Gas coning
- Formation damage in near well bore regions
- Uneconomic inflow performances

Corroded casings can be repaired by the installation of solid expandables, pressure activated sealants and straddle assemblies, which are used very often by OMV up to now. Solid expandables are either a metal or a polymer sleeve and have a smaller diameter than the damaged casing. The solid expandables are run in hole and expanded to form a seal with the casing. The metal casing patch can be expanded by hydraulic pressure, by an expansion tool or a combination of both. The polymer patch has to be heated after the expansion to gain the desired chemical and mechanical properties. The polymer patch is more resistant against corrosion than the metal patch. In cases of long corroded sections the polymer patch reduces the casing diameter stronger than the metal patch and therefore the metal patch should be used in these applications. The casing patch has fewer disadvantages than the straddle assembly. The straddle is exposed to corrosion and therefore it could be corroded, too. Moreover the straddle

reduces the inside diameter and it prevents the flow of the gas in the annulus in some cases. Difficulties could occur during the pulling out of the straddle assembly if it would be corroded.

Pressure activated sealants are fluids that are injected into the well and seal the leakage in the casing. The fluids consist of monomers, polymers and other components. Due to the pressure contrast at the leak these components begin to precipitate and close the leak. The components stay in solution in the other parts of the well and can be displaced with water or other liquids. The sealants show the best performance if the corrosion leak has a shape of a crack. But in severe corrosive environment the sealants can be corroded, too. Therefore this casing repair method is not sufficient in many wells in the Vienna Basin.

The sand production and plugging of the gravel packs can be avoided by using a new gravel pack design, by designing the gravel packs more carefully and by installing more open hole gravel packs. Analysis of the installed sand control installations have shown that the open hole gravel packs have a better performance than inside casing gravel packs. A window must be milled into the casing and the formation must be underreamed to install an open hole gravel pack. More proppants must be pumped into the formation in case of an open hole gravel pack, because the volume between the screen and the formation is larger. To enhance the performance of the gravel packs a scientific design should be done. The design should be based on the sieve curve analysis for the different wells. These sieve curve analysis exist for several wells in the archive. A valid design method for sorted formations has been introduced by Schwartz. Schwartz suggests a gravel pack sand size that has a mean diameter of 5-6 times the formation sand mean diameter. In unsorted formations or formations with a huge amount of small sand grains Tiffin has established a new gravel pack design method. Small grains are all grains with a smaller diameter than 66 microns. This new design method suggests using a gravel pack sand which has a 7-8 times higher diameter than the mean diameter of the formation sand. In very unsorted formations an open hole gravel pack is suggested. The gravel pack sand should also have a smaller range, because sorted gravel pack sands can plug the small particles better and decrease therefore the permeability reduction. A resin treatment could also be used to stabilize the unconsolidated formation sand. The resin is brought into the well bore and then pressed into the formation with a gas generator. The resin stabilizes the formation sand and prevents the production of the mobile sand grains. The resin treatment can be used additionally in unconsolidated formations with massive sand production to support the performance of the other sand control techniques. Many companies use frac packs to reduce the sand production, but frac packs are economically indefensible in the majority of the producing wells in the Vienna Basin due to the low production rates.

The most promising new method is to drill a sidetrack from the existing mother well. There exist three different borehole trajectories for these sidetracks. The sidetrack can be drilled with a whip stock and a pendulum BHA to reach the producing horizon next to the existing casing. The whip stock should be a one-trip system in greater depths to reduce the standby costs of the rig. This trajectory can also be drilled with a motor and MWD to have a better control of the trajectory. The kick off point should be below the dynamic fluid level that a sucker rod pump could be installed in the vertical well. If the pump is installed in the vertical well bore, the mechanical load of the rods will be reduced compared to an installation in a deviated section. The casing must be cemented at the kick off point to reduce the vibrations during milling the casing window. This trajectory must be completed with a liner to prevent the cross flow behind the completion and stabilize the formations.

The second trajectory is a short radius sidetrack from the existing well. This sidetrack can be drilled with a motor and MWD or the usr system from Amoco. If the radius of the curve is too small a short radius motor and MWD has to be used. The usr system is a mechanical system without electronic components. The usr system consist of a bottom hole assembly for the curved section and a bottom hole assembly for the lateral hole. The BHA for the lateral section is very stiff and field tests have shown that this BHA maintains the inclination very well. The inclination and the azimuth can be measured with an accelerator and a gravimetric system to control the borehole trajectory by wireline. If the borehole should be completed with a liner, a minimum curve radius of 120 ft is required. The cheapest completion for this trajectory is a slotted liner which is set in the mother bore with a liner hanger. The cross flow behind the liner could be prevented with an external casing packer.

The third trajectory is an ultra short radius sidetrack that can be drilled until 350 ft into the formation. The borehole can be drilled with a conventional bit or a jetting head. Many available systems only offer open hole completions. Therefore these systems can only be used in consolidated formations. In weakly consolidated formations a completion that allows sand control must be installed. To prevent the inflow of sand a flexible sand barrier or a horizontal gravel pack can be installed. The flexible sand barrier is a small slotted liner which is brought into the well through the drill string and connected with the mother bore. The ultra short radius systems can be used in layered reservoirs with surrounded gas or water bearing layers. The ultra short radius systems have a better vertical control than hydraulic fractures and therefore prevent damaging the barrier between the surrounding layers. Moreover these systems are cheaper than hydraulic fractures.

In cases where the well bore is tremendously damaged and the production couldn't be preceded with the work over techniques, new expendable wells could be drilled from the surface. Expendable boreholes are wells that have smaller dimensions than conventional boreholes and shorter lifetimes than conventional wells. These wells can be drilled with work over rigs and simple surface equipment. The surface equipment consists of mud tanks, shale shakers, a mud pump, a solid pit and optional a cyclone. A possible completion would be a 7" surface casing, a 4" or 4, 5" production casing and a sucker rod pump or a PCP. The size of the production casing depends on the installation of a gravel pack. If a gravel pack must be installed, a 4, 5" casing must be used. Inhibitors can be injected via hollow rods into the well or batch wise. For the batch wise inhibitor injection the production string must be removed, but the efficiency is better for the continuous injection. The disadvantage of this slim hole completion is the polish of the production casing caused by the sucker rod. The cemented production casing couldn't be removed, if it would be damaged. Then the producing layer has to be abandoned.

9 Einleitung

Das Wiener Becken gliedert sich in drei Stockwerke, wobei das oberste überwiegend aus neogenen Sedimenten besteht, gefolgt von einem allochthonen alpin-karpatischen Überschiebungsdecken und das tiefste stellt autochthone subalpin-karpatische Formationen dar. Der Großteil der heutigen Erdöl- und Erdgasproduktion stammt aus den Horizonten des mit neogenen Sedimenten Teiles des Wiener Beckens. Dabei tragen folgende geologischen stratigraphische Einheiten am wesentlichsten zur Produktion bei:

- Pannon
- Sarmat
- Torton

Wobei auch die Beiträge der Produktion aus den darunter liegenden Schichten, nämlich dem Karpat, dem Otnang und dem Eggenburg nicht zu vernachlässigen sind.

Das wichtigste Feld im Wiener Becken ist das Matzener Feld, welches wohl eines der größten Öl- und Gasakkumulation im zentraleuropäischen Raum darstellt. Dieses Feld wurde vor rund fünfzig Jahren entdeckt und mit einem adäquaten Produktionsplan ausgebeutet. Anfänglich wurden die Lagerstätten mit hohen Raten ausgebeutet und anschließend sind sie von einem steten Rückgang der Produktionsrate begleitet worden. So sind in diesem riesigen Feld von den anfänglichen 170 Mio. t 72 Mio. t Öl und 40 Mrd. m³ Gas mit Hilfe von 1500 Bohrungen und 3000 Komplettierungen gefördert worden. [1], [2], [3]

Damit ein weiterer Rückgang der Produktion verhindert wird oder der Rückgang zumindest verlangsamt wird, werden Generalbehandlungen und laufende Behandlungen im Feld durchgeführt.

Bei den laufenden Behandlungen werden normalerweise nur mechanische Probleme gelöst. Die laufenden Behandlungen dauern in den meisten Fällen nur 1 Arbeitstag und Probleme welche laufende Behandlungen hervorrufen sind folgende.

- Steigrohrleckagen
- Beschädigte Gasliftventile
- Fehlerhafte Packer
- Beschädigte Tiefpumpen
- Pumpgestängebrüche
- Beschädigte Polierstangen
- Defekte Progressive Cavity Pumps und Electric Submersible Pumps

- Wasserstein und Paraffinablagerungen
- Sandablagerungen in der Sonde
- Leckagen am E-Kreuz

Generalbehandlungen müssen zur Lösung von lagerstätten- und produktionstechnischen Problemen durchgeführt werden. Die Gründe für Generalbehandlungen sind im nächsten Absatz aufgelistet:

- Sandproduktion
- Defekte Sandsperren
- Unwirtschaftlicher Zufluss
- Hohe Verwässerung im produzierenden Horizont
- Ungewollte Gasproduktion
- Casingleckagen und deformierte Casings
- Kollabierte Horizonte
- Defekte Perforationen
- Wasserzufluss

Beide Arten der Behandlung werden mit Behandlungswinden von Mitarbeitern der OMV im Feld durchgeführt und Abbildung 1 zeigt eine Behandlungswinde im Feldeinsatz. [15]



Abbildung 1: Behandlungswinde der OMV während einer Generalbehandlung

Da in den letzten Jahren vermehrt Sonden nach Generalbehandlungen verloren wurden, konzentrieren sich die folgenden Kapitel auf Generalbehandlungen. In der Arbeit werden die Generalbehandlungen der letzten 5 Jahre analysiert und die auftretenden Probleme identifiziert. Basierend auf den festgestellten Problemen wird versucht Verbesserungsvorschläge auszuarbeiten. Die Verbesserungsvorschläge zielen auf neue Techniken ab, die andere Firmen in mature fields erfolgreich angewandt haben. Während der Suche nach den Techniken wird auf die Umsetzbarkeit im Wiener Becken geachtet und eine wirtschaftliche Betrachtung ist ebenfalls erfolgt.

10 Ursachen der Produktionsprobleme

Die Generalbehandlungen sollen die Produktionsprobleme beseitigen, die während dem Produktionszyklus einer Sonde auftreten. Die Ursachen für diese Probleme lassen sich wie folgt unterteilen.

- Zu hohes Wasser-Öl-Verhältnis (WÖV)
- Zu hohes Gas-Öl-Verhältnis (GÖV)
- Sandprobleme
- Korrosion
- Scale

Die Ursachen können in den meisten Fällen mit der Überarbeitung der Komplettierung behoben werden. Scheitert dieser Versuch, muss die offene Perforation geschlossen werden und die Sonde an der Schnittstelle zu einem anderen Horizont reperforiert werden.

10.1 Zu hohes WÖV und GÖV

Die kombinierte Produktion von Formationswasser, Gas und Öl kann zu diversen spezifischen Problemen führen.

- Teure Aufbereitung und Entsorgung von produziertem Wasser und Gas
- Minderung des Lagerstätten Drive Mechanismus und Reduzierung der gesamten Lagerstättenausbeute
- Korrosion des Bohrloches und des darin installierten Equipments

Die Ursachen welche zur Produktion von Formationswasser führen sind wie folgt:

- Casing-, Tubing- oder Packer-Schäden
- Kanäle zwischen wasserführenden Formationen und dem Casing
- Aufwärtsbewegender Öl-Wasser-Kontakt (ÖWK)
- Leitfähige Klüfte, die zum Kurzschluss zwischen den Injektor- und Produktionssonden führen
- Klüfte und Brüche zu wassergesättigten Lagen
- Coning
- Lagerstättenfluss durch Schichten mit hoher Permeabilität

Falls Schäden in dem Untertageequipment auftreten, kann Wasser von einer Formation, welche nicht zur Produktion beiträgt, in das Bohrloch fließen und somit die Produktion negativ beeinflussen. Kanäle zwischen dem Casing und der Formation können entweder durch einen schlechten primären Zementjob oder durch die verstärkte Produktion von Sand entstehen und ermöglichen somit eine Kommunikation zwischen einer wassergesättigten und ölgesättigten Lage herzustellen. In Abbildung 2 ist ein fehlerhafter Zementjob dargestellt, der zum Eindringen des Wassers über die Perforationen führt.

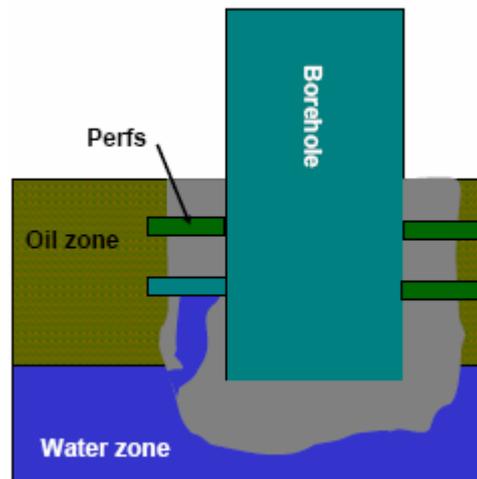


Abbildung 2 Schlechter Zementjob, der den Zufluss des Wassers in die Sonde ermöglicht [37]

In Formationen mit geringer vertikaler Permeabilität kommt es häufig zu einem Aufsteigen des Öl-Wasser-Kontakts mit fortschreitender Produktion. Denn durch die Entölung der ölführenden Lage sinkt der Druck und somit kann der Aquifer den ÖWK anheben und es kommt zu einem Zufluss von Wasser in die Perforationen.

Leitfähige Klüfte zwischen einem Injektor- und einer Ölsonde ermöglichen dem injizierten Wasser sich in den ölführenden Horizont auszubreiten und in die Perforationen zu fließen. Sind Brüche oder Klüfte zwischen einer wasserführenden und einer ölführenden Schicht vorhanden, kann das Wasser ebenfalls die Perforation ungehindert erreichen.

In Formationen mit einer hohen vertikalen Permeabilität und einem ÖWK in Perforationsnähe, kommt es sehr häufig zum Coning. Dabei entsteht ein glockenförmiger Öl-Wasser-Kontakt, denn die vertikale Komponente der viskosen Kräfte übersteigt die Gravitationskraft. Diese Deformierung des ÖWK tritt eigentlich nur dann auf, wenn die Produktionsrate über der kritischen dimensionslosen Produktionsrate liegt. Die kritische dimensionslose Produktionsrate wurde von Muskat und Wyckoff eingeführt und liegt in analytischer bzw. numerischer Form vor. [14]

In gestapelten Lagerstätten mit verschiedenen horizontalen Permeabilitäten kann ebenfalls eine verstärkte Wasserproduktion auftreten. Ist die wasserführende Lage, die Schicht mit der höchsten Permeabilität, breitet sich das Wasser schneller als das Öl in den anderen Schichten aus. Das Wasser erreicht die Perforationen aufgrund der höheren Ausbreitungsgeschwindigkeit früher und gelangt in das Bohrloch. Diese Ursache für die Wasserproduktion ist in Abbildung 3 dargestellt und die Permeabilität K_2 ist höher als die beiden anderen Permeabilitäten.

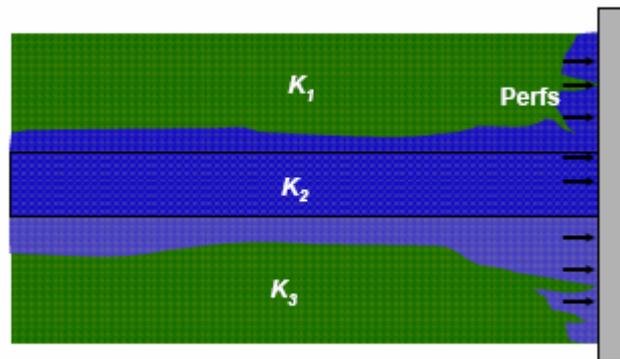


Abbildung 3: Wasserproduktion in geschichteten Horizonten mit unterschiedlichen Permeabilitäten [37]

Gas kann ebenso wie Wasser in Hohlräumen zwischen dem Casing und der gasführenden Schicht zu den Perforationen wandern, oder durch fehlerhaftes Equipment in die Sonde eindringen. Klüfte und Brüche zwischen gasführenden Schichten und dem produzierenden Horizont stellen einen Ausbreitungskanal für das Gas dar. Gas neigt auch zum Coning in Schichten mit hohen vertikalen Permeabilitäten, nur hat der Gascone die Gestalt einer auf dem Kopf stehenden Glocke. [11], [37]

10.2 Sandproduktion

Die Produktion von Sand birgt Risiken und kann folgende Probleme verursachen:

- Beschädigung der Obertage und Untertage Installationen durch Erosion und Akkumulation
- Verstopfung der Perforationen
- Senkung der Permeabilität in bohrlochsnahen Bereichen
- Einbruch des Horizonts
- Lahmlegung der Artificial Lift Installationen
- Entstehen von Kanälen zwischen Casing und Formation
- Erhöhte Kosten für die Entsorgung

Bei der Sandproduktion muss man zwischen der Produktion von unkonsolidierten und konsolidierten Sanden unterscheiden. In unkonsolidierten Formationen wird der feine, nicht gefestigte Sand, von der Formationsflüssigkeit in Richtung Perforationen

mittransportiert. Dabei beeinflussen die Viskosität der Formationsflüssigkeit, die Fließgeschwindigkeit und die Größe der Sandkörner, in welchem Ausmaß Sand in der Lagerstätte mit dem Medium mittransportiert werden kann.

In konsolidierten Formationen wird die Sandproduktion durch folgende Faktoren begünstigt:

- Schwellbelastung
- Veränderung des WÖV
- Veränderung des GÖV
- Reduktion des Lagerstättendrucks

Normalerweise bildet sich bei einer gleich bleibenden Produktionsrate ein stabiler Bogen von Sandkörnern gegenüber einer Perforation aus. Die Schwellbelastung ändert die Produktionsrate und der Bogen bricht zusammen. Der Sand wird produziert bis zur Ausbildung eines stabilen Bogens. In Abbildung 4 ist ein Sandbogen, welcher sich in Perforationsnähe bildet, dargestellt.

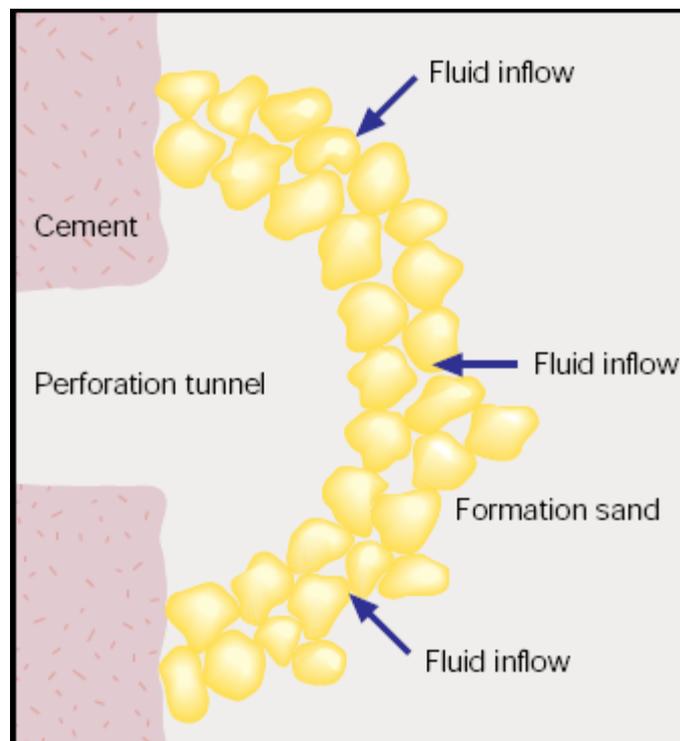


Abbildung 4: Sandbogen vor einem Perforationskanal [9]

Das Formationswasser reduziert die Reibung zwischen den Sandkörnern. Die reduzierten Reibungskräfte führen dazu, dass die Sandpartikel leichter mit dem Formationsfluid mittransportiert werden. Das Steigen des GÖV kann das Strömungsverhalten ändern und es kann zu Turbulenzen und Verwirbelungen kommen. Die turbulente Strömung begünstigt einen Abtransport der Sandpartikeln aus der

Formation und erhöht somit die Sandladung des Fluids. Mit fortlaufender Entölung der Lagerstätte kommt es zur Druckabsenkung in der Formation und somit zur Erhöhung der effektiven Spannung welche von Biot in Gleichung 1 beschrieben wurde.

$$\sigma_{eff} = \sigma_{tot} - p_p * \alpha \quad [1]$$

σ_{eff} , σ_{tot} , P_p und α stehen für die effektive Spannung, die gesamte Spannung, den Lagerstättendruck und die Biotkonstante der Formation. Gleichung 1 sagt aus, dass die Formation mit abnehmendem Lagerstättendruck mehr Spannung ertragen muss. Wird die maximale Spannung der Formation erreicht, kommt es zu einer Beschädigung der Sandkörner. Die maximale Spannung kann mit Hilfe verschiedener Spannungskriterien für die jeweilige Formation bestimmt werden, wobei das bekannteste Kriterium von Mohr formuliert wurde. Die beschädigten und fein zerbrochenen Sandkörner, können dann ganz leicht vom Lagerstättenfluid aufgenommen und mittransportiert werden. [9]

10.3 Korrosion

In den folgenden Zeilen sind die Mechanismen erklärt, welche zur Entstehung von Korrosionsprozessen in Förderinstallationen der Öl- und Gasinstallationen führen.

10.3.1 *Galvanische Korrosion*

Der Mechanismus einer galvanischen Korrosion ähnelt dem einer Batterie, wobei in einem Elektrolyt zwei verschiedene Metalle verbunden sind. Da beide Metalle unterschiedlich starke Tendenzen zur Korrosion aufweisen, bilden sie eine Anode und eine Kathode. An der Anode entstehen freie Elektronen, welche in Richtung Kathode wandern, wo sie neutralisiert, oder von den im Elektrolyt befindlichen Ionen aufgenommen werden. Der Prozess, der bei der Anode abläuft, heißt Oxidation und eine Reduktion findet bei der Kathode statt, solange der Elektronenfluss im Elektrolyt aufrecht gehalten wird. Abbildung 5 veranschaulicht die Korrosionsprozesse welche an einem Stück Stahl auftreten.

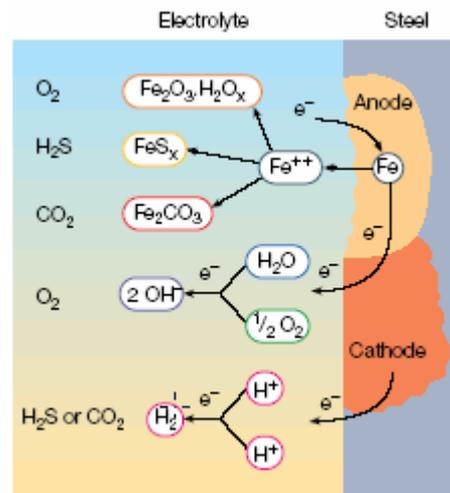


Abbildung 5: Galvanische Korrosion eines Stahles [8]

Dabei werden an der Anode Fe⁺⁺-Ionen gebildet, welche entweder mit O₂, H₂S oder CO₂, je nach Zusammensetzung des Elektrolyts eine Verbindung eingehen. Die dabei entstehenden Produkte sind entweder Rost [Fe₂O₃·H₂O], Eisensulfid [FeS_x] oder Eisenkarbonat [Fe₂CO₃] und die Elektronen bewegen sich zur Kathode und reduzieren Wasser zu OH⁻ Ionen oder Wasserstoffionen zu Wasserstoff [H₂]. [8]

In einer Erdöl- bzw. Erdgassonde werden die produzierten Kohlenwasserstoffe zum Elektrolyten, wenn sie Wasser enthalten. Bestehen die Untertageinstallationen aus unterschiedlichen Metallen, bildet sich eine Anode und eine Kathode. Die Anode wird der Bauteil, der aus einem sich in der elektrochemischen Spannungsreihe weiter unten angeführten Werkstoff besteht.

10.3.2 CO₂ Korrosion

Das produzierte CO₂ attackiert das Material auf zwei verschiedene Arten. Einerseits führt das CO₂ zu Lochfraß und andererseits wird die Wandstärke des Materials reduziert. Dabei hängt die Korrosionsrate vom Partialdruck des CO₂, der Temperatur, der Fließgeschwindigkeit und dem Chloridgehalt des Fluids ab. Eine Erhöhung der Temperatur oder des CO₂-Partialdruckes führt zu einer Erhöhung der Korrosionsrate. Hingegen wird die Korrosionsrate genauso durch eine Reduktion des pH-Wertes beschleunigt. Die gesamte Korrosionsrate, welche auf das Vorhandensein von CO₂ zurückzuführen ist, ist unter statischen Bedingungen limitiert. Es bildet sich nämlich eine aus dem Korrosionsprodukt bestehende schützende Eisenkarbonatschicht, die nur für gewisse Temperatur- und Druckbedingungen stabil ist. [6]

10.3.3 Lochfraß

Lochfraß ist eine ortsgebundene Korrosionsform und ist charakterisiert durch Bildung von Löchern im Material. Diese Art der Korrosion ist äußerst gefährlich, denn sie ist schwer zu entdecken und vorherzusagen, sowie zu verhindern. In den meisten Fällen führt ein Einschluss von nichtmetallischen Ionen, wie z.B. S^{2-} , zu Materialfehlern. Diese Ionen beschleunigen die chemische Auflösung des Materials und haben eine höhere thermische Kontraktion verglichen mit dem Werkstoff. Sind sie in einem Werkstoff eingeschlossen, ziehen sie sich schneller als der übrige Werkstoff bei geänderten thermischen Verhältnissen zusammen. Diese rapide Kontraktion führt zu der Ausbildung von Löchern zwischen den Ionen und dem Werkstoff. Der Lochfraß ermöglicht, das Durchdringen der passiven Schutzschicht und somit das leichtere Eindringen der Metallionen. [8]

10.3.4 Wasserstoffschädigung

Die Wasserstoffschädigung kann in vier verschiedene Mechanismen unterteilt werden, wobei nur das Wasserstoff Blistering und das Wasserstoff Embrittlement in Erdöl- und Erdgasförderinstallationen von Bedeutung sind. Beim Wasserstoff Blistering dringt ein Teil des Wasserstoffes durch das Metall und der andere Teil sammelt sich in den Porenräume des Materials. Nur der atomare Wasserstoff kann durch den Werkstoff diffundieren. In den Porenräumen kommt es zur Bildung des molekularen Wasserstoffes. Der Druck steigt in den Porenräumen bis der Gleichgewichtsdruck für Wasserstoff erreicht ist, da der molekulare Wasserstoff nicht durch das Material diffundieren kann. Der Gleichgewichtsdruck für Wasserstoff liegt bei einigen Hunderttausend Atmosphären und reicht aus die gängigsten Materialien der Erdölindustrie zu beschädigen. Die nächste Bridling zeigt die Prozesse des Wasserstoffblisterings.

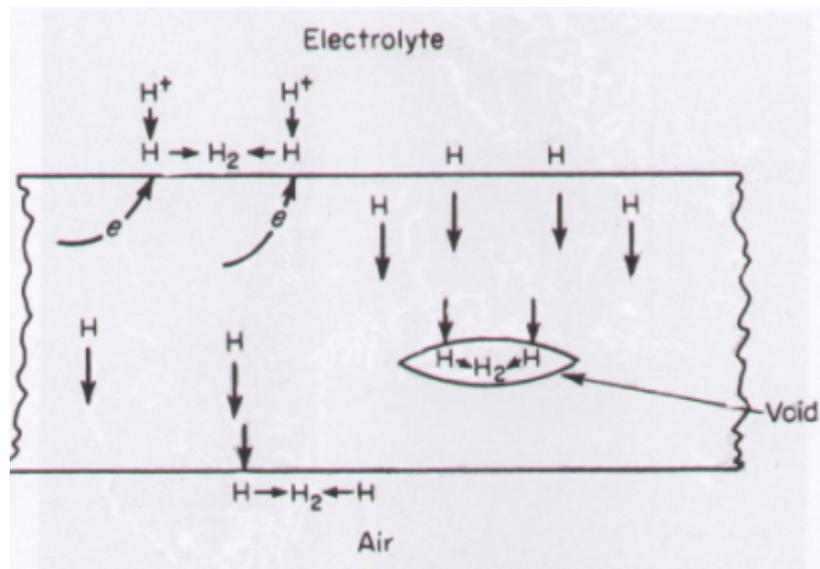


Abbildung 6: Vorgänge während des Wasserstoffblisterings [6]

Beim Wasserstoff Embrittlement bewegt sich der Wasserstoff in Regionen wo das Material hohen Spannungen ausgesetzt ist. Der Wasserstoff erleichtert die Schädigung des Werkstoffes durch die Bildung einer plastischen Deformation oder der Separation der Metallatome. [6]

10.3.5 Spannungsrisskorrosion

Spannungsrisskorrosion entsteht nur wenn spezielle Bedingungen erfüllt sind. Diese Bedingungen enthalten das Vorhandensein eines korrosiven Mediums, das Auftreten einer Spannung und für Spannungsrisskorrosion anfällige Werkstoffe. Die Anfälligkeit eines Werkstoffes gegenüber Spannungsrisskorrosion wird durch die Materialzusammensetzung, die Mikrostruktur und die Oberfläche des Materials, sowie die Spannungen, insbesondere die Zugspannung, welche auf den Werkstoff wirken, beeinflusst. Die Randbedingungen wie Temperatur, Druck, pH-Wert und Strömungsbild eines korrosiven Mediums haben ebenso einen Einfluss auf die Ausbildung der Spannungsrisskorrosion. Die Spannungsrisskorrosion tritt vor allem dann auf, wenn ein Fluid H_2S enthält und alle anderen Voraussetzungen der Spannungsrisskorrosion erfüllt sind. Die Anfälligkeit des Werkstoffes gegenüber der Spannungsrisskorrosion wird erhöht, wenn der Partialdruck von H_2S und die Temperatur erhöht werden, sowie der pH-Wert der Flüssigkeit gesenkt wird. [6]

10.3.6 Mikrobakterielle Induzierte Korrosion

Mikrobakterielle Induzierte Korrosion ist eigentlich keine Korrosion, sondern hierbei handelt es sich um bakterielle Aktivitäten und Prozesse, welche die Auflösung eines Werkstoffes begünstigen. Diese Bakterien haben ihren Lebensraum in Umgebungen wo

Temperaturen zwischen 0 und 110°C, Drücke bis 1400 bar und pH-Werte zwischen 0 und 11 vorherrschen. Die am häufigsten in der Erdöl- und Erdgasproduktion auftretenden Bakterien sind die so genannten Schwefel Reduzierenden Bakterien. Diese benötigen Sulfat oder Kohlenstoff, welches im Formationswasser vorkommt, als Nahrungsquelle und produzieren H₂S durch die Reduktion von Sulfat zu Sulfid. Dieser Prozess ist in Gleichung 2 dargestellt.[6]



10.3.7 *Erosion und Erosionskorrosion*

Hierbei handelt es sich um die Beschleunigung der Korrosionsrate aufgrund von einer relativen Bewegung zwischen einem korrosiven Medium und einem Werkstoff. [5] Bei der Erosion trifft ein Teilchen unter einem bestimmten Winkel auf die Oberfläche eines Werkstoffes und überträgt seine Energie, so dass es zu einer elastischen bzw. elastoplastischen Verformung des Werkstoffes kommt. Dabei wird ungefähr 90% der kinetischen Energie des Teilchens in Wärme und Verformungsenergie umgesetzt. Die restliche Energie teilt sich auf die kinetische Energie des rückstrahlenden Partikels und eine dem Werkstoff zugerechnete innere Energie auf. Die Grenze zwischen elastischer und elastoplastischer Verformung beschreibt die Best-Zahl. Bei hohen Best-Zahlen spricht man von elastoplastischer Verformung und wie Gleichung 3 zeigt, hängt diese hauptsächlich von der Geschwindigkeit v , der Dichte ρ des Partikels und der Streckgrenze R_p des Werkstoffes ab. Die Best-Zahl steigt quadratisch mit der Strömungsgeschwindigkeit des Partikels. Sie ist direkt proportional zur Dichte des Partikels und invers proportional zur Streckgrenze des Werkstoffes.

$$Be = \frac{\rho_{part} * v_{part}^2}{R_p} \quad [3]$$

Sollte es zu einer elastischen Verformung kommen ist der Materialabtrag eher gering verglichen zur elastoplastischen Verformung. Andere Einflussfaktoren für die Erosionsrate sind die Form und der Durchmesser des Teilchens, der Aufprallwinkel des Teilchens auf den Werkstoff, die Härte des Teilchens, sowie die Viskosität des Fluids. Scharfkantige, eckige Teilchen erhöhen den Metallabtrag ebenso wie harte Partikel, wenn sie auf die Werkstoffoberfläche stoßen. Die Erosionsrate wird ebenfalls erhöht, falls Partikel mit kleinem Durchmesser auf den Werkstoff treffen, denn diese können in die Matrix des Werkstoffes eindringen und verstärken somit den Metallabtrag. Hingegen wird die Erosion reduziert, wenn das Teilchen in Flüssigkeiten mit hoher Viskosität transportiert wird, da die Flüssigkeit den Aufprall des Partikels auf die

Werkstoffoberfläche dämpft und somit weniger Energie für die Verformung vorhanden ist. Der Einfluss des Aufprallwinkels zwischen Teilchen und Werkstoff hängt von den Materialeigenschaften des Werkstoffes ab. Bei spröden Werkstoffen ist die Erosionsrate am größten bei einem Aufprallwinkel von 90°. Bei duktilen Werkstoffen liegt das Erosionsmaxima bei 15° bis 40° und nimmt mit zunehmendem Winkel wieder ab.[5]

10.4 Scale

Scale ist eine Ablagerung, welche Perforationen, Casings, Tubings, Ventile und Düsen, Pumpen und andere Untertageinstallationen belegen kann. Zur Bildung von Scaleablagerungen kommt es nur, wenn Wasser produziert wird. Das Wasser enthält eine große Menge an gelösten Stoffen, welche zur Ausfällung neigen. Das Formationswasser in Sandlagerstätten beinhaltet meistens Ba^{2+} und Sr^{2+} Kationen und in Karbonatlagerstätten Mg^{2+} und Ca^{2+} Kationen. Dabei fallen die Kationen nur aus, wenn deren Löslichkeit im Wasser überschritten wird. Die Löslichkeit wird hauptsächlich von der Temperatur, dem Druck und der Salinität beeinflusst. Abbildung 7 zeigt wie sich die Löslichkeit in Abhängigkeit von Temperatur, Druck und Salinität verhält.

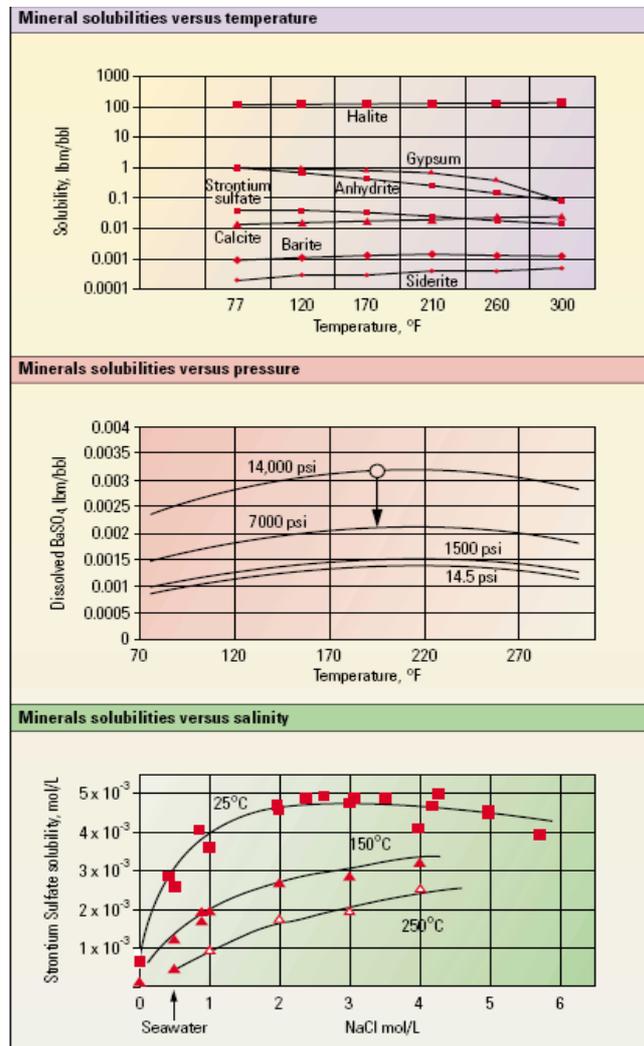


Abbildung 7: Abhängigkeit der Löslichkeit von Temperatur, Druck und Wassersalinität [13]

Aus Abbildung 7 ist zu erkennen, dass die Löslichkeit mit zunehmender Temperatur, Druck, Salinität der Flüssigkeit und abnehmendem pH-Wert steigt. Aber es gibt auch Abweichungen von dieser Beziehung. Die Löslichkeit von Kalziumkarbonat sinkt zum Beispiel mit steigender Temperatur. Die Löslichkeit der Ionen wird von der Anwesenheit von H₂S und CO₂ positiv beeinflusst. In diesem Falle hängt die Löslichkeit der Kationen sehr vom Gasdruck ab. Wenn der Druck reduziert wird, verlassen H₂S und CO₂ die flüssige Phase, was wiederum zum Anstieg des pH-Wertes führt und somit schlussendlich zur Bildung einer Scaleablagerung. [13]

11 Technische Maßnahmen zur Behebung der Produktionsprobleme einer Sonde

Während des Produktionszyklus einer Sonde treten verschiedene ungewollte Begleiterscheinungen auf, die einerseits einen negativen ökonomischen und andererseits eine technische Beeinträchtigung der Produktionsinstallationen mit sich bringen. Es gibt viele Methoden diese Probleme zu beseitigen und die am häufigsten verwendeten der OMV Gänserndorf in den letzten 5 Jahren sind hier aufgelistet:

- Abwältigung
- Aufwältigung
- Casingleckreparatur
- Frac-Behandlung
- Gravelpack
- Höherlegung
- Installationswechsel
- Nachperforation und Zusatzperforation
- PCP-Einbau
- Perforationsverkürzung
- Tieferlegung
- Wassersperre

In den nächsten Seiten sind die Hintergründe sowie die theoretischen und praktischen Gesichtspunkte dieser Behandlungsarten, welche für das Verständnis der späteren Kapitel wichtig sind, kurz erläutert.

11.1 Abwältigung

Unter Abwältigung versteht man das Liquidieren des geöffneten Horizonts und das Perforieren eines Horizonts in einer größeren Teufe. Gründe für das Abwältigen in einen neuen Horizont können einerseits unwirtschaftliche Produktion, Einbruch des Horizonts oder hohe Verwässerung sein. Zu hohe Behandlungskosten andererseits, welche sich durch die zu erwartende Produktion nicht amortisieren würden. Abbildung 8 zeigt das Log der Sonde Matzen 215.

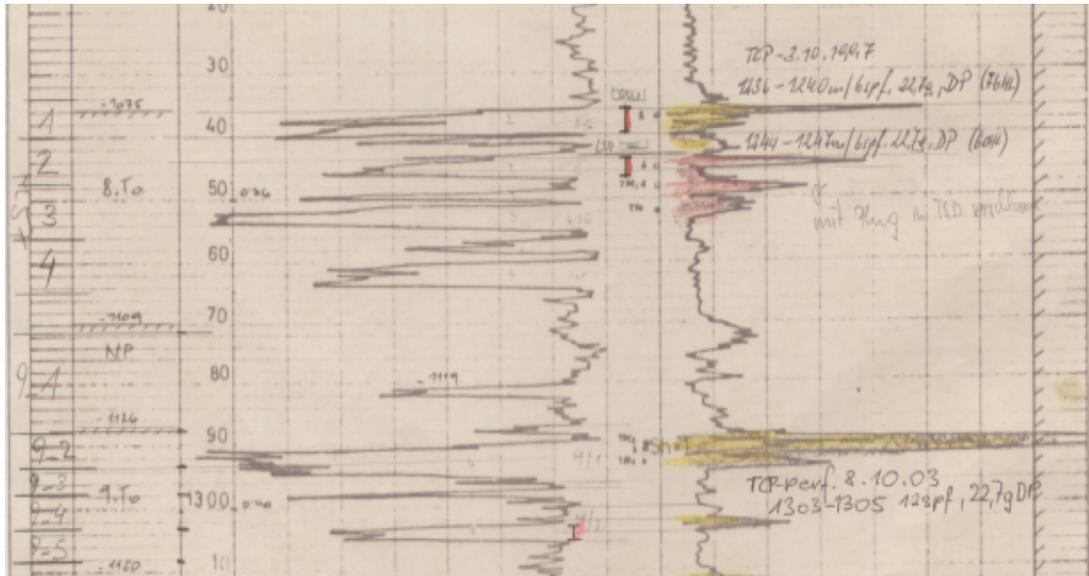


Abbildung 8: Abwältigung der Sonde Ma 215 in die 4. Lage des 9. Tortons wegen vermuteter Gasreserven

Die Sonde wurde vom 8. Torton in den 9. Torton abgewältigt, da die Sonde stark verwässert war. Das Log in Abbildung 8 zeigt ein geringmächtiges, gasführendes Sandpaket und daher wurde die Sonde abgewältigt.

Die Abwältigung besteht aus folgenden Schritten:

- Förderinstallation ausbauen
- Aufnahmetest gegenüber der offenen Perforation vornehmen
- Druckzementation zum Schließen der offenen Perforation
- Einbau eines Rollenmeißels (RM) und Aufbohren der Zementbrücke
- Einbau und Einmessen der Perforationskanone im Bohrloch
- Perforation des neuen Horizonts
- Swabb-Produktionsversuch (PV) durchführen, um den Zufluss zu bestimmen
- Auf Zufluss abgestimmte Förderinstallation einbauen

11.2 Aufwältigung

Eine Aufwältigung ist das Verschließen eines bereits geöffneten Horizonts und das Perforieren eines höher gelegenen Horizonts. Die Ursachen für diese Maßnahme sind dieselben wie für die Abwältigung. Die technische Vorgehensweise ähnelt ebenfalls der Abwältigung:

- Förderinstallation ausbauen
- Aufnahmetest gegenüber der offenen Perforation vornehmen
- Mit Druckzementation die alte Perforation schließen

- Positionieren der Perforationskanone im Bohrloch
- Durchführung der Perforation
- Swabb-PV vornehmen
- Nach Bestimmung des Zuflusses, angemessene Förderinstallation einbauen

11.3 Frac-Behandlung

Die Produktion aus Horizonten mit geringer bis mittlerer Produktivität kann in einigen Fällen durch eine Frac-Behandlung gesteigert werden. Ein Fluid wird unter hohem Druck in die Lagerstätte eingepresst, damit die Formation orthogonal zur geringsten Hauptspannungsrichtung aufbricht. Ist der Formations-Breakdown-Druck erreicht, wird weiter Fluid eingepresst, damit der Frac weiter in die Formation wandert. Der Frac steht in Verbindung mit dem Bohrloch und weist eine höhere Permeabilität als die Formation im bohrlochnahen Bereich auf. Das Fluid wird zusätzlich mit Stützmaterial beladen, damit der Frac trotz Druckreduktion geöffnet bleibt und für die Flüssigkeit passierbar ist. Die nachfolgenden Arbeitsschritte sind zur Durchführung einer Frac-Behandlung zu befolgen:

- Förderinstallation ausbauen
- Bohrloch oberhalb der Perforation abdrücken und Dichtheit überprüfen
- Packer oder Bridge Plug unterhalb der Perforation absetzen
- Breakdown- und Stepdowntest durchführen, um die Lagerstättenparameter zu bestimmen
- Minifrac und anschließend Mainfrac verpumpen
- Bohrloch durchzirkulieren
- Swabb-PV ausführen
- Geeignete Förderinstallation einbauen

Der Breakdown- und der Stepdowntest können zur Bestimmung der wichtigsten Parameter herangezogen werden. Die Parameter sind der effektive Druck, die Fluideffizienz, der Schließdruck und der Brechdruck. Der Minifrac, ist eine mit Sand beladene Flüssigkeit, und wird verpumpt, um eine hohe Stützmaterialkonzentration während des darauffolgenden Mainfracs sicherzustellen. Der Mainfrac hat eine höhere Sandkonzentration als der Minifrac und soll das vorher eingepresste Flüssigkeitsvolumen in den bohrlochfernen Bereich verdrängen. Druck, Einpressrate und Flüssigkeitsbeladung werden gemessen, um die spätere Fracgeometrie ablesen zu können. Abbildung 9 zeigt, am Beispiel der an der Sonde Plattwald West 001 durchgeführten Frac-Behandlung, die Geometrie der Fracs. In dieser Abbildung sind weiters die gering permeablen Tonschichten, welche zwischen den Sandlagen auftreten, aufgrund des unterschiedlichen Spannungsprofils zu erkennen. Der Frac in Abbildung 9 ist symmetrisch und erstreckt sich über mehrere Lagen des Karpats.

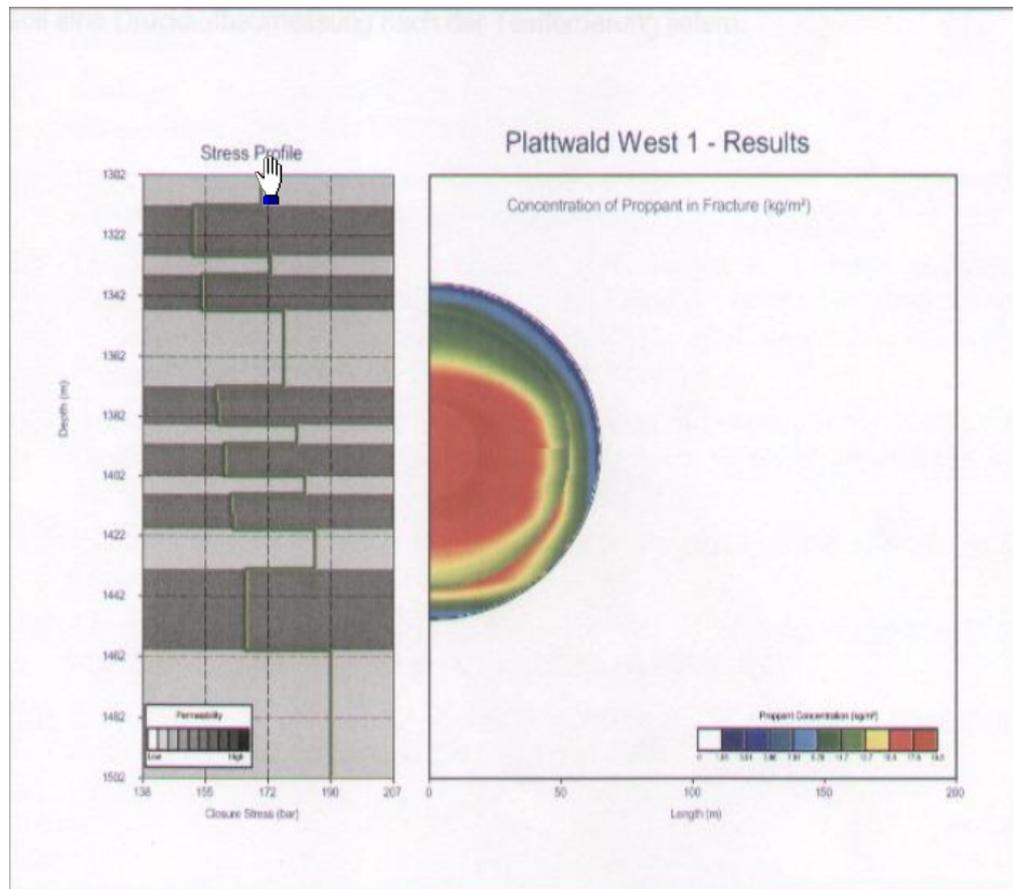


Abbildung 9: Spannungprofil der verschiedenen Lagen und Ausbildung des Fracs in der Sonde PLW 1

11.4 Casingleckreparatur

Anzeichen für ein Casingleck sind in den meisten Fällen sprunghafte Änderungen der Produktionsraten oder der Verwässerungen. In manchen Fällen führt ein Casingleck auch zu Schäden an Förderinstallationen oder starker Versandung. Um dieses Casingleck zu beheben wird wie folgt vorgegangen:

- Ausbau der Förderinstallation
- Bohrloch mit Packer abdrücken und auf Dichtheit überprüfen
- Wenn undicht, Packer hochziehen und erneut Dichtheit überprüfen, bis Casinge dicht sind
- Aufnahmetest gegenüber dem Casingleck
- Casing mit Druckzementation verschließen
- Zementation mit RM aufbohren
- Bohrloch durchzirkulieren und Casing auf Dichtheit überprüfen
- Förderinstallation einbauen

Abbildung 10 veranschaulicht das Bohrlochbild einer Casingleckreparatur. Das Casingleck wurde im Bereich von 1251 bis 1260 m abzementiert und die alte Perforation

wurde mit einem Straddle verschlossen. Der Nachteil einer Casingleckreparatur mittels Zementation ist, dass der Zement anfällig gegenüber Schwellbelastung ist. Hohe Drücke dürfen im reparierten Bereich ebenfalls nicht auftreten, denn sonst kann die Zementation beschädigt werden und Gas kann ebenfalls durch den abzementierten Leckbereich diffundieren. Der Straddle in Abbildung 10 wurde eingebaut, damit die zu erwartenden Drücke den Zement nicht beschädigen.

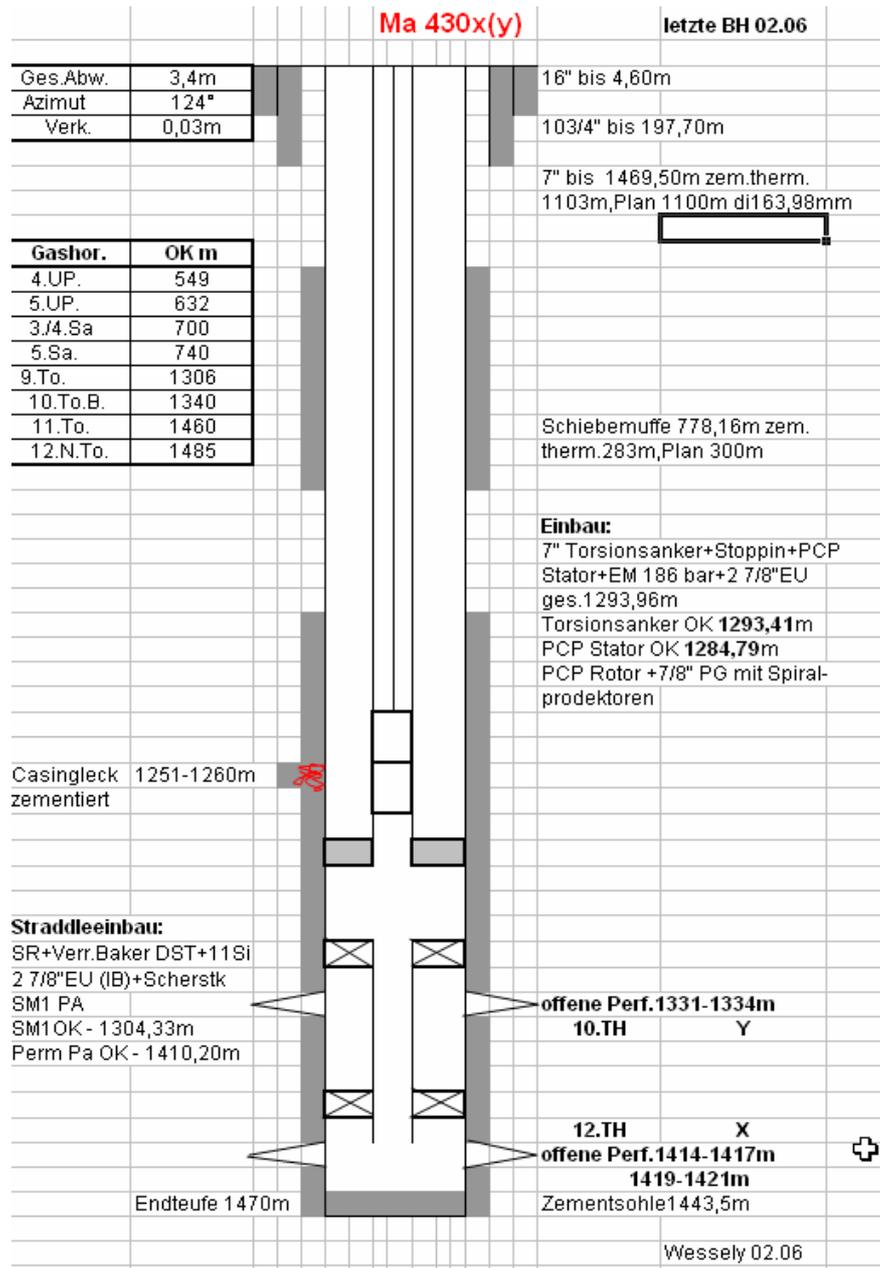


Abbildung 10: Sondenskizze der Sonde Ma 430 mit abzementiertem Casingleck und installierter PCP

Der Straddle kann nicht nur zur Absicherung einer Leckzementation sondern auch zum Verschließen eines Casinglecks eingebaut werden. Beim Abstraddlen eines Casinglecks werden je nach dem im lecknahen Bereich befindlichen Horizont unterschiedliche Einbauten verwendet. Befindet sich hinter dem Leck ein Gashorizont oder sind hohe

Druckdifferenzen zu erwarten, besteht der Straddle aus einem permanenten Packer mit Dichtstück und einem Locksetpacker mit Dichtstück und einem Steigrohr. Befindet sich dagegen ein Öl- oder Wasserhorizont mit geringerem Druck im lechnahen Bereich, besteht der Straddle aus einem Locksetpacker mit Dichtstück, einem SM1- Packer mit Dichtstück und einem Steigrohr.

11.5 Höherlegung

Eine Höherlegung ist eine Absperrung der bestehenden Perforation und eine erneute Perforation des Bohrloches im strukturböheren Bereich desselben Horizonts. Gründe für eine Höherlegung können Coning oder ein aufsteigender ÖWK sein. Sandprobleme des Horizonts in der geöffneten Lage können eine Höherlegung bewirken. Eine Höherlegung besteht aus folgenden Arbeitsschritten:

- Ausbau der Förderinstallation
- Aufnahmetest gegenüber der offenen Perforation
- Druckzementation der alten Perforation
- Perforationskanone im Bohrloch einmessen und Horizont perforieren
- Swabb-PV zur Zuflussbestimmung
- Auf Zufluss abgestimmte Förderinstallation einbauen

Abbildung 11 zeigt die Ausbildung des Horizonts gegenüber der alten und neuen Perforation. Die älteren Perforationen im 16. Torton förderten Öl und entölten diesen Horizont im Einzugsradius. Die Höherlegung sollte die zwei gasführenden Sandpakete ausfördern, die das Log in Abbildung 11 zeigt. Das Log zeigt, dass die zwei Sandpakete durch eine geringmächtige tonige Schicht getrennt sind.

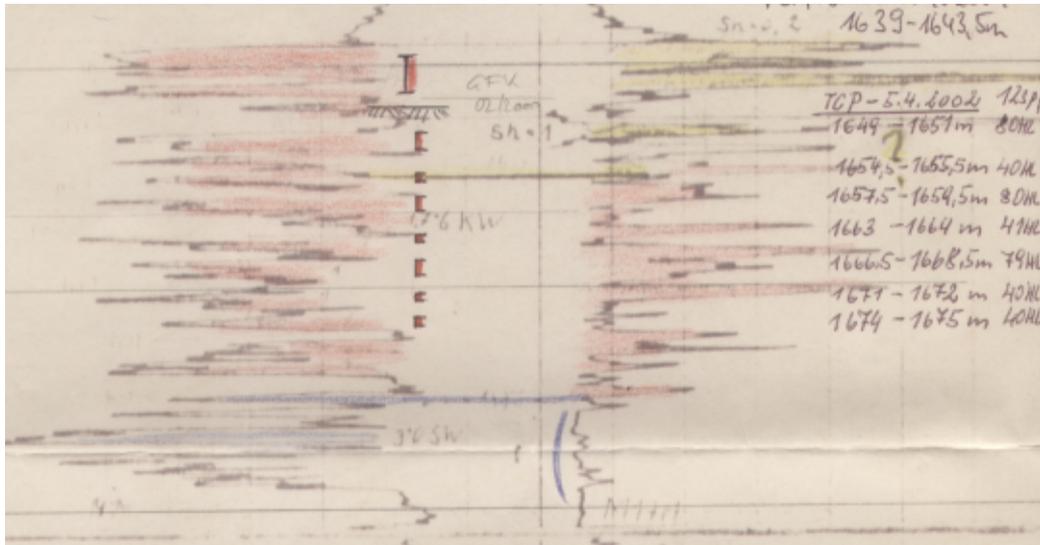


Abbildung 11: Höherlegung in die 1. Lage des 16. Tortons wegen vermuteter Gasreserven

11.6 Einbau einer Progressive Cavity Pump (PCP)

Die PCP wird entweder im Zuge einer Förderartenumstellung oder ursprünglich in eine Sonde eingebaut, wenn folgende Randbedingungen vorliegen.

- Keine vorhandene Liftgasleitung zur Sonde
- Hohes GÖV
- Hochviskoses Öl
- Zu erwartender Sandgehalt bis 30%

Die PCP erreicht unter diesen Rahmenbedingungen einen Wirkungsgrad bis zu 80% und besticht durch den niedrigen Energieverbrauch. Die Anschaffungskosten für eine PCP sind auch sehr gering. Die PCP sollte nicht in stark geneigten Bohrungen eingebaut werden. Die Einbautiefe und die maximale Förderrate einer PCP sind begrenzt und daher werden in diesen Fällen häufig PCP mit Untertageantrieben oder Tauchkreiselpumpen installiert. Die Erfahrung der PCP in den niederösterreichischen Sonden hat gezeigt, dass sie einen starken Steigrohrschliff verursacht.

Die PCP besteht aus einem Rotor, einem Stator und einem Obertageantrieb. Der Obertageantrieb treibt eine Polierstange an. Die Polierstange ist über Pumpgestänge mit dem Rotor verbunden. Die Rotation des Rotors bewegt die Flüssigkeit in den Zwischenräumen, welche sich zwischen Stator und Rotor ergeben, aufwärts. Die Produktionsrate wird von der Geschwindigkeit des Rotors und des Volumens der einzelnen Pumpelemente bestimmt. In Abbildung 12 ist eine schematische Darstellung einer PCP mit Obertageantrieb gezeigt. In Abbildung 12 ist ebenfalls der Torsionsanker

ingezeichnet, welcher ein Abschrauben der Untertageinstallation während der Produktion verhindern soll. Zum Einbau der PCP muss die alte Förderinstallation ausgebaut werden und die PCP wird mit Torsionsanker im Bohrloch abgesetzt. Anschließend wird der Obertageantrieb installiert und mit der Polierstange verbunden.

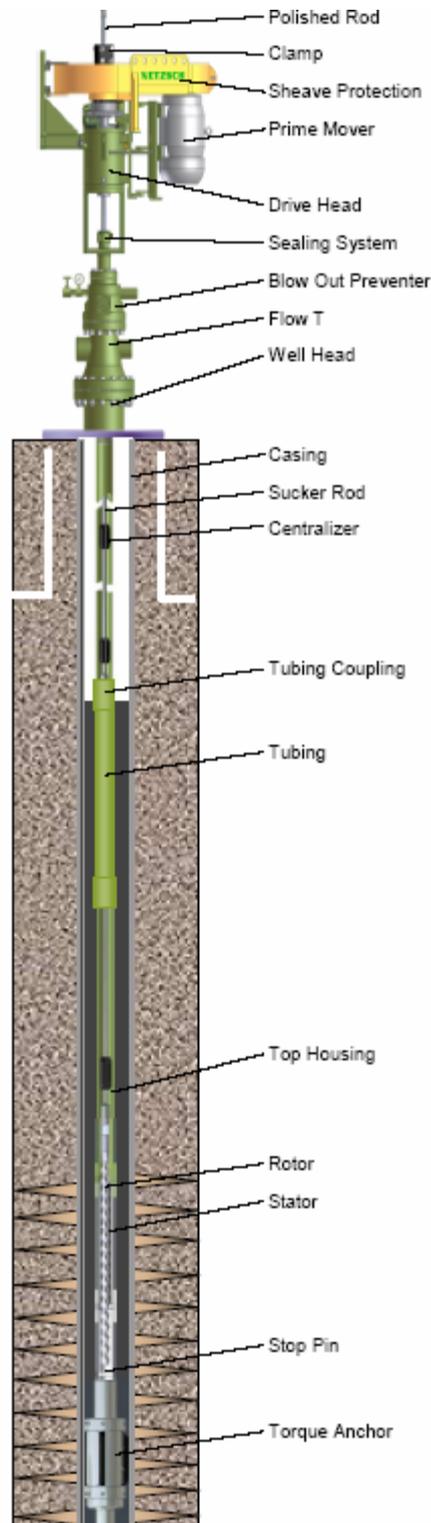


Abbildung 12: Im Bohrloch installierte PCP inklusive Obertageantrieb und Torsionsanker [43]

11.7 Zusatzperforation und Nachperforation

Bei der Zusatzperforation handelt es sich um eine Erweiterung der Perforationslänge, oder eine neuerliche Perforation der bereits bestehenden Perforation. Gründe für diese Generalbehandlung liegen in einer bis dato unwirtschaftlichen Produktionsrate und eines

anschließend höher erwarteten Zuflusses. Die nachstehende Vorgehensweise ist zur Durchführung einer Zusatzperforation notwendig.

- Ausbau der Förderinstallation
- Bohrlochmessung zur Bestimmung der Lagerstättenflüssigkeiten hinter dem Casing
- Einbau und Einmessen der Perforationskanone
- Perforationsverlängerung oder neuerliche Perforation des Intervalls
- Swabb-PV zur Überprüfung des Zuflusses
- Auf Inflow-Performance abgestimmte Förderinstallation einbauen

Die nächste Abbildung soll anhand der Sondenskizze die Schritte welche notwendig sind, um eine Zusatzperforation durchzuführen, veranschaulichen. In der Sonde Matzen 164 wurde eine Zusatzperforation in einer Teufe von 1414 – 1416 m durchgeführt. Die alte Perforation wurde mit einem Packer getrennt und die Perforation mit einer TCP oberhalb des Packers durchgeführt.

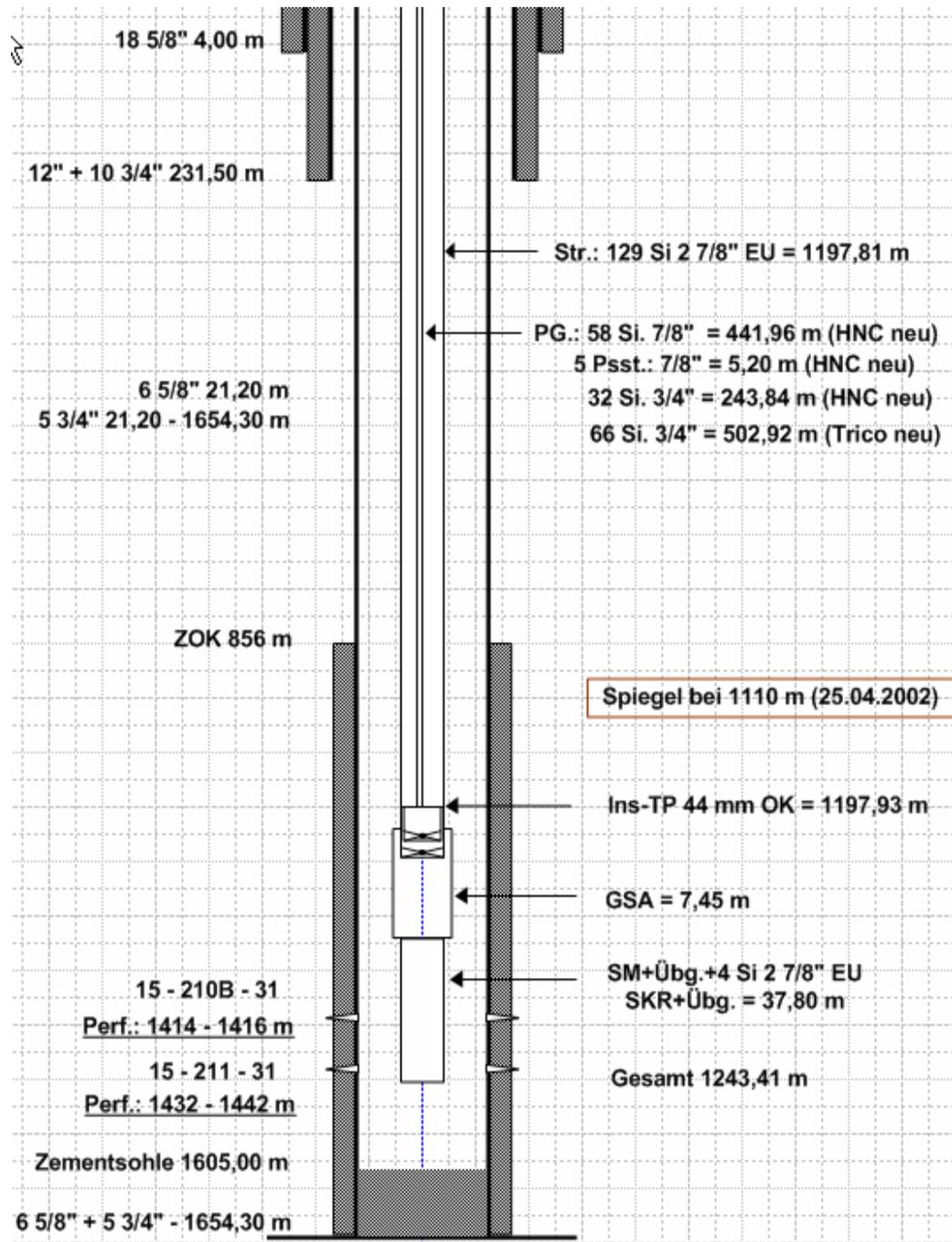


Abbildung 13: Sondenskizze der Matzen 164 nach durchgeführter Zusatzperforation von 1414- 1416 m

11.8 Perforationsverkürzung

Bei einer Perforationsverkürzung handelt es sich, um eine Verkürzung des Perforationsintervalls. Dabei soll meistens die Wasser- bzw. Gasproduktion durch Coning oder sich bewegenden ÖWK bzw. GÖK verhindert werden. Die Perforationsverkürzung besteht aus den nachstehenden Schritten:

- Ausbau der Förderinstallation

- Aufnahmetest gegenüber der Perforation
- Druckzementation der Perforation
- Mit RM Zementbrücke aufbohren
- Einbau der Kanone und Perforation vornehmen
- Swabb-PV zur Bestimmung der Inflow-Performance
- Auf Zufluss abgestimmte Förderinstallation einbauen

Besteht die geöffnete Perforationsstrecke aus zwei getrennten Bereichen und die untere Perforation soll geschlossen werden, weicht die Perforationsverkürzung von den oben angeführten Schritten ab. Nach dem Ausbau der Förderinstallation wird in den meisten Fällen ein Retainer eingebaut. Der Retainer ermöglicht das Errichten einer genauen Zementoberkante und trennt die zwei Perforationsstrecken. Nach einem Aufnahmetest gegenüber der unteren Perforation wird diese abzementiert und ein Swabb-PV vor dem Einbau einer geeigneten Förderinstallation durchgeführt.

11.9 Tieferlegung

Bei einer Tieferlegung wird die Perforation geschlossen und die Sonde an einer tieferen Stelle im gleichen Horizont wieder geöffnet. Mögliche Gründe für diese Generalbehandlung sind eine gut ausgebildete Lage an einer tieferen Stelle im gleichen Horizont, eine ungewollte Produktion von Gas, oder eine schlechte Kommunikation innerhalb der Lagen und somit eine schlechte Entölung dieser Lage. Abbildung 14 zeigt das Log im 9. Torton der Sonde Matzen 275, welche die Mitarbeiter der OMV bewegte eine Tieferlegung durchzuführen. Die Sonde war bisher strukturhoch in der 1. Lage des 9. Tortons geöffnet und produzierte Öl. Nach einem Rückgang der Produktionsrate entschied man sich, das geringmächtige Sandpaket zu entölen.

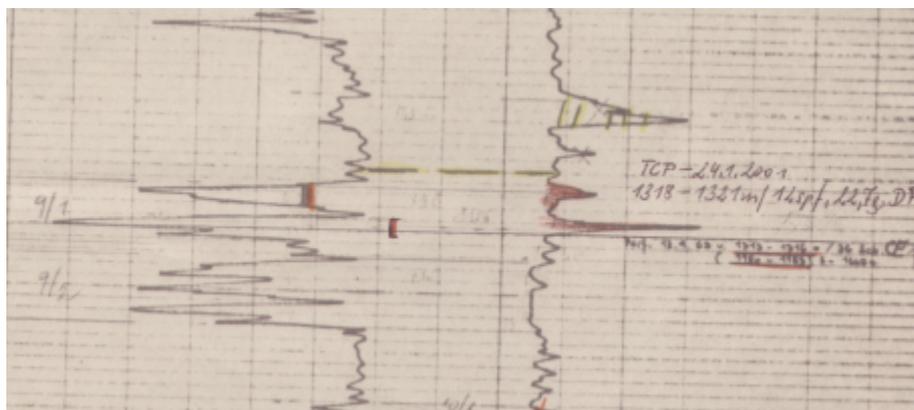


Abbildung 14: Log der Sonde Ma 275 nach der Tieferlegung, um das untere Sandpaket des 9. Tortons zu entölen

Die Tieferlegung umfasst folgende Arbeitsschritte:

- Ausbau der Förderinstallation
- Aufnahmetest gegenüber der Perforation
- Druckzementation der Perforation
- Aufbohren der Zementbrücke mit einem RM
- Einmessen der Perforationskanone im Bohrloch und Perforation der neuen Lage
- Mit Swabb-PV Zuflusssituation überprüfen
- Auf Inflow-Performance abgestimmte Förderinstallation einbauen

Installationswechsel

Bei einem Installationswechsel handelt es sich häufig um eine Reduktion des Innendurchmessers der Tubinge in Gassonden. Installationswechsel umfassen den Einbau anderer Förderinstallationen außer PCP, der Austausch von Packern, den Steigrohrwechsel und die Einrichtung von Injektoren.

Die Verringerung des Tubingdurchmessers erfolgt meistens in Gassonden, welche eine geringe Rate und einen hohen Flüssigkeitsanteil aufweisen. Ist die Geschwindigkeit des Gases zu gering, wird das Wasser nicht ausgetrieben. Es kommt zu einer Akkumulation des Wassers im Bohrloch und zu einer Erhöhung des Bodenfließdruckes. Die Erhöhung des Bodenfließdruckes stoppt den Zufluss in die Sonde. Ist der Bodenfließdruck groß genug, strömt das akkumulierte Wasser in die Formation und der Zufluss beginnt erneut. Dabei ist die kritische Geschwindigkeit, welche den Austrag des Wassers garantiert, unabhängig von dem Wasser-Gas-Verhältnis und Turner versuchte diese wie in Gleichung 4 dargestellt zu beschreiben. [14]

$$Q_{\min} = C * ID^2 * FTHP^{.5} * FTHT^{-1} \quad [4]$$

Dabei stellt C eine Konstante dar, ID den Innendurchmesser des Tubings, FTHP ist der Bohrlochkopfdruck und FTHT ist die Bohrlochkopftemperatur. Gleichung 4 verdeutlicht, dass die kritische Rate proportional zur Wurzel des Bohrlochkopfdrucks und invers proportional zur Bohrlochkopftemperatur ist. Aus Gleichung 4 geht ebenfalls hervor, dass die kritische Rate mit dem Quadrat des Innendurchmessers zunimmt. Durch einen Einbau eines schmäleren Tubingstranges wird der Effekt der Wasserakkumulation im Bohrloch verhindert. Die Arbeitsschritte für den Tubingstrangwechsel sind nachstehend aufgezählt:

- Bohrloch auffüllen
- Steigrohre ausbauen
- Kleinere Steigrohre einbauen
- Sonde freifördern, oder mit Stickstoff anfordern

11.10 Gravelpack

Bei einem Gravelpack handelt es sich um eine Sandsperrmaßnahme, bei der ein Screen in Kombination mit einem grobkörnigem Sand (Gravel) in das Bohrloch gesetzt wird, um die Produktion oder den Einbruch des Sandes zu verhindern. Um eine optimale Sandsperrung zu erzielen, sollte zuerst der Formationssand analysiert werden, wobei bei der OMV der Gravelpack nach der Methode von Schwartz ausgelegt wird. [10] Nachdem die Größe des Gravelpacks berechnet wurde, kann er im Feld installiert werden. In den meisten Sonden wird ein Inside Casing Gravel Pack (ICGP) mit einem Wire Wrapped Liner (WWL) eingebaut. Zur Installation eines Inside-Casing-Gravel-Packs wird die Crossover-Methode von Suman angewandt wie Abbildung 15 zeigt. [12], [10]

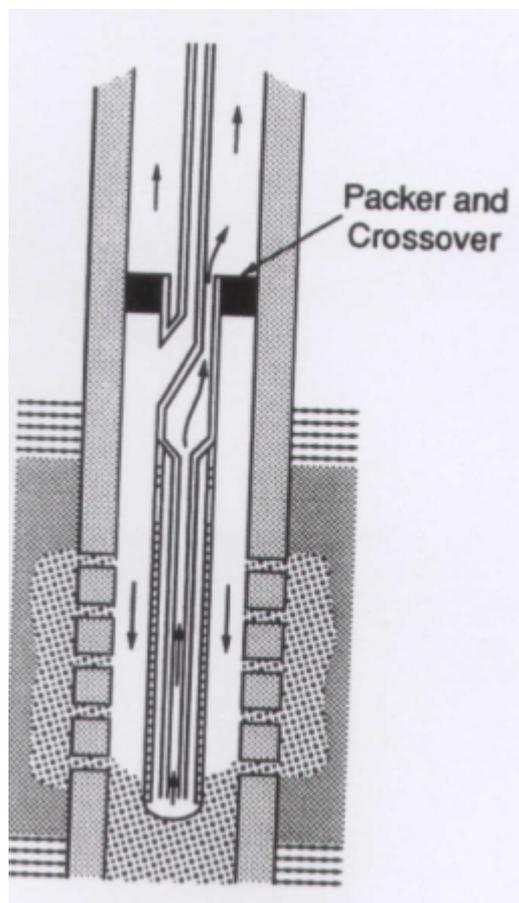


Abbildung 15: WWL und Packer inklusive Crossover-Zirkulierstück zur Installation eines ICGPs [10]

Bei der Crossover-Methode wird ein Packer im Bohrloch abgesetzt und unter diesem Packer befindet sich ein Zirkulierstück und der WWL Screen. Die mit Gravel beladene Flüssigkeit wird durch das Steigrohr und dem Ringraum zwischen Screen und Casing gepumpt. Danach fließt die Flüssigkeit in die Perforation und die im Screen befindliche Washpipe. Der Gravel bleibt außerhalb des Screens zurück. Nachdem die Flüssigkeit

die Washpipe verlassen hat, passiert sie das Zirkulierstück und den Packer. Sie fließt im Ringraum zwischen Steigrohr und Casing an die Oberfläche. Zum Ausbau des Stranges wird gegen den Uhrzeiger zirkuliert und der Strang ausgebaut. Durch diese Zirkulation werden die in Schwebelage befindlichen Sandkörner über die Steigrohre an die Oberfläche transportiert. Folgende Schritte sind nötig, um einen ICGP in einer Sonde zu installieren:

- Förderinstallation ausbauen
- WWL + Packstrang + Zirkulierstück + Drillpipes (DP) installieren
- Mit Gravel beladene Flüssigkeit in die DP einpumpen
- Packungskontrolle vornehmen
- Gegen den Uhrzeiger zirkulieren und DP und Packstrang ausbauen
- SM1- Packer mit WWL-Screen verbinden
- Swabb-PV vornehmen
- Auf Inflow-Performance abgestimmte Förderinstallation einbauen

11.11 Wassersperre

Bei einer Wassersperre handelt es sich um eine Verhinderung des Zuflusses von Wasser in das Bohrloch. Man unterscheidet die chemische und die mechanische Wassersperre. Die mechanische Wassersperre ist das Abzementieren der Perforationsstrecke. Die Perforationsstrecke wird in dem Bereich abzementiert, wo das Wasser in die Sonde eindringt. Die chemische Wassersperre ist das Verpumpen von Chemikalien in die Formation. Die Chemikalien sollen die Fließwege des Wassers in der Formation absperren.

11.11.1 Chemische Wassersperre

Die OMV verpumpte im Zuge der letzten chemischen Wassersperren Wasserglas in die Formation. Wasserglas ist eine wässrige Lösung von Natrium-Silikat und findet nur dort eine Anwendung, wo die Formation deutliche Permeabilitätsunterschiede aufweist. Die Permeabilitätsunterschiede führen zur Ausbildung von Wasserzungen. Durch die Behandlung mit Wasserglas entstehen zuerst Ausfällungen von Kieselsäure. Kieselsäure vernetzt sich durch die Zugabe von Säuren und weiterer Wasserabschaltung in der Formation zu Kieselgel. Dieser Prozess dauert in der Regel ca. 72 Stunden. Zur Durchführung einer Wasserglasbehandlung werden die nachstehenden Arbeitsschritte benötigt.

- Ausbau der Förderinstallation
- Memorygage zur Beobachtung der Drücke und Raten einbauen
- Mit Säureflush den bohrlochnahen Bereich reinigen
- Wasserglas in die Formation pumpen

- Overflush verpumpen, um das Wasserglas in die Formation zu verdrängen
- Memorygage ausbauen
- Swabb-PV nach 72 Stunden durchführen
- Auf Inflow-Performance abgestimmte Förderinstallation einbauen

12 Analyse der Generalbehandlungen

Nachdem in den vorherigen Kapiteln die Gründe für die Generalbehandlungen ausführlich erläutert wurden und auch die technische Umsetzung im Feld erklärt wurde, soll dieses Kapitel nun eine Analyse der Generalbehandlungen wiedergeben. Diese Analyse erwähnt Probleme, welche während der Generalbehandlungen und im Laufe der Förderung aufgetreten sind und versucht die Behandlungen in erfolgreiche und nicht erfolgreiche einzuteilen. Darüber hinaus soll die Analyse die Generalbehandlungen auch wirtschaftlich bewerten werden. Am Ende des Kapitels ist eine Bewertung der Behandlungsmannschaft über die letzten 5 Jahre bezüglich Kosten und Dauer der Behandlung als auch eine Zusammenfassung der Stehzeiten zwischen dem Produktionsstopp bis zur Produktionsaufnahme angeführt. Die Statistiken in diesem Kapitel beziehen sich auf die Behandlungstexte und Pläne. Die Vorkommnisse während den Generalbehandlungen sind für die einzelnen Sonden im Appendix aufgelistet.

12.1 Gliederung der Generalbehandlungen

Die Aufgabenstellung dieser Arbeit sah vor, dass die Analyse sich auf Generalbehandlungen beziehen sollte, die in den letzten 3 Jahren von der OMV in den Kohlenwasserstoffkonzessionen nahe Gänserndorf durchgeführt wurden. Nach einer Bestandsaufnahme dieser Behandlungen stand fest, dass die Generalbehandlungen der letzten 3 Jahre keine repräsentative Menge bilden, da ihre Anzahl zu begrenzt ist. Daher wurden in der Folge die Behandlungen der letzten 5 Jahre vom 22.12.2000 bis 31.03.2006 untersucht. In diesem Zeitraum wurden 907 Generalbehandlungen durchgeführt, wovon allerdings 267 Liquidationen, 108 Teilliquidationen, 74 Erstperforationen, 68 Säuerungen, 37 Stimulationen und 26 sonstige Behandlungen darstellen, die hier keine Berücksichtigung finden. Nur wenn diese Behandlungen im Zusammenhang mit den untersuchten Generalbehandlungen durchgeführt wurden, sind diese detailliert betrachtet worden. Schlussendlich umfasst die Statistik in den weiteren Absätzen 327 Generalbehandlungen, deren Gliederung sich wie folgt bezüglich der Art der Generalbehandlung unterscheiden lässt.

Statistik der Generalbehandlungen zwischen 2000 und 2006

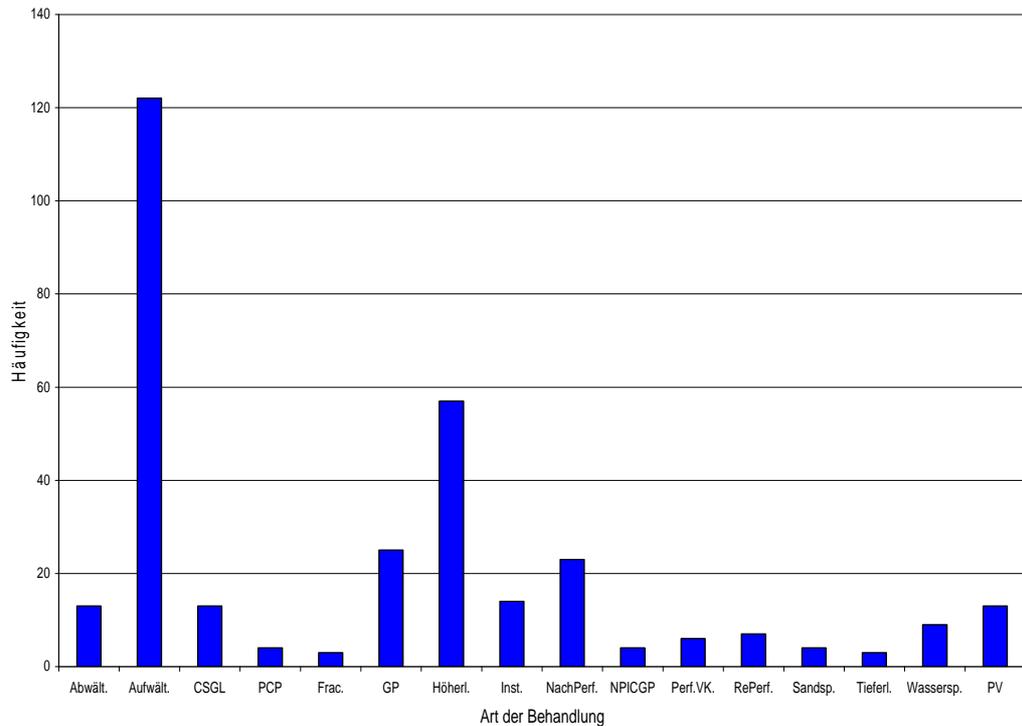


Abbildung 16: Gliederung und Anzahl der Generalbehandlungen der OMV Gänserdorf

Abbildung 16 zeigt eine Gliederung der Generalbehandlungen wobei auf der Ordinate die Häufigkeit der Behandlung und auf der Abszisse die Art der Behandlung aufgetragen ist. Man sieht deutlich, dass die Aufwältigungen, Höherlegungen, Nachperforationen und Gravel Packs (GP) die Generalbehandlungen bezogen auf die Anzahl dominieren und alle anderen Behandlungen zwischen 3 und 15-mal in den letzten 5 Jahren durchgeführt worden sind.

12.2 Beurteilung der Behandlungen

12.2.1 Grobes Screening der Behandlungen

Nachdem nun eine Gliederung der Behandlungen erstellt worden war, war der nächste Schritt eine mögliche Einteilung zu treffen im Bezug auf den Erfolg der Behandlungen. Diese erste Bewertung basierte auf dem Produktionsratenvergleich der Sonde vor und nach der Behandlung und lässt sich in drei Kategorien unterteilen. Die Kategorie 1 enthält Sonden, die eine höhere Tages- bzw. die gleiche Tagesproduktion als die letzte Tagesproduktion vor der Behandlung aufweisen. Die Kategorie 2 enthält Sonden, welche nach der Generalbehandlung eine geringere Tagesproduktion aufweisen als

zuvor und die Kategorie 3 umfasst die Sonden, die keine Produktion nach der Behandlung aufweisen.

Grobes Screening der Behandlungen

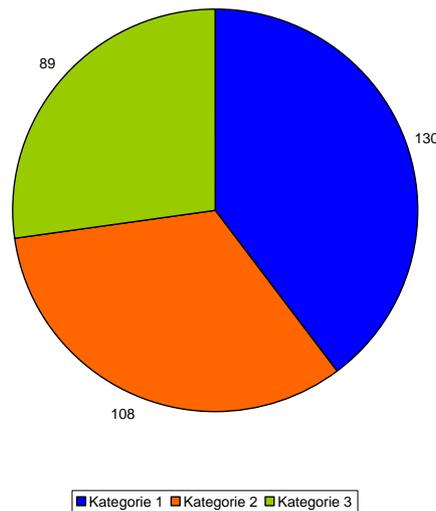


Abbildung 17: Einteilung der Generalbehandlungen nach Tagesproduktion vor und nach der Generalbehandlung

Abbildung 17 veranschaulicht die Ergebnisse des ersten groben Screenings und man erkennt, dass 89 Sonden nach der Generalbehandlung keine Produktion aufweisen und 108 Sonden eine schlechtere Tagesproduktion als vor der Behandlung zeigen, hingegen 130 Sonden ihre Tagesproduktion steigern bzw. beibehalten konnten. Man muss sich aber verdeutlichen, dass die Tagesproduktion von der Bruttoreate, dem Horizont und der Druckabsenkung abhängt. Aus diesem Grund wurden zu einer aussagekräftigeren Bewertung die Produktivitätsindizes einer Sonde vor und nach der Behandlung herangezogen. Betrachtet man die Gleichung 5 für den Produktivitätsindex, stellt man fest, dass man diesen auf zwei Terme zurückführen kann. In diesem Fall wurde der linke Term verwendet, da für den Rechten zu wenig Daten vorhanden sind. Gleichung 5 beschreibt den Produktivitätsindex für einen radialsymmetrischen Zufluss unter quasistationären Bedingungen in einer homogenen Lagerstätte.

$$PI = \frac{q}{p_{res} - p_{wf}} = \frac{k * h * 0,00708}{\mu * B * [\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0,75 + s]} \quad [5]$$

Unter den realen Ölfeldbedingungen kann man für die Formel auf der rechten Seite die Variablen messen bzw. näherungsweise bestimmen und daher sollte man den linken Term zur Berechnung des Produktivitätsindex heranziehen. Um den Produktivitätsindex mit der linken Gleichung berechnen zu können, benötigt man die

Produktionsrate, den Lagerstättendruck und den Bodenfließdruck für denselben Zeitpunkt. Die Produktionsrate für den linken Term ist bekannt, denn sie wird in einer Oracledatenbank nach bestätigter Messung aufgezeichnet. Die Drücke für diese Berechnung sind allerdings nicht leicht zu bestimmen und man muss sich hier der im Feld durchgeführten Druckmessungen bzw. der Daten der Druckmesssonden bedienen. Die Druckmesssonden sind Sonden, welche den Lagerstättendruck einzelner Horizonte ständig beobachten.

Die Sonologmessung misst den Flüssigkeitsspiegel im Casing. Mit dem Flüssigkeitsspiegel und dem Casingdruck kann man sich den Bodenfließdruck unter dynamischen Messbedingungen und den Lagerstättendruck unter statischen Messbedingungen ausrechnen. Gleichung 6 zeigt die Berechnung der Drücke anhand der Flüssigkeitsstände. Gleichung 6 liefert unter statischen Bedingungen den Lagerstättendruck und unter dynamischen Bedingungen den Bodenfließdruck.

$$p = \rho_{\text{öl}} * g * h_1 (\% \text{Öl}) + \rho_{H_2O} * g * h_1 (\% H_2O) + \rho_{\text{gas}} * g * h_2 + P_{\text{cas}} \quad [6]$$

Zur Berechnung des Druckes wird der Casingdruck P_{cas} , die Höhe der Gassäule h_2 und der Flüssigkeitssäule h_1 benötigt. Die Dichten der einzelnen Stoffe fließen genauso in die Berechnung ein, wie deren quantitative Häufigkeit. Der Bodenfließdruck der Sonden wird normalerweise jährlich und der Lagerstättendruck unmittelbar vor der Generalbehandlung mit Hilfe der Sonologmessung gemessen.

Bei manchen Sonden wurde aber keine Messung durchgeführt. Daher musste der Druck mit einer Korrelation zu den nahe gelegenen Sonden bestimmt werden. Das Ausrechnen der Produktivitätsindizes für Zeitpunkte knapp vor und nach der Generalbehandlung scheiterte, da zu wenige Druckdaten verfügbar sind. In den meisten Fällen konnte nur ein Produktivitätsindex ausgerechnet werden, da der dynamische Druck, oder in neu perforierten Horizonten der Lagerstättendruck nach der Generalbehandlung fehlten. Betrachtet man aber die Sonden wo ein Produktivitätsindex vor und nach der Generalbehandlung ermittelt werden konnte, stellt man fest, dass bei Frac-Behandlungen und Nachperforationen mit ICGP nur PI-Erhöhungen eingetroffen sind, was in Abbildung 18 deutlich gezeigt wird. Reperforationen und Sandsperrern ohne Gravelpacks führten nur zu schlechteren Produktivitätsindexen. Bei Nachperforationen und Höherlegungen sind die Sonden mit einer Verbesserung des Produktivitätsindexen in der Überzahl.

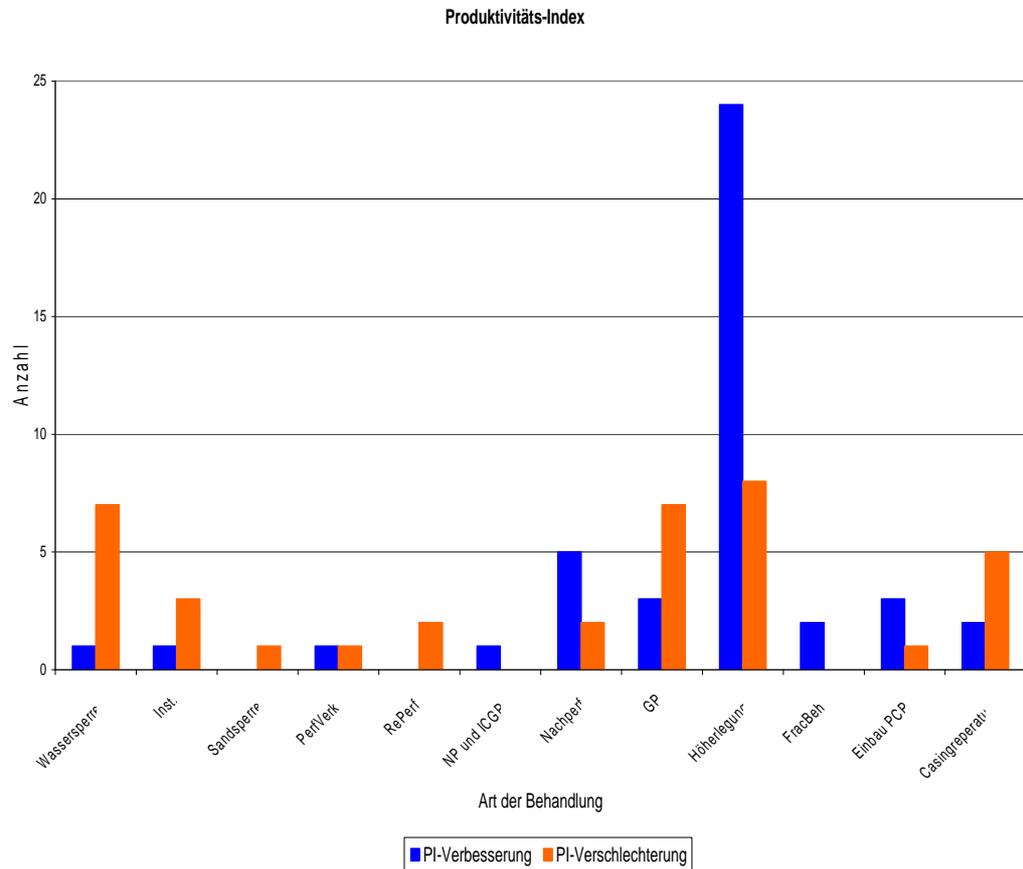


Abbildung 18 Produktivitätsindizes vor und nach einer Generalbehandlung

Diese Grafik ist mit Vorsicht zu betrachten, da wie gesagt zu wenige Druckdaten vorhanden waren, um bei allen Behandlungen diesen Vergleich durchzuführen und somit nur ein Teil der durchgeführten Behandlungen in Abbildung 18 wiedergegeben wird.

Als nächster Schritt folgte die Untersuchung der Generalbehandlungen in Bezug auf technische Aspekte und Probleme.

12.2.2 Technische Beurteilung der Generalbehandlungen

Diese Beurteilung sollte nun als Basis für zukünftige Generalbehandlungen dienen und die Gründe für das Scheitern von einigen Generalbehandlungen herausfiltern und Probleme aufzeigen. Darüber hinaus lässt sich mit Hilfe dieser Behandlungen auch eine Aussage über Generalbehandlungen, die aufgrund von lagerstättentechnischen und behandlungstechnischen Problemen gescheitert sind, treffen.

Um eine solche Unterteilung durchzuführen, sind die technischen Aufzeichnungen zu den Generalbehandlungen herangezogen worden. Die Protokolle der Behandlungsbesprechungen und die Pläne sind aufgearbeitet worden, um Probleme und Schwierigkeiten zu identifizieren. Die Behandlungstexte fassen die Arbeitsschritte der Behandlungsmannschaften im Feld zusammen und es werden Beobachtungen der Behandlungsmannschaften auch wiedergegeben bezüglich besonderer Vorkommnisse und Anmerkungen. Darüber hinaus kann man diesen Aufzeichnungen auch Probleme, die während der technischen Umsetzung der Vorhaben aus den Plänen entstanden, entnehmen und sind somit als einzige Quelle für technische Probleme während der Generalbehandlung heranzuziehen. Die Pläne und Besprechungsprotokolle der einzelnen Generalbehandlungen geben die planmäßige Behandlungsschritte wieder und in Einzelfällen sind die Beweggründe für die Behandlungen angeführt. Nachdem diese diversen Schriftstücke aufmerksam und akribisch analysiert worden waren, wurden die Ausgänge der Generalbehandlungen in folgende 3 Sparten unterteilt:

- Gelungen
- Technisch gelungen
- Nicht gelungen

Die Kategorie „gelungen“ umfasst all diese Generalbehandlungen, bei denen keine technischen Probleme aufgetreten sind bzw. deren Probleme gelöst werden konnten und die nach der Behandlung eine wirtschaftliche Produktion aufweisen. Unter die Rubrik „technisch gelungen“ fallen all jene Generalbehandlungen, die auch in der Kategorie „gelungen“ enthalten sind, mit dem Zusatz, dass diese Sonden aufgrund von lagerstättentechnischen Aspekten unwirtschaftlich produzieren. Die technisch gelungenen Generalbehandlungen konnten nicht in Produktion gehen, wegen verwässerter Horizonte, Produktionsraten mit hohen Wasser-Öl-Verhältnissen, geringen Zuflüssen von Öl und Gas aus der Lagerstätte und zu hohen Sandproduktionen. Die Kategorie nicht gelungen beinhaltet all jene Generalbehandlungen die technisch gescheitert sind.

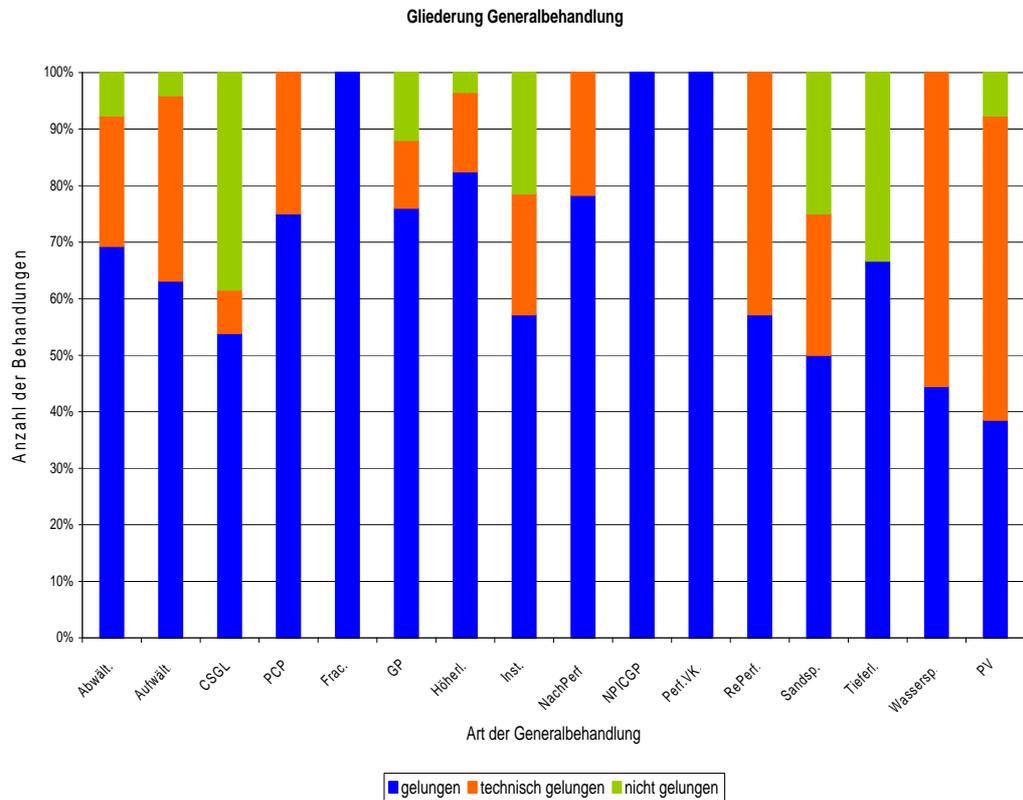


Abbildung 19: Einteilung der Generalbehandlungen in drei Kategorien

Aus Abbildung 19 lassen sich die Wahrscheinlichkeiten für die nicht gelungenen und technisch gelungen Generalbehandlungen aufgespaltet auf die einzelnen Behandlungsarten nachvollziehen. Bei Casingleckreparaturen treten vermehrt technische Probleme auf, die zu Verlusten der zukünftigen Produktion führen. Frac-Behandlungen, Nachperforationen mit und ohne Installation von ICGPS, PCP-Installationen, Perforationsverkürzungen, Wassersperren und Reperforationen konnten ohne technische Probleme durchgeführt werden.

Die lagerstättentechnischen Probleme traten am häufigsten bei Reperforationen, Wassersperren und Produktionsversuchen auf. Frac-Behandlungen, Nachperforationen mit ICGP Installation, Perforationsverkürzungen, Tieferlegungen und Umbau auf Tiefpumpen konnten ohne Auftreten von lagerstättentechnischen Problemen durchgeführt werden. Die lagerstättentechnischen Probleme bei reinen Produktionsversuchen zeigen die Inflow-Performance der Sonden auf und sind daher in der in Abbildung 19 dargestellten Statistik außer Betracht zu lassen.

Nachdem nun eine grobe technische Einteilung der Behandlungen erfolgt ist, war der nächste Schritt Gründe für das technische Scheitern der Generalbehandlungen herauszufinden und auch lagerstättentechnische Probleme herauszufiltern und diese zu konkretisieren.

12.2.2.1 Lagerstättentechnische Probleme:

Nach genauer Betrachtung der Sonden, die unter die Kategorie technisch gelungen gefallen sind, konnten folgende Probleme der Lagerstätte zugerechnet werden, welche zu einer Beeinträchtigung der folgenden Tagesproduktion führten:

- Überschätzte Reserven
- Zu geringer Lagerstättendruck gegenüber dem Leitungsdruck
- Hohe Sandproduktion
- Hohe Verwässerung des Horizonts bzw. enormer Wasserzufluss
- Horizonteinbruch
- Kein Wasseraustrag bei Gassonden
- Paraffinprobleme
- Starker abrupter Anstieg der Verwässerung (Wasserfront)
- Unwirtschaftlicher bzw. geringer Zufluss von Kohlenwasserstoffen
- Verstopfung der Sandsperrern mit feinen Partikeln

Abbildung 20 zeigt die Anzahl dieser Probleme, gereiht nach den auftretenden Häufigkeiten der letzten 5 Jahre.

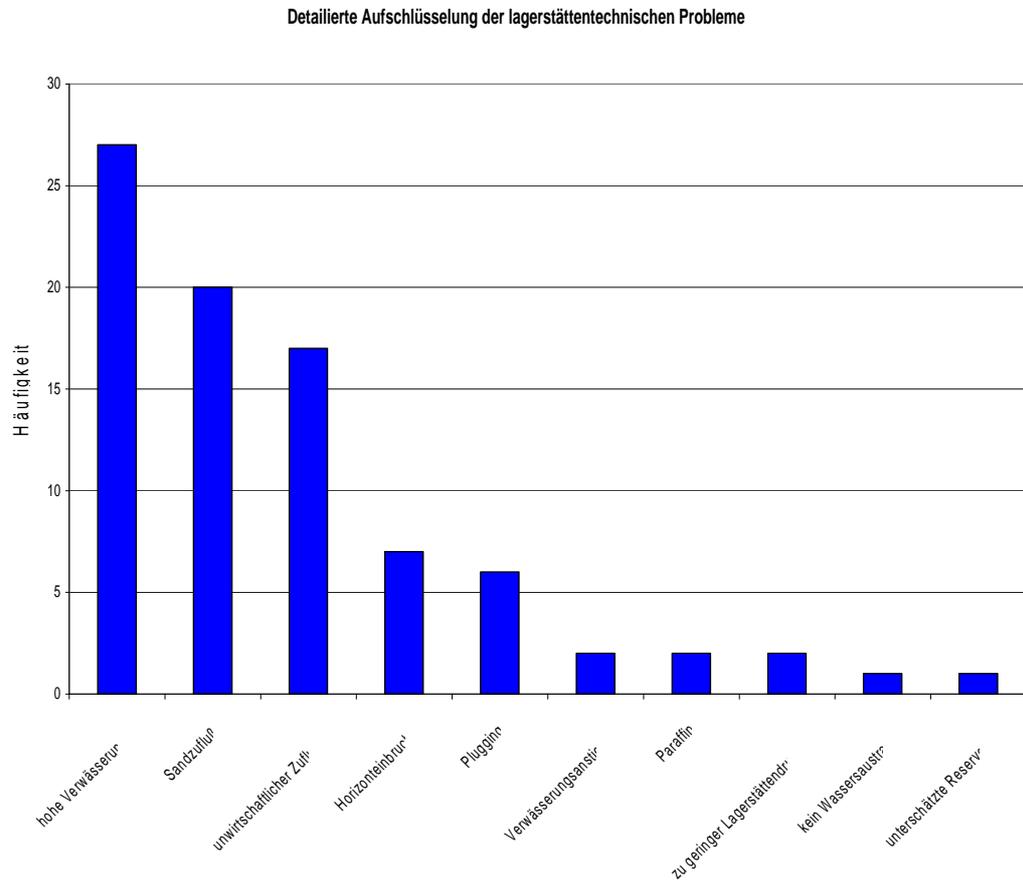


Abbildung 20: Lagerstättentechnische Probleme der Sonden, welche nach den 327 Generalbehandlungen auftraten

Aus Abbildung 20 geht hervor, dass die lagerstättentechnischen Probleme von hoher Verwässerung des Horizonts und von unkontrollierter Sandproduktion dominiert werden. Darüber hinaus treten ein unwirtschaftlicher Zufluss von Öl und Horizonteinbrüche sehr häufig auf und in Verbindung mit Inside Casing Gravel Pack Komplettierungen kommt es auch zum Plugging. Darunter versteht man das Verstopfen des Gravel Packs mit feinen Sanden und Sedimenten, was wiederum einen geringen Zufluss zu Folge hat und schlussendlich zu einer unwirtschaftlichen Produktion führt.

Unter Horizonteinbruch in Bezug auf Abbildung 20 versteht man, eine technisch und lagerstättentechnisch nicht mehr beherrschbare Menge Sand aus dem bohrlochnahen Bereich. Aufgrund der Sandproduktion lässt sich der Horizont nachträglich nicht mehr mit konventionellen Sandsperrmaßnahmen stabilisieren.

Probleme, die eher selten auftreten, sind Paraffinablagerung, überschätzte Reserven und zu geringe Lagerstättendrücke gegenüber dem Leitungsnetz in Gassonden. Überschätzte Reserven treten dann auf, wenn man aufgrund der Logauswertung die Sonde an einer neuen Stelle perforiert hat und die Reserven geringer als die erwarteten

sind. Die geringen Reserven rechtfertigen aus wirtschaftlichen Gründen keine weiteren Behandlungstätigkeiten und daher liquidiert man diesen Horizont in den meisten Fällen. Die Paraffinablagerungen fallen unter dem Cloud-Punkt aus. Der Cloud-Punkt wird meistens in den Steigrohren nahe der Oberfläche erreicht und daher fällt das Paraffin am häufigsten in diesen Bereichen aus. Paraffin-Ablagerung in Steigrohren lassen sich durch Heißwasser, Inhibitoren oder mechanische Kratzer beseitigen.

In Gassonden kommt es auch zu Problemen bezüglich des Wasseraustrages, die mit einem Einbau eines so genannten Velocity-Strings auch nicht mehr behoben werden können. Ein Velocity-String ist ein Steigrohr mit geringem Durchmesser und soll die minimal erforderliche Produktionsrate für den Wasseraustrag absenken, damit ein Liquid-Loading des Bohrloches verhindert wird. Der Einfluss des Steigrohrdurchmessers auf die kritische Produktionsrate ist in Gleichung 4 dargestellt.

Ein weiteres lagerstättentechnisches Problem ist ein abrupter Anstieg der Verwässerung nach einigen Tagen Produktion und kann auf eine Entölung des bohrlochnahen Bereiches in einem verwässerten Horizont zurückgeführt werden. Weitere Möglichkeiten für die Wasserproduktion sind Fließwege hinter dem Casing und undichte Verrohrungen.

12.2.2.2 Technische Probleme

Für das Auftreten von technischen Problemen während der Durchführung der Generalbehandlungen ist ebenfalls eine Häufigkeitsverteilung ermittelt worden und diese ist in Abbildung 21 dargestellt.

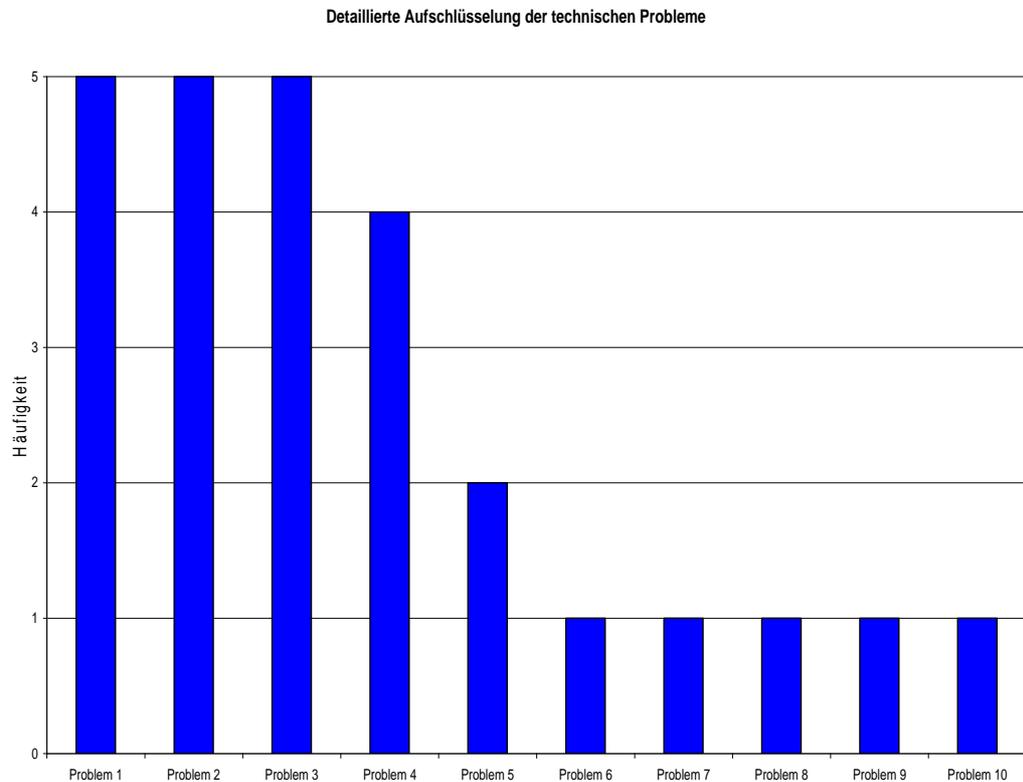


Abbildung 21: Produktionstechnische Probleme im Zuge der 327 Generalbehandlungen

In den folgenden Seiten werden die in Abbildung 21 dargestellten Probleme detailliert beschrieben und die Problematik anhand eines konkreten Beispiels verdeutlicht.

Problem 1 in Abbildung 21 steht für auftretende Probleme bezüglich der chemischen Wasserglasbehandlung. Die Sonde Matzen 043 förderte das eingepresste Wasserglas nach kurzer Zeit wieder zu Tage und die Wasserproduktion stieg an. Dieses Phänomen wurde auch in zwei anderen Sonden festgestellt. Die Produktionsverläufe aber zeigen, dass nach der Wasserglasbehandlung keine bzw. nur eine minimale Reduktion des WÖV bei gleicher Bruttoreate erzielt werden konnte. Abbildung 22 zeigt die Verwässerung der Sonde Matzen 132 bei der am 01.06.2001 eine Wasserglasbehandlung durchgeführt wurde.

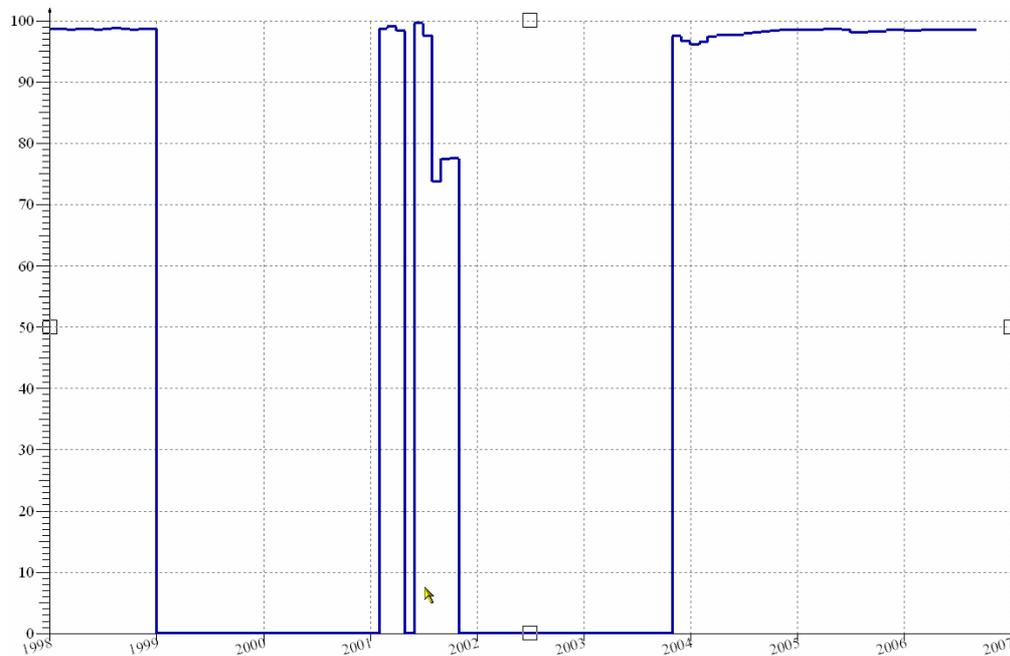


Abbildung 22: WÖV vor und nach der Wasserglasbehandlung in der Sonde Matzen 132

Vergleicht man hierbei die Verwässerung vor und nach der Wasserglasbehandlung ist kein Unterschied festzustellen und es fällt auf, dass bei einer Reduktion der Bruttoreate auch die Verwässerung sinkt. Man darf hier vermuten, dass das Wasserglas sich noch in der Formation befindet, denn bei den weiteren Behandlungen konnte man keine Spuren von Wasserglas auf etwaigen Förderinstallationen finden.

Problem 2 steht für Probleme die während der Casingleckreparatur auftraten. Dabei handelt es sich ausschließlich um das Auffräsen des Casings mit einem RM oder anderen Fräsworkzeugen. Dieser Faupas passierte zum Beispiel während der Casingleckreparatur der Sonde Bockfliess 022. Hierbei wurde nachdem das Casingleck zementiert wurde, eine Fräskrone samt Driltubing eingebaut und der Zement aufgebohrt, da der Zement nicht mit einem RM beseitigt werden konnte. Dabei traten Eisenspäne und Zementrückstände der Casingzementation zu Tage und ein sprunghaftes Ansteigen des Drehmoments konnte ebenfalls beobachtet werden. Dies sind Indizien für ein Auffräsen des Casings. Abbildung 23 verdeutlicht das Bohrlochbild der Sonde Bockfliess 022.

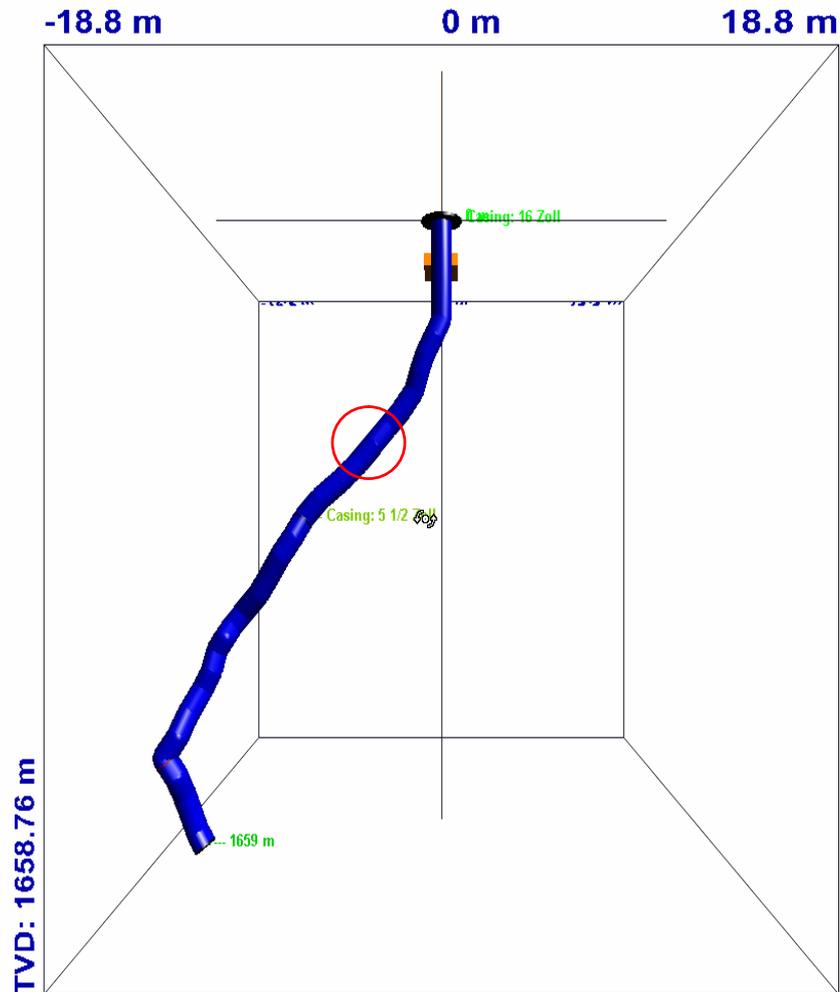


Abbildung 23: Bohrlochverlauf mit gekennzeichnetem Casingleck der Sonde Bockfliess 022

Der rote Kreis symbolisiert den Bereich des Casinglecks und man sieht deutlich, dass das Leck in einem Bereich auftrat, wo der Bohrlochverlauf keinen Knick besitzt. Zieht man eine Korrelation zu den anderen Casingleckpositionen, so kann man feststellen, dass der Fräser das Bohrloch an nicht verwundenen, leicht vertikal abgelenkten Stellen verlassen hat.

Problem 3 steht für das Plugging des Inside-Casing-Gravel-Packs nach Säuerungen. Nachdem eine Generalbehandlung durchgeführt wurde und die Zuflusssituation mittels Produktionsversuch verifiziert wurde, entschied man in einigen Fällen eine Säuerung durchzuführen, um den Zufluss zu steigern. Ein anschließender Swabb-PV ergab aber einen schlechteren Zufluss als zuvor und einen höheren Anteil von feinen Sanden. Während der Untersuchung konnte dieses Phänomen nicht mit bestimmten Säuren oder Horizonten korreliert werden, aber ein Grund liegt sicherlich im Aufbau des Sandsteines generell. Der natürliche Sandstein besteht aus Sandkörnern, die zumeist mit Karbonaten zementiert sind. Der Zement könnte durch die Säuerung mit Salzsäure aufgelöst

werden. Der Zusammenhalt der Sandkörner könnte durch den Zement nicht mehr gegeben sein und somit wandern sie mit dem produzierten Fluid zum Gravelpack, wo sie anschließend diesen verstopfen. Ein direkter Zusammenhang, im Gegensatz zur bisher vorherrschenden Theorie, mit der Korngröße des Gravelpacks besteht auch nicht, denn es kommt sowohl im groben als auch im feinen Gravelpack zu diesem Plugging. Weitergehende Untersuchungen bezüglich Säuerungen hat Herr Chavez Rodriguez Mario Luis in seiner Diplomarbeit „Evaluation and Optimization of Matrix Acidizing in OMV Fields“ durchgeführt. [38]

Problem 4 in Abbildung 21 steht für das Totpumpen von Sonden nach Produktionsversuchen mit Flutwasser. Hierbei fällt auf, dass Sonden wie die Sonde Matzen 215 nach Aufwältigungen in neue Horizonte oder anderen Generalbehandlungen einen viel versprechenden Produktionsversuch absolviert haben und danach mit Flutwasser totgepumpt worden sind, um die Swabbgarnitur auszubauen. Während des Produktionsversuches produzierte die Sonde Matzen 215 eruptiv Öl und Gas in den Tank. Nachdem die Swabbgarnitur ausgebaut war, wurde bei der Matzen 215 die Tiefpumpe eingebaut und die Sonde aus dem 13. Torton in Betrieb genommen. Allerdings war ein schlechter Zufluss festzustellen, der die Verantwortlichen bewegte, die Sonde in einem neuen Horizont aufzuwältigen. Bei den Sonden Matzen 163, Prottes 202 und Prottes T 002 trat eine erhebliche Reduktion der Produktionsrate gegenüber dem Produktionsversuch nach dem Totpumpen auf.

Problem 5 in Abbildung 21 beschreibt Probleme, die während des Einbaus von Installationen bezüglich Sand auftraten. So etwa wurde bei der Sonde Aderklaa 078 ein Installationswechsel durchgeführt. Im Zuge der Bohrlochbefahrung stand man mit einer Fräskrone immer wieder auf. Zuerst konnte der Sand noch aufzirkuliert werden, aber unter der Perforationsunterkante war der Sand derartig zusammengepresst, dass er nicht beseitigt werden konnte. Dieser Sand verhinderte den Ausbau der alten Installation und somit musste die Sonde liquidiert werden, denn der Fish konnte nicht überspült und gefangen werden.

Problem 6 steht für einen Casingschaden, der das reibungslose Befahren des Bohrloches verhinderte. Die Sonde Bockfliess 072 sollte mit einem Inside-Casing-Gravel-Pack komplettiert werden, da es während der Ölproduktion immer wieder zum Zufluss von Sand kam. Während der Behandlung wurde allerdings ein Casingschaden im Bereich von 890m festgestellt. Abbildung 24 zeigt den Bohrlochverlauf der Sonde Bockfliess 072. Der Bereich des Casingschadens ist rot eingekreist.

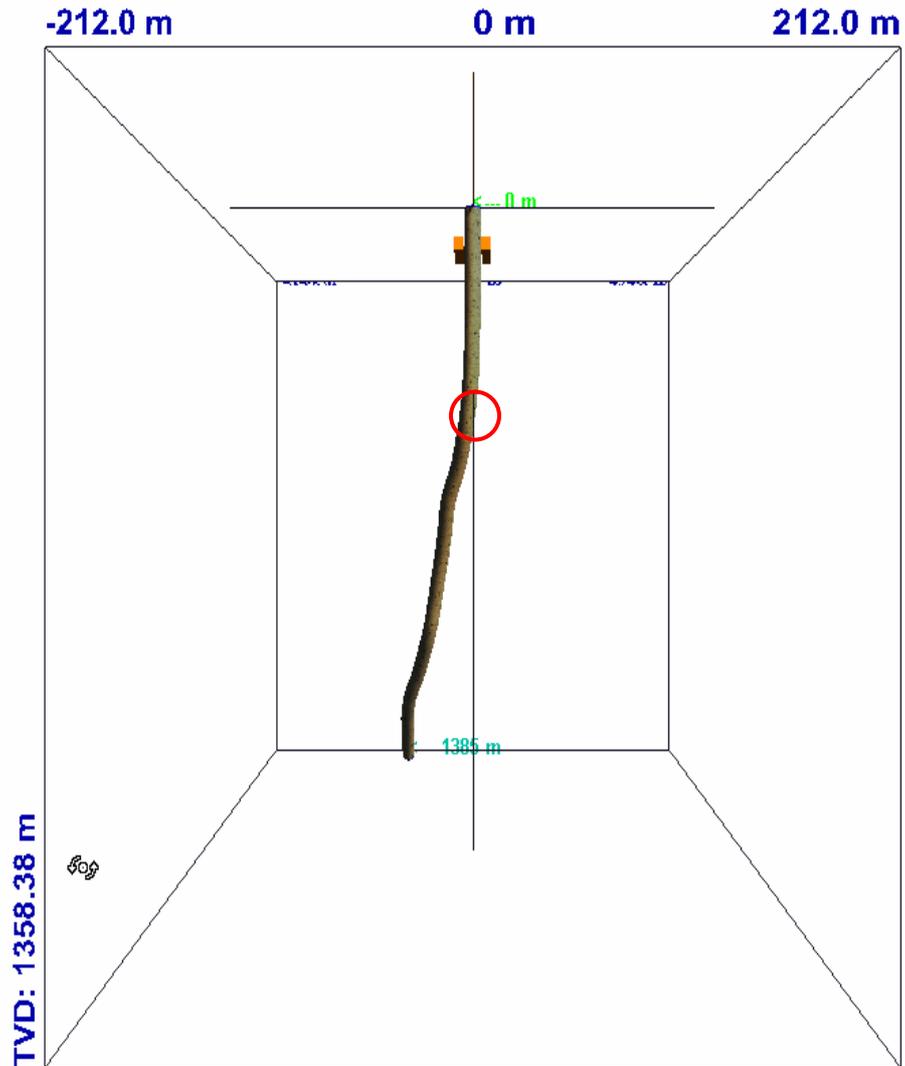


Abbildung 24: Bohrlochverlauf der Sonde Bockfliess 072 inklusive gekennzeichnetem Casingschaden

Man versuchte das Bohrloch mehrmals mit RM und Fräsern befahrbar zu machen, jedoch konnte kein Erfolg erzielt werden. Somit konnte der Gravelpack nicht eingebaut werden und man musste die Sonde liquidieren, da die anderen Horizonte ebenfalls kein Kohlenwasserstoffpotential aufwiesen.

Hinter Problem 7 verbirgt sich das Scheitern des Versuches ein Hilfscasing zu ziehen. Die Sonde Gänserndorf T 002 ist eine Sonde, die mit einem 5“ bzw. 6“ Hilfscasing versehen wurde, um die weitläufigen Casingschäden zu beheben. Abbildung 25 veranschaulicht die Komplettierung des abzudichtenden Casinglecks der Sonde Gänserndorf T 002.

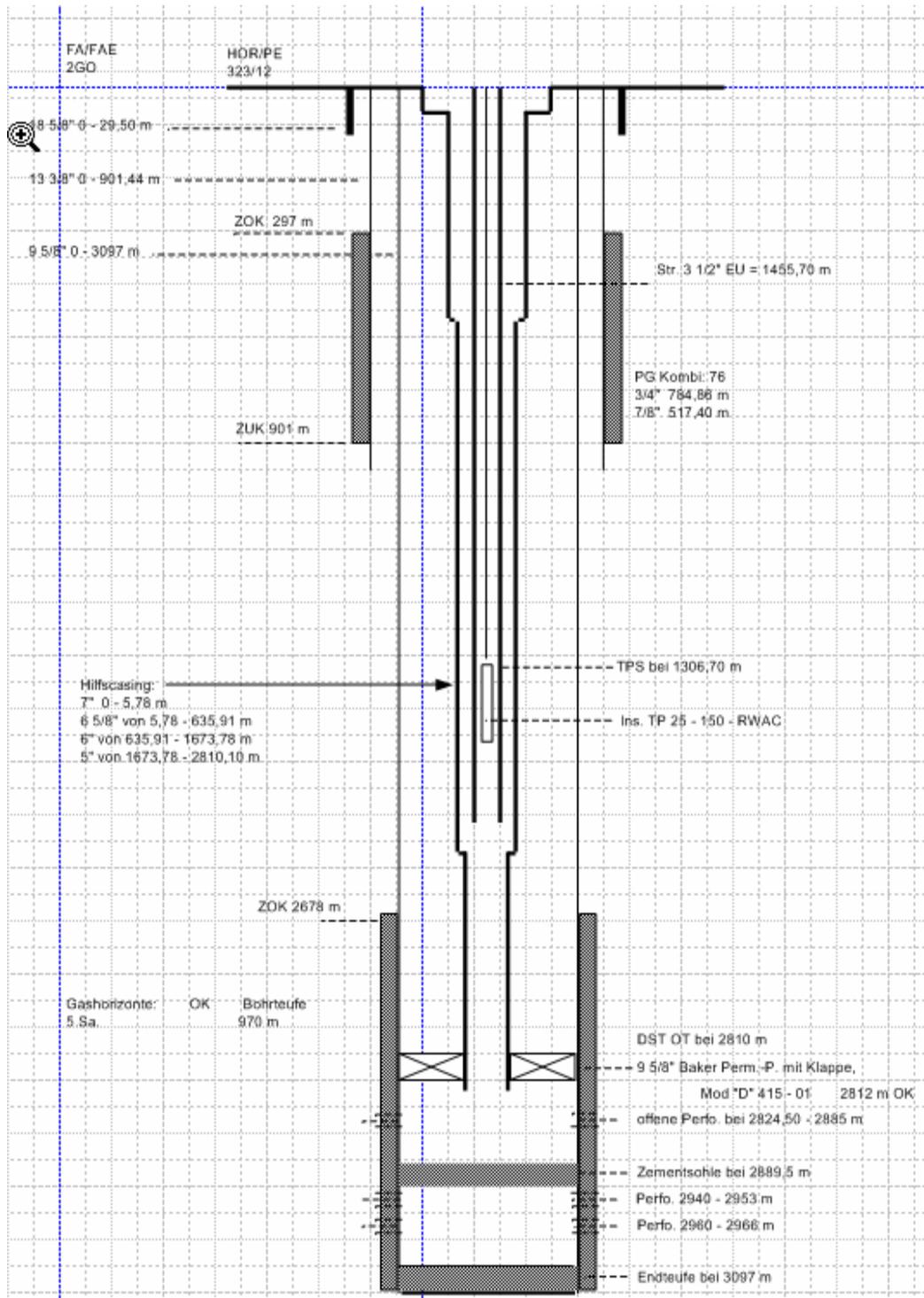


Abbildung 25: Sondenskizze der Sonde Gänserdorf T 002 mit eingebautem Hilfscasing und Tiefpumpe

Die Aufgabe der Generalbehandlung bestand darin das Hilfscasing auszubauen, das Leck im 9 5/8" Casing zu lokalisieren und dieses abzuzementieren, das Hilfscasing wieder einzubauen und die Sonde in Betrieb zu nehmen. Während der Behandlung stieß man aber auf ein korrodiertes Hilfscasing, welches beim Zugversuch abbriss. Es stellte sich heraus, dass das Hilfscasing stark korrodiert war und somit verblieben Teile des Hilfscasings im Bohrloch. Man konnte nur mehr Teile des Casings fangen und entschied

sich, die Arbeit zu unterbrechen und aus wirtschaftlichen Gründen die Sonde zu liquidieren.

Problem 8 steht für den Einbau eines Expandable Sand Screens (ESS), der in der Sonde Pirawarth 088 zum Einsatz kam, um die ohne Sand Sperre zu erwartende Sandproduktion zu verhindern. Nachdem der Filter eingebaut und mit dem Expansionstool erweitert worden war, wurde ein Produktionsversuch durchgeführt. Dieser Produktionsversuch lieferte Sand und die Vermutung liegt nahe, dass der ESS während der Expansion beschädigt wurde. Man konnte aufgrund der Sandproduktion keine Untersuchung mit der Kamera durchführen, um den genauen Schaden festzustellen. Aber aus der gewabben Sandmenge und Sandkornverteilung lässt sich eine Beschädigung des Filtergewebes vermuten. Das Filtergewebe dürfte während der Dehnung mit dem Expansionstool zerstört worden sein, obwohl die Informationen vom Hersteller bezüglich Lastdruck befolgt wurden und Übertage keine Anzeichen eines fehlerhaften Einbaus festzustellen waren.

Problem 9 beschreibt einen fehlerhaften primären Zementjob. Die Sonde Matzen 275 sollte innerhalb des 9. Tortons tiefergelegt werden. Nachdem die Förderinstallation ausgebaut war und die alte Perforation verschlossen wurde, perforierte man den 9. Torton an einer tieferen Stelle mit einer Tubing-Conveyed-Perforation-Kanone. Nach der Perforation prüfte man den Zufluss mit einem Produktionsversuch und dabei traten Zementteile zu Tage. Diese Zementteile stammen vom primären Zementjob, was eine schlechte Bindung des primären Zements im Bereich der Perforation vermuten ließ. Dieser schlechte Zementjob erlaubt auch den vermehrten Zufluss von Wasser, weswegen die Sonde auch liquidiert wurde. Laut Log ist in diesen Bereichen kein Wasserhorizont zu vermuten, denn das Gamma-Ray-Log zeigt eine klare Sandschicht und die Widerstandsmessung widerspiegelt einen hohen Widerstand der typisch für Öl ist. Daher muss es Kanäle hinter dem Casing geben, die Fließwege zwischen dem wasserführenden Horizont und der Perforation bilden.

Problem 10 bezieht sich auf eine erfolgreiche Casingleckreparatur mit Zement bei der Sonde Prottes 086. Während der Behandlung wurde bei der Sonde Prottes 086 ein Leck im Bereich von 1004 bis 1030 m festgestellt und dieses mit Hilfe einer Druckzementation verschlossen. Nachdem der Zement wieder aufgebohrt wurde, entschied man sich keine Gasliftinstallation einzubauen, da ein hoher Injektionsdruck des Liftgases von Nöten wäre. Man befürchtete, dass das abzementierte Leck dem Injektionsdruck nicht Stand halten könnte und so entschied man sich eine PCP zu installieren, da man auch Sand erwartete. Der Zufluss von Sand bestätigte sich, allerdings gelang es den Sand nicht mittels PCP zu fördern. Die PCP musste nach kurzer Zeit getauscht werden, da sich Sand und Sedimente im Bohrloch sammelten, die zum Blockieren des Torsionsankers

fürten. Ich betrachte dieses Beispiel als technisch fehlgeschlagen, da die Zementation zu einem Wechsel der Förderart führte, die den Sand nicht bewältigen konnte. Außerdem können Zementationen nur geringe Druckdifferenzen ohne beschädigt zu werden überstehen und in manchen Fällen kann Gas durch die Zementation diffundieren.

Schaut man sich die Häufigkeit der Probleme 1 bis 10 in Abbildung 21 an, fällt auf, dass die häufigsten Probleme beim Auffräsen des Zements nach einer Casingleckreparatur und ein verstopfter Gravelpack nach der Säuerung sind. Eine erfolgreiche Wasserglasbehandlung konnte bisher in noch keinem Fall belegt werden. Hingegen treten die Probleme 6 bis 10 nur zweimal auf, wobei man klarstellen muss, dass der Expandable Sand Screen hier zum ersten Mal installiert wurde. Die Erfahrungswerte mit dem Umgang dieses Tools fehlen der Behandlungsmannschaft, obwohl der Supervisor von Weatherford alle Schritte genau überwacht hat.

Aber nicht nur die technischen Probleme beeinflussen die Qualität der Behandlung, sondern auch die Arbeitsabläufe tragen zum Erfolg einer Behandlung bei. Deshalb sollten in diesem Kapitel die Arbeitsabläufe und die Behandlungskosten der letzten 5 Jahre durchleuchtet werden. Somit bekommt man einen Überblick über die Kostenseite der Behandlung und lange Stehzeiten der Sonden beeinflussen auch den wirtschaftlichen Erfolg einer Behandlung.

12.3 Stehzeiten der Sonden

Die Stehzeit einer Sonde ist die Zeit von der letzten Produktion vor der Behandlung bis zur ersten Produktion nach der Behandlung und wird in diesem Kapitel näher durchleuchtet. Nachdem die Sonde ausgefallen ist, wird der Grund für den Ausfall eruiert und dann ein Maßnahmenpaket geschnürt, wobei hier nur die Vorgehensweisen bei Generalbehandlungen betrachtet werden. Sobald die Sonde ausfällt, wird der Grund untersucht und dann wird die Reservoir-Management Abteilung informiert, welche die Möglichkeiten der Generalbehandlungen prüft und diese in der darauf folgenden Behandlungsbesprechung vorschlägt. In dieser Behandlungsbesprechung werden diese Möglichkeiten verifiziert und die Beteiligten einigen sich auf die Durchführung der Behandlung. Danach wird ein Generalbehandlungsplan geschrieben, der beim Bundesministerium für Arbeit und Wirtschaft eingereicht werden muss. Sobald dieser Plan genehmigt wurde, kann die Behandlung durchgeführt werden. Um diese Behandlungen durchzuführen, wird ein Ranking erstellt, welches logistische Gesichtspunkte, zu erwartende Tagesproduktion der Sonde, regionale Gesichtspunkte und den Einfluss auf die anderen Sonden im Feld berücksichtigt. Wenn dann die

Behandlung von den Behandlungsstrupps durchgeführt wurde, kann die Sonde wieder in Betrieb genommen werden.

Die Stehzeit führt dazu, dass man einerseits die Einnahmen, welche durch die Produktion von Kohlenwasserstoffen herrühren, später bekommt und andererseits fallen auch während dieser Zeitperiode Fixkosten an der Sonde an. Um diesen Verlust finanziell bewerten zu können, muss man sich die Zinsen des zu erwartenden Kapitalwertes ausrechnen. Die Abbildungen 26 bis 28 zeigen eine Übersicht über die Stehzeiten der Sonder verglichen mit der zu erwartenden Tagesproduktion nach der Generalbehandlung und eine Unterteilung der Stehzeiten. Die Stehzeiten können in Zeitperioden zwischen Produktionsstopp und Behandlungsbesprechung, Behandlungsbesprechung und Genehmigung des Plans, Genehmigung des Plans und Behandlungsbeginn und Behandlungsende und Produktionsaufnahme unterteilt werden. In Abbildung 26 sind die Stehzeiten der Gas- und Ölsonden dargestellt. Aus Abbildung 26 sieht man, dass Ölsonden mit einem hohen erwartenden Potential lange Stehzeiten haben. Die Gassonden zeigen keinen Trend bezüglich Stehzeit und zu erwartender Produktion und Sonden mit einem hohen Potential sind schnell behandelt worden. Durch diese Stehzeiten bekommt man das Kapital aus der Produktion etwas später. Durch dieses spätere Einlangen des Kapitals verliert man die Zinsen des erwartenden Kapitalwertes der Generalbehandlung. Der Verlust ist in der nächsten Gleichung dargestellt.

$$\sum_{i=1}^n \text{Erw.Kap} * \left(1 - (1+i)^{\frac{-sz}{365}} \right) \quad [7]$$

Erw.Kap ist der zu erwartende Kapitalwert, i ist der interne Zinssatz der OMV und sz ist die Stehzeit der Sonden in Tagen. Dieser Verlust muss für alle behandelnden Sonden aufsummiert werden. Verzinst man den zu erwartenden Kapitalwert aller Generalbehandlungen mit 11% für die Dauer der Stehzeiten der Sonden, so bekommt man einen Verlust von ca. 6 Mio. €.

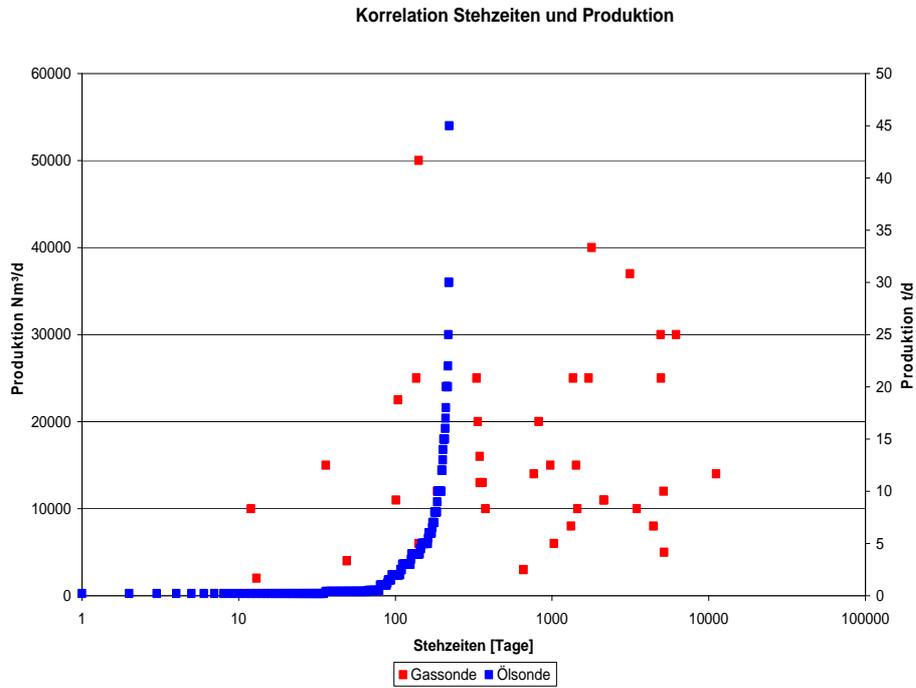


Abbildung 26: Übersicht der Stehzeiten von Gas und Ölsonden

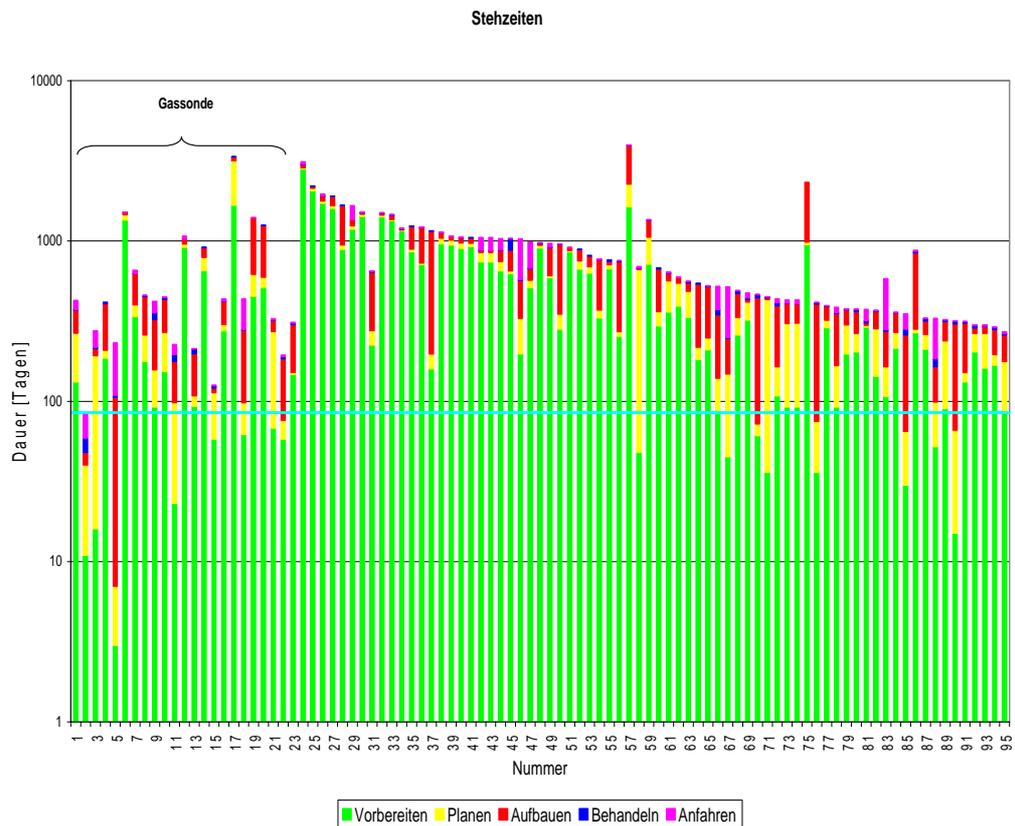


Abbildung 27: Aufteilung der Stehzeiten in diverse Arbeitsschritte für die ersten 95 Sonden

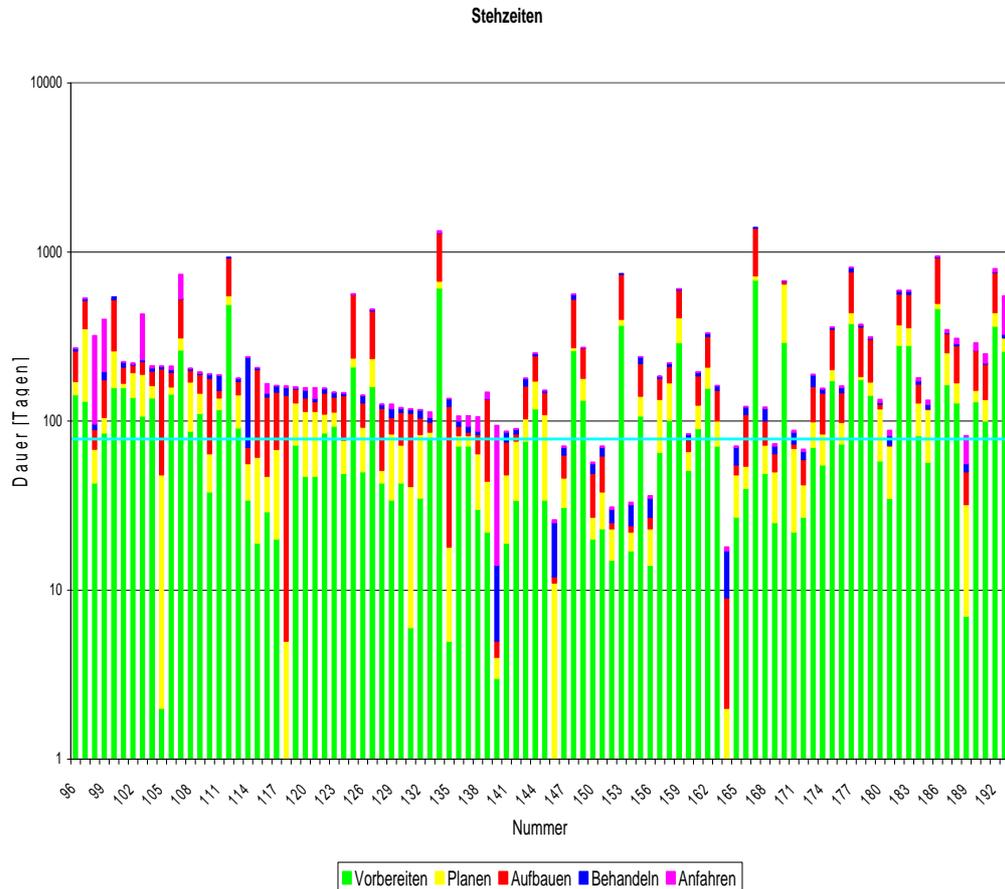


Abbildung 28: Aufteilung der Stehzeiten in diverse Arbeitsschritte für die restlichen Sonden

Die Stehzeiten in den Abbildungen 27 und 28 werden in den meisten Fällen durch die Wartezeit zwischen der Genehmigung des Plans und der Durchführung der Behandlung bestimmt, da wahrscheinlich zu wenig Mitarbeiter vorhanden sind. In manchen Fällen ist das Budget nicht vorhanden und so werden die Generalbehandlungen erst im folgenden Jahr durchgeführt. Bei einigen Sonden kommt es wahrscheinlich aufgrund zu geringer Kapazitäten der Aufbereitungsstationen zu Verzögerungen beim Anfahren der Sonde. Das Vorbereiten der Behandlungsbesprechungen dauert für einige Sonden ebenfalls zu lange, da vermutlich die personalen Ressourcen nicht vorhanden sind und die Mitarbeiter durch andere Projekte ausgelastet sind.

Neben diesen Stehzeiten und den damit verbundenen Kosten, sind auch die Behandlungsdauer und Behandlungskosten von großer Bedeutung, denn diese beeinflussen ebenfalls den Kapitalwert einer Behandlung.

12.4 Behandlungsdauer und Kosten

Betrachtet man die Generalbehandlungen der letzten 5 Jahre bezüglich der Gesamtkosten, so fällt auf, dass diese kontinuierlich gestiegen sind. Hauptgrund für die

steigenden Behandlungskosten sind die höheren Materialkosten. Denn betrachtet man die spezifische Dauer und Kosten und vernachlässigt man Sonden wo größere Probleme wie Fishen aufgetreten sind, so kann man keinen Trend feststellen und daher müssen die Materialkosten hauptsächlich für die steigenden Behandlungskosten verantwortlich sein.

$$\text{SpezifischeKosten} = \text{Behandlungskosten} - \text{Materialkosten} \quad [8]$$

$$\text{SpezifischeDauer} = \frac{\text{Behandlungsdauer}}{\text{Teufe}} \quad [9]$$

Die Definitionen der spezifischen Kosten und der spezifischen Dauer sind in den Gleichungen 8 und 9 dargestellt. Abbildung 29 zeigt die spezifischen Kosten und die spezifische Dauer für die Generalbehandlungen der letzten 5 Jahre.

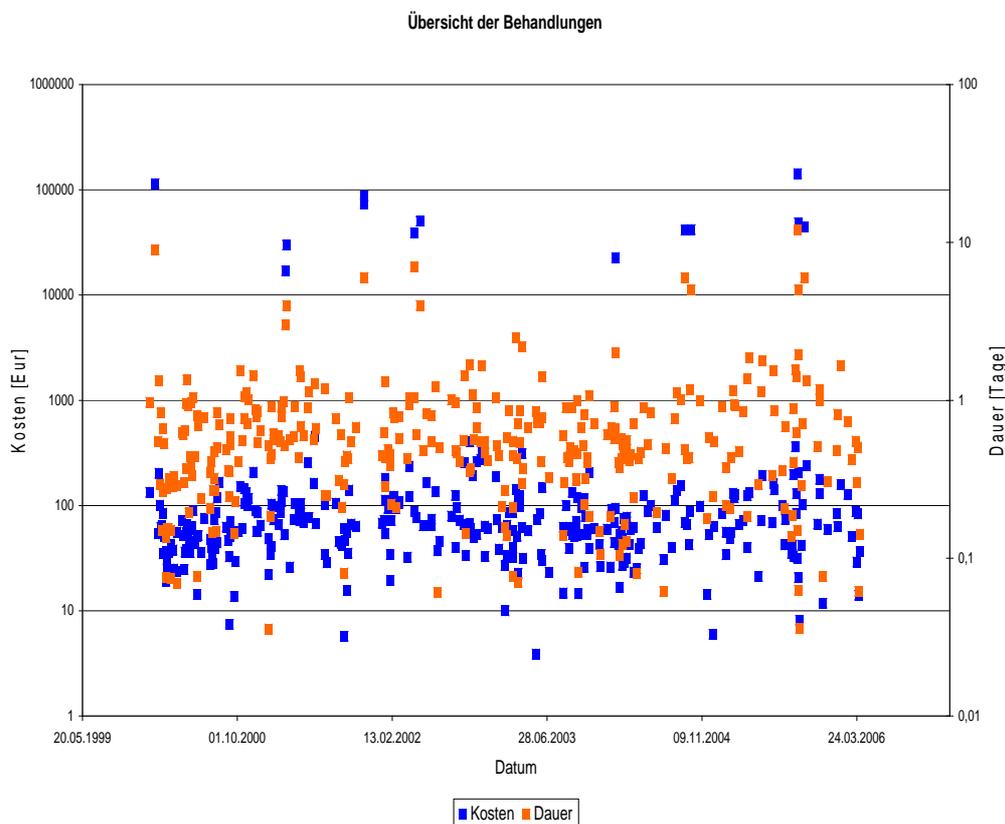


Abbildung 29: Spezifische Dauer und Kosten der Generalbehandlungen

Aus Abbildung 29 erkennt man, dass man den Datenpunkten keinen Trend hinzufügen kann und somit entspricht dies nicht ganz dem erwarteten Ergebnis. Die spezifische Dauer und Kosten sollten jährlich steigen, denn in den letzten Jahren sind mehr Leiharbeiter eingesetzt worden und die Tagessätze steigen auch jährlich. Darüber

hinaus sind die Winden und Sonden weiter gealtert, was zusätzliche Probleme während den Behandlungen erwarten lässt. Die Komplettierungen sind ebenfalls komplizierter geworden und daher sollten die Behandlungsdauer und die Behandlungskosten steigen.

12.5 Monetäre Bewertung der Behandlungen

Nachdem nun definiert wurde welche Behandlungen gelungen sind und welche aus technischen bzw. lagerstättentechnischen Gründen fehlgeschlagen sind, sollte man diesen Ursachen auch ökonomische Größen zuordnen, damit die Bedeutung unterstrichen werden kann. Zu diesem Zwecke wurde der Unterschied zwischen den Produktionsraten der einzelnen Sonden nach der Generalbehandlung mit den zu erwartenden Produktionsraten verglichen.

Die zu erwartende Tagesproduktion ist ein grober Richtwert und wird von den Mitarbeitern des Reservoirmanagements bestimmt. Die ermittelte erwartete Produktionsrate kann dem General-Behandlungsplan entnommen werden. Diese Rate ist eine optimistische Schätzung und muss mit der Erfolgswahrscheinlichkeit der Generalbehandlung multipliziert werden, um den Kapitalwert der Generalbehandlung bestimmen zu können. Das in Tabelle 1 dargestellte verlorene Potential ist die Differenz aus der zu erwartenden Produktion und der tatsächlichen Produktion nach der Generalbehandlung. Diese Differenz ist höher als die tatsächliche Differenz, da die erwartete Produktionsrate aufgrund sehr optimistischer Annahmen berechnet worden ist.

Auf die Statistik bezogene Probleme		
Ranking	Problem	verlorenes Potential Tonnen/Tag
1	Wasserproduktion	392,0
2	unwirtschaftlicher Zufluss	291,5
3	Sandproduktion	250,0
4	Korrosion	103,5
5	chemische Probleme	49,5
6	Einbauprobleme	48,0

Tabelle 1: Übersicht der Produktionsprobleme bezogen auf den quantitativen Produktionsausfall

Aus Tabelle 1 sieht man, dass die meisten Tagestonnen durch die Wasserproduktion, den unwirtschaftlichen Zufluss und die Sandproduktion verloren gehen. Die Wasserproduktion beinhaltet die Produktionsverluste die auf die Wasserglasbehandlungen zurückzuführen sind. In der Sandproduktion sind kollabierte Horizonte und Plugging des ICGP enthalten. Diese Ursachen sind lagerstättenbezogene Probleme. Bei den technischen Problemen dominiert die Korrosion mit 103,5 t/d. Unter den Punkt Korrosion fallen die Probleme während der Casingleckreparatur und dem Ziehen des Hilfscasings. Chemische Probleme umfassen die Probleme, welche durch Säuerungen der ICGPs und durch das Totpumpen der Sonden entstanden sind.

Einbauprobleme beschreiben Bohrlochrestriktionen, feste Sandakkumulationen, im Bohrloch verbliebene Teile, die ein Erreichen der Perforationen verhinderten. Unter Einbauprobleme fällt auch die fehlgeschlagene Installation des ESS in der Sonde Pirawarth 088.

Allerdings ist dieses Ranking mit Vorsicht zu genießen, da einige Vorfälle nur selten vorkommen und dann eine Sonde, welche mit hohem Potential ausfällt, das Ranking noch umdrehen kann. Falls man nun die Häufigkeit betrachtet und die mögliche Situation in der Zukunft berücksichtigt, sollte die Korrosion näher an die Sandproduktion heranrücken, da die Casings immer älter werden und laut Rücksprache mit Herrn Markus Oberndorfer (OMV-Lab) die Korrosionswahrscheinlichkeit bei Casings im Alter von 28-30 Jahren am höchsten ist. In Zukunft wird der Einbau mehr Probleme bereiten, denn die Komplettierungen werden immer komplizierter, die Rohrdurchmesser kleiner, die Bohrpfade weisen immer mehr Ablenkungen auf und die chemischen Probleme sollten an Bedeutung verlieren, da immer sauberer gearbeitet wird und mehr Wissen über die Chemikalien und Lagerstätten vorhanden ist.

13 Neue Methoden zur Behandlung der aufgetretenen Probleme

Nachdem nun im vorherigen Kapitel die Probleme während den Generalbehandlungen aufgezeigt wurden, soll dieses Kapitel Lösungsvorschläge in Form von „neuen“ Technologien für die Generalbehandlungen liefern. Dabei beschreibt der Begriff neue Technologien Anwendungen von Technologien, die andere Operator schon in ihren Feldern eingesetzt haben. Diese Methoden werden in diesem Kapitel ausführlich erklärt. Die für die Anwendungen erforderlichen Tools werden ebenfalls erwähnt. Darüber hinaus werden die Vor bzw. Nachteile dieser Techniken angemerkt. Eine grobe Kostenabschätzung wird aufgelistet.

13.1 Casingleckreparatur

Bevor nun eine Suche nach neuen Methoden zur Casingleckreparatur durchgeführt wurde, stand eine Untersuchung der Schadensursachen an, um mehr über die Schäden in Erfahrung zu bringen. Diese Analyse sollte neben den Gründen der Casingschäden auch einen Aufschluss über das Schadensbild und die Dimensionen der schadhaften Stellen liefern. Dazu wurden die Casingleckreparaturen der letzten 5 Jahre herangezogen.

In Tabelle 2 sind die Sonden aufgelistet, welche untersucht wurden. Hierbei sticht ins Auge, dass Gassonden keine Generalbehandlung für eine Casingleckreparatur benötigten, da die Verrohrung in diesen Sonden relativ neu ist verglichen mit den Ölsonden. Tabelle 2 verdeutlicht, dass Casingschäden am häufigsten in Ölsonden mit Tiefpumpen als Förderinstallation auftreten. Hingegen wurden in den letzten Jahren nur 3 Gasliftsonden repariert.

Sondename	Medium	Förderart
Matzen 430	Öl	Tiefpumpe
Prottes T 007	Öl	Tiefpumpe
Prottes 003	Öl	Tiefpumpe
Prottes 081	Öl	Tiefpumpe
Prottes T Sued 001	Öl	Tiefpumpe
Matzen 356	Öl	Tiefpumpe
Bockfliess 022	Öl	Tiefpumpe
Matzen 056	Öl	Tiefpumpe
Bockfliess 101	Öl	Tiefpumpe
Schönkirchen 298	Öl	Tiefpumpe
Matzen 217	Öl	Gaslift
Schönkirchen T 047	Öl	Gaslift
Matzen 219	Öl	Gaslift

Tabelle 2: Sonden mit Casingschäden im Feld Matzen

Um nun den Grund für die Korrosion feststellen zu können, wurden folgende Parameter untersucht, die laut Fachliteratur die Korrosion in verschiedener Weise beeinflussen.

- Zementoberkante hinter der Förderrohrtour
- Zementschuh des Intermediatecasings
- Dynamischer Flüssigkeitsspiegel in der Förderrohrtour
- Wasser-Öl-Verhältnis
- Gas-Öl-Verhältnis
- H₂S- und CO₂-Gehalt
- Casingleckbereich
- Formation im Casingleckbereich

Wenn man nun die Sonden bezüglich der vorherrschenden Förderart unterteilt und dann die einzelnen Einflussgrößen versucht mit dem Casingleckbereich in Verbindung zu bringen, bekommt man dieses Ergebnis. Die Casinglecks in Ölsonden, welche eine Tiefpumpe installiert haben, treten entweder oberhalb oder unterhalb der Zementoberkante, dem Zementschuh des Intermediate Casings und des dynamischen Flüssigkeitsspiegels auf. Casinglecks treten auch bei den unterschiedlichsten Wasser-Öl beziehungsweise Gas-Öl-Verhältnissen auf. Somit kann man als Ursache für ein Casingleck bereits externe Korrosion, durch einen schlecht zementierten Casing ausschließen. Reine interne Korrosion durch das Fördermedium liegt auch nicht vor. Die auftretenden H₂S- und CO₂-Gehalte des produzierten Mediums lassen keinen Zusammenhang mit der Korrosion erkennen. Die einzigen markanten Resultate aus der Analyse sind, dass Ölsonden mit installierten Tiefpumpen zu Casinglecks im Bereich von Wasserhorizonten neigen. In Gasliftsonden treten Lecks zwischen dem Packer und dem letzten Gasliftventil auf. In Ölsonden mit Tiefpumpen ist der vorherrschende Korrosionsmechanismus die Annular Space Korrosion. Die Annular Space Korrosion ist in Abbildung 30 dargestellt.

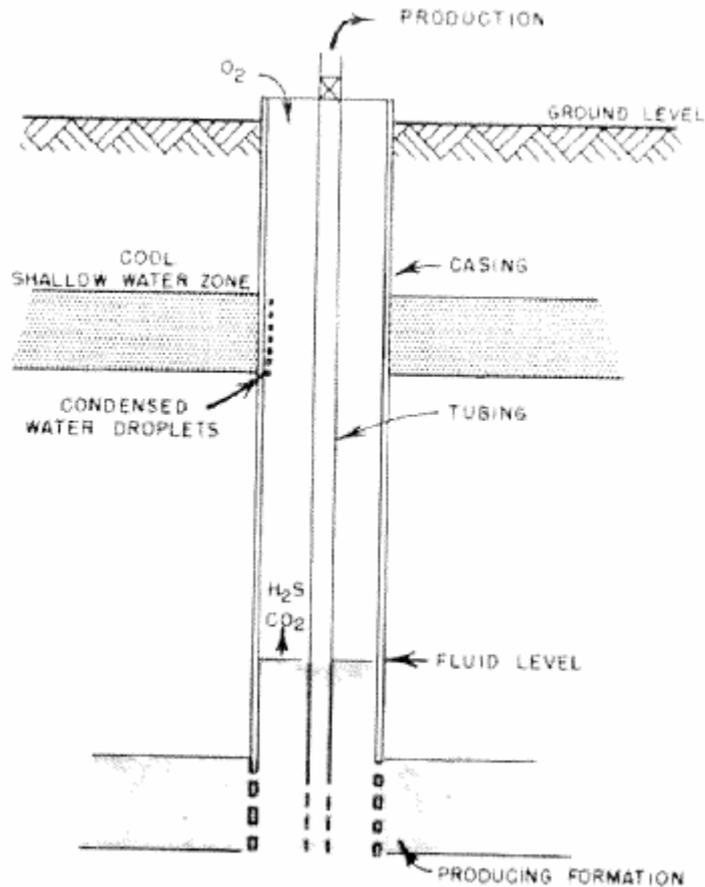


Abbildung 30: Sondenskizze eines durch Annular Space Korrosion verursachten Casingschadens [7]

Zu Annular Space Korrosion kommt es, wenn das Gas über den Ringraum und das Öl über die Tiefpumpe gefördert wird. Das Gas ist bei Lagerstättentemperatur- und Lagerstättendruckbedingungen gesättigt, jedoch kondensiert das Wasser auf der Casingoberfläche sobald es sich unter dem Taupunkt befindet. Der Taupunkt wird meistens gegenüber von Wasserhorizonten unterschritten. Wasserhorizonte weisen nämlich tiefere Temperaturen als die angrenzenden Horizonte auf. Wird nun die Taupunkttemperatur unterschritten, löst sich H_2S und CO_2 aus den Wassertropfen. Das Lösen des H_2S und CO_2 führt nun zur Korrosion der Casinginnenwand. Das Erscheinungsbild der Annular Space Korrosion ähnelt dem Korrosionsbild des Lochfraßes und ist in Abbildung 31 veranschaulicht. [7]



Abbildung 31: Detailliertes Korrosionsbild der Annular Space Korrosion

Abbildung 31 zeigt eine Detailaufnahme des Korrosionsbildes der Sonde Prottes Tief Süd 001 anhand des ausgebauten Steigrohres. Die Sonde förderte ab dem Jahr 2000 Gas über den Ringraum und wurde im Februar 2004 wegen eines Casinglecks behandelt.

In den Gasliftsonden kommt es verstärkt zur Korrosion im Bereich von Tonhorizonten zwischen dem letzten Gasliftventil und der Packer. Gründe für die Korrosion in diesen Bereichen können Turbulenzen beim Gasliftventil oder reduzierte Temperaturen durch den Joule-Thompson-Effekt sein. Flüssigkeit kann auch aus dem Liftgas ausfallen und sich zwischen dem letzten Gasliftventil und dem Packer ansammeln, falls das Liftgas kein absolutes trockenes Gas ist. Ist das Liftgas nur mit einem geringen Anteil an CO_2 gesättigt und das CO_2 fällt aufgrund der niedrigeren Temperatur aus, sammelt sich zwischen dem letztem Ventil und dem Packer CO_2 . Die Ansammlung von CO_2 kann zur CO_2 -Korrosion führen. In einigen Fällen befindet sich ebenfalls nicht ausreichend inhibierte Behandlungsflüssigkeit oberhalb des Packers. Die Behandlungsflüssigkeit ist salzwasserhältig und eignet sich daher als Elektrolyt für die galvanische Korrosion. Die Korrosionsrate kann durch Inhibierung reduziert werden.

Das Korrosionsbild in Gasliftsonden wird anhand von Abbildung 32 verdeutlicht, welche die gefangene Gasliftinstallation und die Steigrohre der Sonde Matzen 433 zeigt. In Abbildung 32 sieht man die riesigen Löcher am Gasliftventil, welche durch die Korrosion entstanden sind. Die runden Löcher sind typische Korrosionsbilder für Gasliftsonden in den niederösterreichischen Lagerstätten der OMV.



Abbildung 32: Korrodierte Gasliftinstallation der Sonde Matzen 433

Wie Abbildung 21 zeigt, sind Generalbehandlungen mit dem Ziel der Casingleckreparatur in den letzten Jahren häufig gescheitert. Bei den Generalbehandlungen wurde nachdem die Druckzementation nicht mit dem Rollenmeißel aufgebohrt werden konnte ein Fräser eingebaut. Während des Auffräsens der Zementation mit dem Fräser wurde ein Loch in das Casing gefräst. Aus diesem Grund beschränkte sich die Suche nach geeigneten Casingreparaturmaßnahmen, welche kein anschließendes Aufbohren der Zementation notwendig machen.

Diese Casingreparatur-Methoden kann man wiederum in zwei Gruppen unterteilen:

- Solid Expandables
- Druckaktivierte Abdichtung

Bei den Solid Expandables unterscheidet man

- Metall Casing Patches
- Polymer Casing Patches

13.1.1 Druckaktivierte Abdichtung

Bei den druckaktivierten Abdichtungen ergab die Suche nach geeigneten Methoden nur ein Resultat und dies sind die Produkte der Firma Sealtite. Die druckaktivierten Abdichtungen sind eine billige Alternative zu den konventionellen Casingzementationen.

Die druckaktivierten Abdichtungen bleiben so lange flüssig bis sie in einen Leckbereich eindringen. Im Leckbereich wird eine Druckdifferenz erzeugt und die Abdichtung schließt das Leck. Die druckaktivierte Abdichtung dichtet nur das Loch ab und bleibt sonst flüssig. Die verbleibende druckaktivierte Abdichtung kann mit Flutwasser oder dem produzierten Medium beseitigt werden. Das abdichtende Material besteht aus

gesättigten, kurzkettigen Polymeren, Monomeren und anderen Komponenten. Durch den Druckunterschied im Leckbereich kommt es zu einer chemischen Reaktion zwischen den einzelnen Bestandteilen. Die chemische Reaktion führt zu einer Ausfällung des Dichtmaterials im Randbereich des Lecks. Die Ausfällungen verwachsen und schließen das Korrosionsleck. Die chemischen Prozesse können bis zu einer Druckdifferenz von 17000 psi und bei einer Temperatur von 350°F stattfinden und das Abdichten des Lecks ist in Abbildung 33 dargestellt. [34], [35]

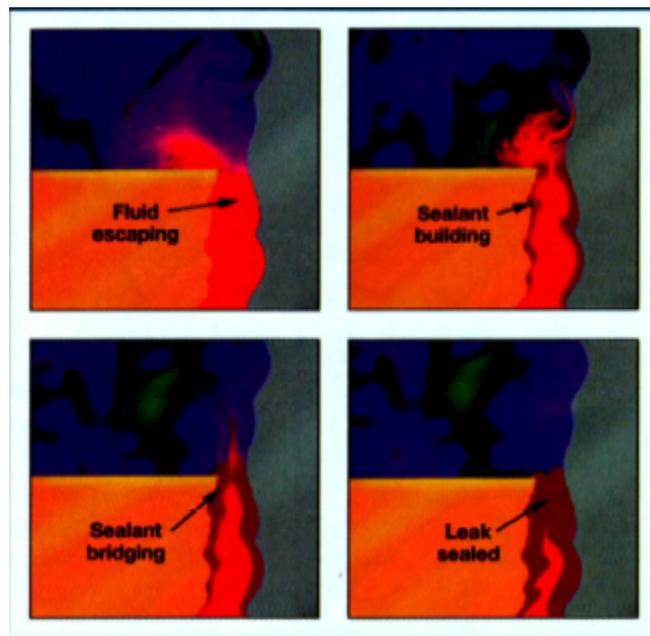


Abbildung 33: Chemische Prozesse einer druckaktivierten Abdichtung von Sealtite [35]

Der Nachteil der druckaktivierten Abdichtungen von Sealtite ist, dass diese nur optimal funktionieren, wenn das Leck eine längliche Struktur besitzt und genügend Druckdifferenz im Leckbereich erzeugt werden kann. Da das Korrosionsbild in den Feldern der OMV rund ist, kann es zu Problemen bei der Abdichtung kommen und daher ist eine Verschließung des Lecks durch die Flüssigkeit von Sealtite nicht garantiert. Nach der Anwendung von Sealtite kann es zu Korrosionsproblemen kommen, wenn die Korrosionsrate hoch ist. Die druckaktivierte Abdichtung von Sealtite ist aber widerstandsfähiger als die konventionelle Zementation, wenn der reparierte Leckbereich enormen Schwellbelastungen ausgesetzt ist. Die druckaktivierten Abdichtungen können höhere Druckdifferenzen im behandelten Bereich aushalten laut E-Mail von Herrn Doug Tourr.

Die Sonde Matzen 430 war ursprünglich mit einem Gaslift versehen. Nach der Casingleckzementation wurde eine PCP installiert, um den drawdown weiter erhöhen zu können, da die Lagerstätte stark druckabgesenkt ist. Daher herrscht während der weiteren Förderung eine hohe Druckdifferenz im reparierten Leckbereich, welcher die abzementierte Stelle nicht standhalten kann.

13.1.2 *Solid Expandables*

Das Prinzip der Solid Expandables ist die Installation eines Rohres, welches mit dem existierenden Casing eine Dichtung eingeht und somit das Eindringen weiterer Flüssigkeit oder Feststoffe in das Bohrloch verhindert und die angegriffenen Stellen von dem produzierten Medium schützt. Die Solid Expandables, welche vor dem Einbau in die Sonde einen geringeren Durchmesser als der Casing ID besitzen, können auf verschiedene Weise expandiert werden. Nach der Expansion gehen sie einen dichten Verbund mit dem Casing ein.

13.1.2.1 Metall Casing Patches

Die Metall Casing Patches sind eine spezielle Form der Solid Expandables und gehen mit dem beschädigten Casing eine Metalledichtung ein. Die Metall Casing Patches werden von drei namhaften Anbietern, Baker Oil Tools, Weatherford und Enventure angeboten. Diese drei Casing Patches unterscheiden sich hauptsächlich in der Art der Expansion, wobei der Casing Patch der Firma Baker Oil Tools die größte Zuverlässigkeit dieser drei Produkte besitzt. BP hat die drei Ausführungen in ihren Sonden im Sajaa Feld erprobt und hat mit dem Expatch von Baker Oil Tools die geringsten Probleme laut Telefonat mit Herrn R. Pruitt.

13.1.2.1.1 Expatch

Der Expatch ist ein one-trip Patch, der hydraulisch expandiert wird. Der Expatch wird mit Hilfe eines Servicetools im Bohrloch abgesetzt. Das Servicetool besteht aus einem Anker, einem Runningtool und einem Kolben. Der Anker fixiert den Patch nach Erreichen der gewünschten Position im Bohrloch und ermöglicht somit eine relative Abwärtsbewegung zwischen dem expandierenden Konus und dem Patch. Das Runningtool ist die Verbindung zwischen dem Servicetool und dem Patch und es beinhaltet den Konus. Der Konus dehnt den Patch radial und ermöglicht eine Metalledichtung zwischen Expatch und korrodiertem Casing. Der für diese Arbeitsschritte notwendige Druck wird vom Kolben erzeugt, der den Obertage erzeugten Druck verstärkt. Durch die Expansion wird die axiale Ausdehnung des Patches verkürzt und daher sollte der Patch im ungedehnten Zustand die korrodierte Stelle auf beiden Seiten um mindestens 2 ft überlappen. Nachdem der Expatch komplett expandiert ist, wird der untere Hänger gesetzt und das Runningtool vom Patch getrennt. Nun kann das Servicetool wieder ausgebaut werden. Der Setzprozess des Expatches ist in Abbildung 34 dargestellt.

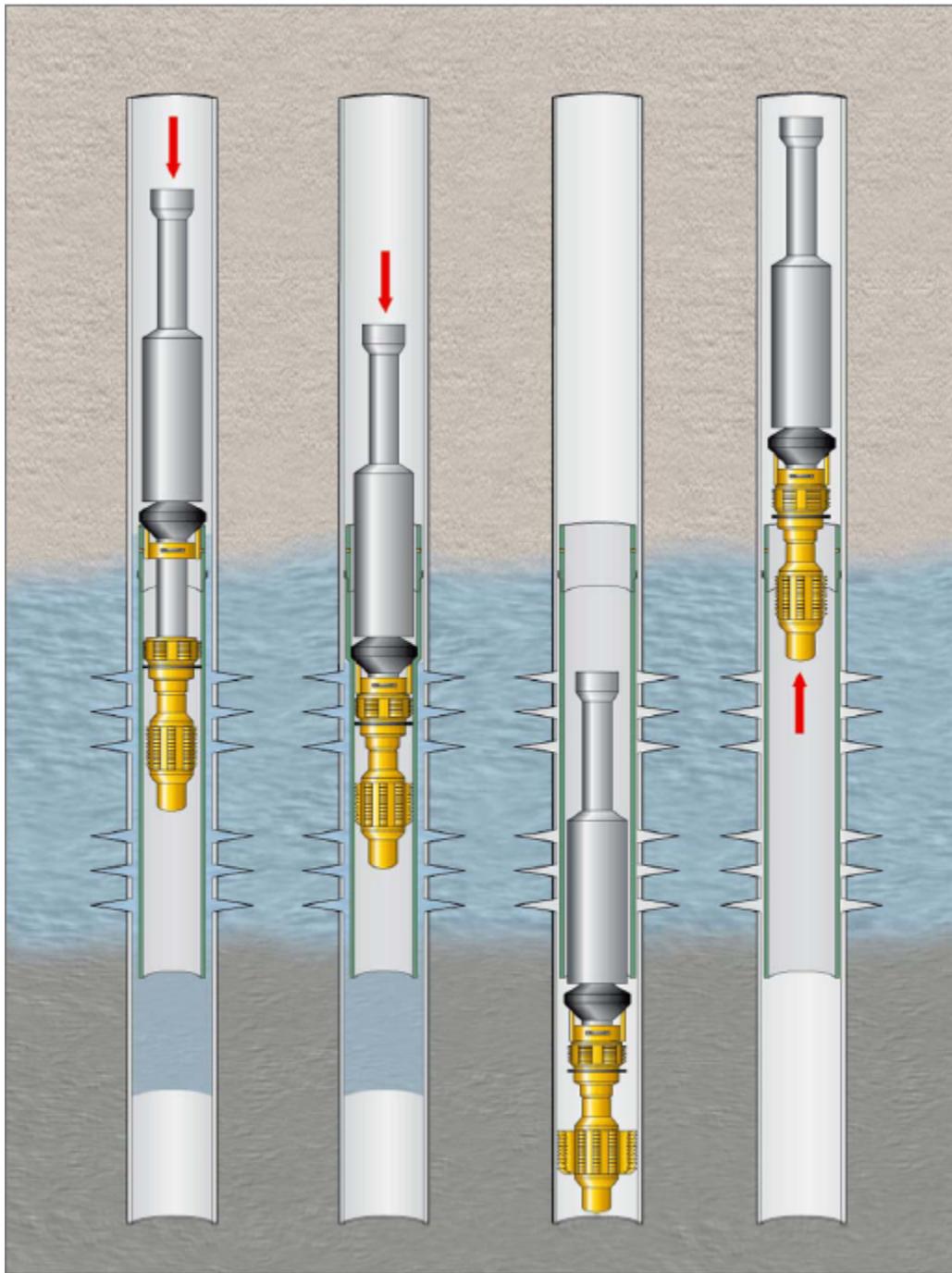


Abbildung 34: Arbeitsschritte für die Installation eines Expatches [27]

Damit der Expatch in einer korrodierten Sonde installiert werden kann, wird folgendes Equipment benötigt. Zur Beseitigung der Ablagerungen am Casing braucht man einen Scraper. Falls Bohrlochrestriktionen auftreten, müssen diese mittels Fräser beseitigt werden. Der für die Expansion des Expatches nötige Druck kann mit dem Zementieraggregat erzeugt werden. Für die Zusammensetzung des Expatches und des Servicetools werden Keile und spezielles Werkzeug benötigt, welches von Baker zusammen mit dem Casing Patch geliefert wird. [27]

Die Installation des Expatches in einer Sonde beinhaltet folgende Arbeitsschritte:

- Druck- und Gasmessung auf Tubing, Casing und Ringraum
- Druck ablassen
- E-Kreuz demontieren und BOP montieren
- Förderinstallation ausbauen
- Bohrloch mit Scraper befahren
- Unteren Hänger in die Bohrlochkeile setzen
- Casing Patch mit unterem Hänger verbinden
- Servicetool zusammenbauen und mit Patch verbinden
- Casing Patch mit Driltubing an die gewünschte Position bringen
- Driltubing mit Elevator fixieren und mit Zementieraggregat verbinden
- Einschalten der Pumpen, um den Patch zu expandieren
- Nach Abfall des Obertagedruckes, Pumpe abschalten und Driltubing neu positionieren
- Beide Schritte bis zur kompletten Expansion wiederholen
- Runningtool von Patch trennen und ausbauen
- Förderinstallation einbauen
- BOP demontieren und E-Kreuz montieren
- Kübelprobe oder Dynamogramm durchführen und Mast umlegen [27]

Tabelle 3 zeigt die Schätzkosten für diese Art der Casingreparatur.

Expatch-Kosten	Schätzkosten €
Winde + Geräte	6376
Windenpersonal	12320
Gerätelager	12920
Pumpservice	24800
PDS	3000
Geophysik	3000
TCP	0
Logistik	9500
Komplettierung	0
Steigrohre	0
Pumpgestänge	0
Tiefpumpe	0
Gasliftventile	0
ABF Leistungen	0
Sonstiges	62468
Sonstige Leistungen	60000
Plan erstellen AO	2468
Fremdleistungen	0
Vetco messen	0
Halliburton	0
Weatherford	0
Smith	0
Material	100240
Packer	1800
Chemikalien	8440
Sonstiges Material	90000
Unvorhergesehenes	10%
Gesamtkosten	254786,4

Tabelle 3: Schätzkosten für die Casingleckreparatur eines 8 m langen Lecks mit Expatch

In den in Tabelle 3 dargestellten Schätzkosten ist die Casinglecksuche enthalten, die 60000 € ausmacht.

Somit kostet eine Casingleckreparatur mit Expatch ungefähr 190000 € unter den getroffenen Annahmen. Für dieses Beispiel wurde eine Sonde mit 7" Casing ausgewählt, welche einen Leckbereich von 8 m in 1500 m Teufe aufweist.

13.1.2.1.2 Patchflex

Der Patchflex wird von Schlumberger vertrieben und wird mit einem Downholetool im Bohrloch gesetzt. Im Gegensatz zum Expatch ist der Patchflex kein Metall Casing Patch. Der Patchflex bedient sich der in-situ Polymerisationstechnologie, die eine druckfeste Abdichtung mit exzellenten chemischen und mechanischen Eigenschaften ermöglicht.

Der Patchflex besteht aus einer Karbon bzw. Thermoharzhülse, die von einer Gummihülse umgeben ist, und einem Inflatable Setting System (ISE). Die im Downholetool befindliche Pumpe expandiert das ISE und dieses wiederum die Hülse. Während der Polymerisation werden die Harze auf Polymerisationstemperatur durch die

im ISE befindliche Resistoren gebracht, bis die mechanischen und chemischen Eigenschaften erreicht sind. Anschließend wird das ISE entlastet und kann ausgebaut werden. [26], [36]

Die Expansion des Patchflex ist in Abbildung 35 grafisch dargestellt.

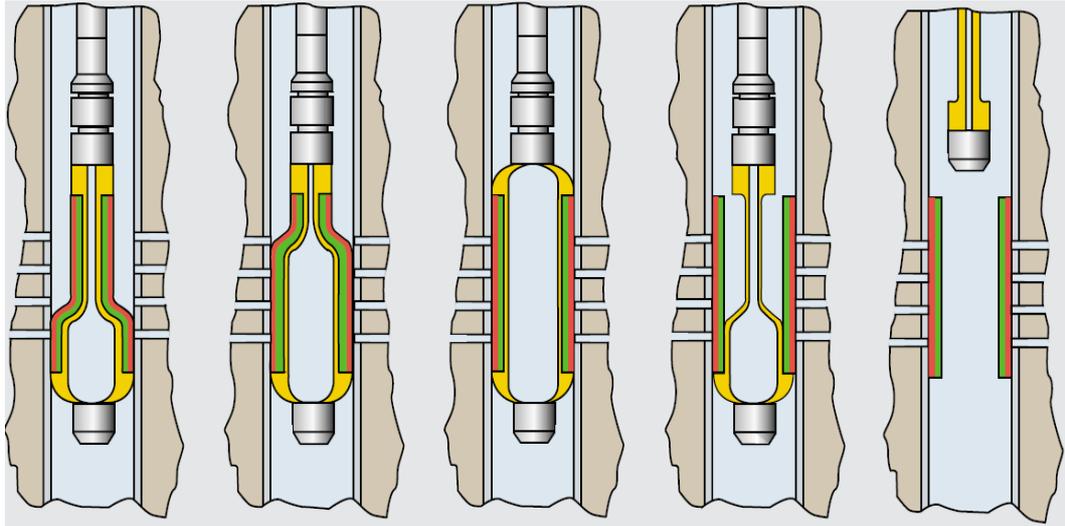


Abbildung 35: Notwendige Arbeitsschritte für die Installation des Patchflex [26]

Der Patchflex wird durch die in Abbildung 35 dargestellten Schritte im Bohrloch abgesetzt. Die in Abbildung 35 veranschaulichten Arbeitsschritte sind von links nach rechts folgende. Patchflex in gewünschter Teufe absetzen, das ISE dehnen, die Polymerisation durchführen, den Druck im ISE ablassen und das ISE ausbauen. Der Patchflex wird mit Hilfe folgender Schritte im Bohrloch gesetzt:

- Druck und Gasmessung auf Tubing, Casing und Ringraum
- Druck ablassen
- E-Kreuz demontieren und BOP montieren
- Förderinstallation ausbauen
- Bohrloch mit Scraper befahren
- Patchflex in Bohrloch einbringen und mit Runningtool verbinden
- Runningtool mit CT verbinden und in das Bohrloch einbringen
- Sobald Setzteufe erreicht ist CT mit Pumpe verbinden
- ISE mit Downholetool expandieren
- Resistoren mit Strom beliefern, damit Polymerisation stattfinden kann
- ISE mit negativem Pumpendruck verkleinern und ausbauen
- Förderinstallation einbauen
- BOP demontieren und E-Kreuz montieren
- Kübelprobe oder Dynamogramm durchführen und Mast umlegen

Die Schätzkosten basieren auf den gleichen Bohrlochbedingungen wie die Schätzkosten für den Expatch von Baker Oil Tools.

Patchflex Kosten	Schätzkosten €
Winde + Geräte	7173
Windenpersonal	13860
Gerätelager	7026
Pumpservice	10500
PDS	0
Geophysik	0
TCP	0
Logistik	11400
Komplettierung	0
Steigrohre	0
Pumpgestänge	0
Tiefpumpe	0
Gasliftventile	0
ABF Leistungen	0
Sonstiges	62468
Sonstige Leistungen	60000
Plan erstellen AO	2468
Fremdleistungen	40000
Vetco messen	0
Halliburton	35000
Weatherford	5000
Smith	0
Material	95100
Packer	1800
Chemikalien	8300
Sonstiges Material	85000
Unvorhergesehenes	10%
Gesamtkosten	272279,7

Tabelle 4: Schätzkosten für die Casingleckreparatur eines 8 m langen Lecks mit Patchflex

Der Vorteil des Patchflexs gegenüber dem Expatch ist, dass er korrosionsbeständig ist. Der Expatch muss dagegen für jegliche Untertagebedingungen speziell hergestellt werden, um eine geringe Korrosionsrate als konventionelles Casing aufzuweisen. Der Patchflex hat hingegen eine Korrosionsrate von 0 mm/a. Der Expatch benötigt während des Einbaus kein Coiled Tubing. Der Expatch kann größere Korrosionsbereiche als 8 m reparieren, ohne zu einem zu großen Durchmesserverlust zu führen. Der Patchflex besteht für größere Leckbereiche aus 2 Teilen, die axial überlappen und verliert somit an Durchmesser oder Druckbeständigkeit, wenn ein dünnwandigerer Patchflex zum Einsatz kommen sollte. Der Durchmesserverlust verhindert die zukünftige Befahrung der Sonde mit Equipment, welches eine geringe Casing Clearance hat. Ein zweiter Nachteil des Patchflexs gegenüber dem Expatch ist, dass die Polymerisation nicht in Anwesenheit von Gas stattfinden kann. Zur Polymerisation des Patchflexs in Anwesenheit von Gas

fehlt die benötigte Wärmeleitfähigkeit des Fluids im Bohrloch. Daher muss ein Inflatable Packer unter der Leckage abgesetzt und das Bohrloch mit KCL oder Wasser aufgefüllt werden. Die Flüssigkeit soll das Eindringen des Gases über die Perforation verhindern bevor der Packer gesetzt wird.

Anstatt das Casingleck mit einem Solid Expandable zu reparieren kann man auch einen Straddle einbauen. Eine Straddlekonfiguration wird in Abbildung 36 gezeigt.

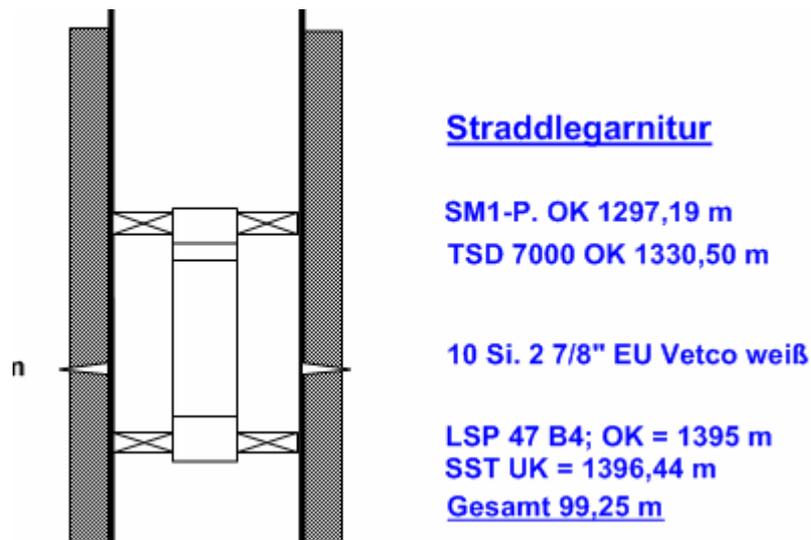


Abbildung 36: Mit Straddle abgedichtetes Casingleck

Der Straddle ist eine billige Alternative zu einem Casingpatch. Er hat gegenüber dem Casingpatch aber auch technische Nachteile. Einerseits wird der Durchmesser durch einen Straddleeinbau stark reduziert. Andererseits wird die Korrosion nicht verhindert, sondern die korrodierte Stelle nur isoliert und somit kann der Straddle auch korrodieren. Sollte der Straddle stark korrodiert sein, kann es zu Problemen beim Ausbau kommen und in manchen Fällen verbleiben Straddlegarnituren im Bohrloch, da sie nicht gefangen werden können. Besteht der Straddle aus einem Permanentpacker, kann dieser nur überbohrt werden, um den Straddle auszubauen. Ein weiterer Nachteil des Straddles ist, dass er den Ringraum bei den üblichen Dimensionen der Bohrlochkomplettierung komplett absperrt, wenn er oberhalb der Pumpe im Bohrloch installiert wird. Ist der Ringraum mit einem Straddle abgedichtet, kann kein Gas über den Ringraum gefördert werden. In diesem Fall kann das Gas nur mit der Tiefpumpe gefördert werden. Dieses Gas führt zu einer Reduktion des Wirkungsgrades der Pumpe und kann nur bewältigt werden, falls das GÖV nicht zu groß ist. Damit das Gas besser produziert werden kann, muss ein Gaslockbreaker oder ein Gasanker installiert werden. Aber diese Maßnahmen funktionieren auch nur bis zu einem bestimmten GÖV.

Aufgrund der höheren Preise würde ich eine Leckreparatur mit einer konventionellen Zementation vorschlagen. Nur in Fällen wo ein desolates Casing in der Umgebung des

Leckbereiches zu erwarten ist, oder die Zementation in einem stark deformierten Casing ist, würde ich einen Solid Expandable empfehlen. Durch den Einsatz der Solid Expandables kann das Auffräsen der Casings verhindert werden. Ein weiterer Vorteil der Patches ist, dass sie resistenter gegenüber der Schwellbelastung als der konventionelle Zement sind und dass sie eine größere Druckdifferenz im Leckbereich als der Zement aushalten. Daher können sie auch bei Gasliftsonden, welche aus stark druckabgesenkten Lagerstätten produzieren eingesetzt werden. Sollte für die korrodierten Sonden ein Sidetrack in Betracht gezogen werden, sollte man einen Expatch verwenden, um die Leckagen zu beheben. Der Zement kann nämlich während der Bohrtätigkeit beschädigt werden. Dieses Risiko muss man gegenüber dem zu erwartenden Durchmesserverlust der Solid Expandables bewerten.

13.2 Sandkontrolle

Wie Abbildung 21 zeigt, sind die Probleme, welche auf den Formationsand zurückzuführen sind, sehr häufig und das dominierende Problem ist hier das Plugging von installierten Gravelpacks durch feine Sande, Sedimente oder Tone. Um nun einen Anhaltspunkt für Verbesserungsvorschläge in Sachen Sandkontrolle zu bekommen, wurde die Performance der eingebauten Sandsperrn analysiert. Zur Untersuchung der Sandsperrmaßnahmen wurden Sonden des 7.B Sarmats und des 11. Sarmats ausgewählt, da diese Sonden die vollständigsten Datensätze aufweisen. Die Sondauswahl soll eine repräsentative Bewertung ermöglichen, da die Lagerstätten sehr inhomogen sind und die einzelnen Horizonte unterschiedliche Ablagerungsprozesse und Sandverteilungen aufweisen, was einen Vergleich der Sandsperrmaßnahmen verhindert. Darüber hinaus sind in manchen Horizonten die Sandverteilungen schon so unterschiedlich, dass man sondenspezifische Sandkornverteilungen heranziehen muss, um gültige Aussagen tätigen zu können. Nach der Zuordnung der Sonden in die jeweiligen Horizonte, erfolgte noch eine Unterteilung der Sandsperrmaßnahmen in Open Hole Gravel Pack, Inside Casing Gravel Pack und Conslotfilter. Tabelle 5 listet die Unterteilung der Sonden nach Horizont und Sandsperrmaßnahme auf.

Nr.	Sondenname	Horizont	Sandsperr
1	HOCHLEITEN 002	11. Sarmat	OHGP
2	HOCHLEITEN 004	11. Sarmat	OHGP
3	HOCHLEITEN 007	11. Sarmat	OHGP
4	HOCHLEITEN 011	11. Sarmat	OHGP
5	HOCHLEITEN 019	11. Sarmat	OHGP
6	HOCHLEITEN 020	11. Sarmat	OHGP
7	HOCHLEITEN 024	11. Sarmat	OHGP
8	HOCHLEITEN 027	11. Sarmat	OHGP
9	HOCHLEITEN 039	11. Sarmat	OHGP
10	HOCHLEITEN 041	11. Sarmat	OHGP
11	HOCHLEITEN 042	11. Sarmat	OHGP
12	HOCHLEITEN 013	11. Sarmat	ICGP
13	HOCHLEITEN 031	11. Sarmat	ICGP
14	HOCHLEITEN 060	11. Sarmat	ICGP
15	PIRAWARTH 007	7B. Sarmat	OHGP
16	PIRAWARTH 071	7B. Sarmat	OHGP
17	PIRAWARTH 108	7B. Sarmat	OHGP
18	PIRAWARTH 006	7B. Sarmat	ICGP
19	PIRAWARTH 040	7B. Sarmat	ICGP
20	PIRAWARTH 042	7B. Sarmat	ICGP
21	PIRAWARTH 047	7B. Sarmat	ICGP
22	PIRAWARTH 051	7B. Sarmat	ICGP
23	PIRAWARTH 056	7B. Sarmat	ICGP
24	PIRAWARTH 060	7B. Sarmat	ICGP
25	PIRAWARTH 068	7B. Sarmat	ICGP
26	PIRAWARTH 070	7B. Sarmat	ICGP
27	PIRAWARTH 075	7B. Sarmat	ICGP
28	PIRAWARTH 077	7B. Sarmat	ICGP
29	PIRAWARTH 078	7B. Sarmat	ICGP
30	PIRAWARTH 082	7B. Sarmat	ICGP
31	PIRAWARTH 085	7B. Sarmat	ICGP
32	PIRAWARTH 086	7B. Sarmat	ICGP
33	PIRAWARTH 090	7B. Sarmat	ICGP
34	PIRAWARTH 094	7B. Sarmat	ICGP
35	PIRAWARTH 099	7B. Sarmat	ICGP
36	PIRAWARTH 105	7B. Sarmat	ICGP
37	PIRAWARTH 107	7B. Sarmat	ICGP
38	PIRAWARTH 016	7B. Sarmat	Conslot
39	PIRAWARTH 087	7B. Sarmat	Conslot

Tabelle 5:Untersuchte Sonden mit installierter Sandsperrmaßnahme

Sonden mit installiertem Conslotfilter können nicht ausreichend bewertet werden, da in den beiden ausgewählten Horizonten nur 2 Sonden mit eingebautem Filter vorzufinden sind, wie in Tabelle 5 gezeigt ist.

Nach der Unterteilung der Sonden konnte eine Analyse hinsichtlich der verschiedenen Parameter, welche einen Einfluss auf die Sandproduktion haben durchgeführt werden. Diese Parameter sind aus der Literatur bekannt und im untenstehenden Absatz angeführt. [9]

- Tatsächliche Gravel sandgröße

- Perforationslänge
- Schussdichte der Perforationskanone
- Mittelwert der Sandkornverteilung
- Sandanteil unter 0,004 mm
- Verhältnis zwischen D_{40} zu D_{90}
- Maximale Produktionsrate
- Wasser-Öl-Verhältnis
- Effektive Lagerstättenspannung
- Linerschlitzgröße
- Einbauzeit

Nach Auswertung dieser Parameter auf die Performance der Sandsperrmaßnahmen haben sich folgende Einflussgrößen als wichtig herausgestellt und sind auch für die OMV von großer Bedeutung, nach mündlicher Auskunft von Herrn Florian Thomas (AUT-RM).

- WÖV
- Verhältnis zwischen tatsächlicher und optimaler Gravel sandgröße
- Anteil der feinen Sande
- Sortierung des Formationssandes
- Standzeit

Abbildung 37 zeigt die Performance der verschiedenen Gravel packgrößen für die unterschiedlichsten Sortierungen der Formationen.

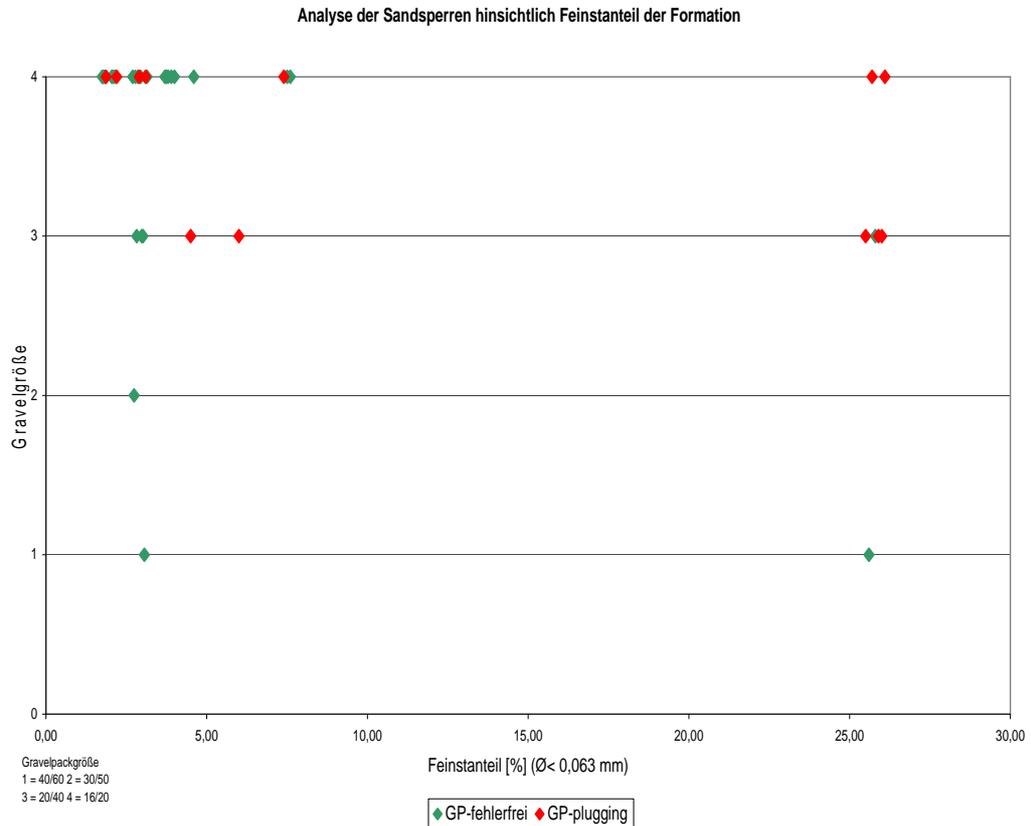


Abbildung 37: Feinstanteile der Formation für die untersuchten Sonden versus Gravelpackgröße

In Abbildung 37 wird der Anteil von feinen Sedimenten gegenüber der tatsächlichen Gravelpackgröße gezeigt. Bei genauer Betrachtung von Abbildung 37 sieht man, dass bei den Gravelpackgrößen 40/60 und 30/50 keine Probleme auftreten. Bei den größeren Gravelpacks kommt es zum Plugging des Gravelpacks. Wird ein 20/40 Gravelpack verwendet kommt es zu Plugging des Gravelpacks in Formationen, welche einen Feinstanteil von 5% aufweisen. Ist ein 16/20 Gravelpack eingebaut, beginnt das Plugging des Gravelpacks schon in Formationen mit einem Feinstanteil von 1,8%.

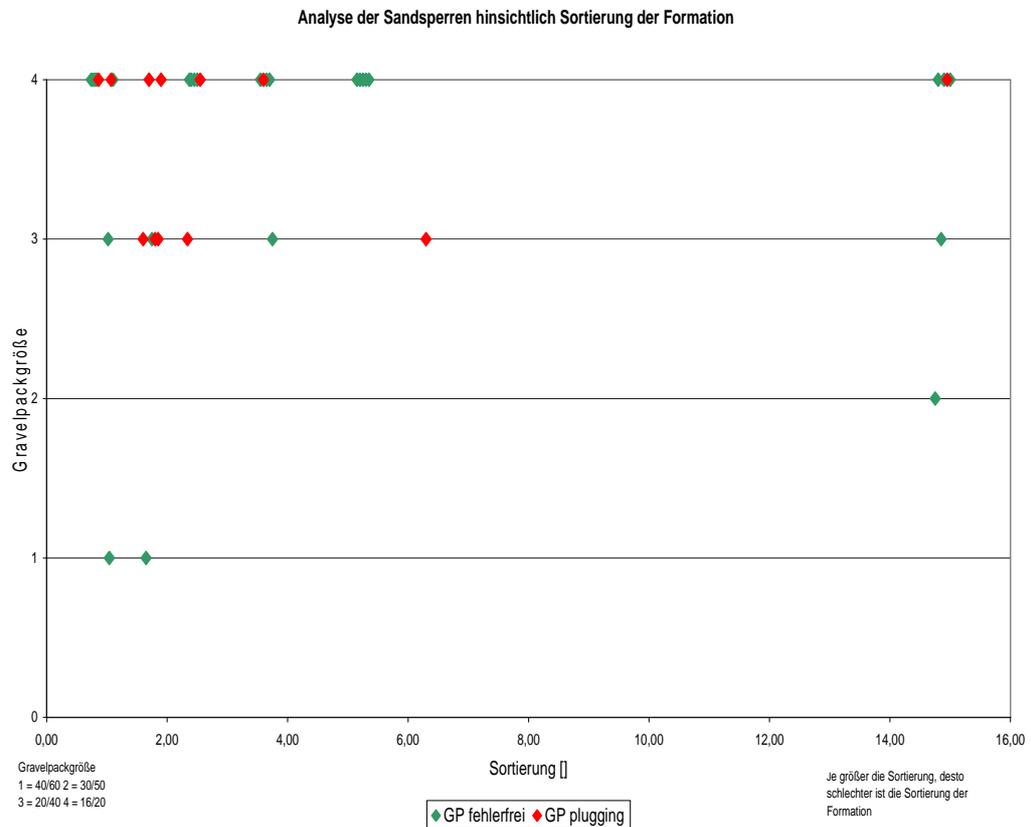


Abbildung 38: Sortierung der Formation versus Gravelpackgröße

Abbildung 38 zeigt die Sortierung gegenüber der tatsächlichen Gravelpackgröße. Man spricht von einem gut sortierten Sand, wenn das Verhältnis zwischen D_{40} zu D_{90} kleiner als 3 ist. D_{40} ist die Siebgröße bei der 40 % des Formationssandes zurückgehalten werden. Die Beurteilung der Sortierung basiert auf empirischen Daten und wurde von Tiffin bestätigt. [24]

Die Gravelpacks der Größe 40/60 und 30/50 sind bis dato fehlerfrei. Bei den 20/40 und 16/20 Gravelpacks kommt es sogar zum Plugging für gut sortierte Sande. Bei einer sehr gut sortierten Formation, kommt es schon zum Plugging des 16/20 Gravelpacks. Die größeren Gravelpacks zeigen weniger Probleme bei schlecht sortierten Sanden. Ist die Sortierung größer als 4, neigen 4 der 7 installierten 16/20 und 1 der 20/40 Gravelpacks zum Plugging.

Vergleicht man die Performance der OHGPs und der ICGPs bezüglich Sortierung und Feinstanteil der Formation, ist der OHGP der eindeutige Gewinner. Nur bei einem von 14 installierten OHGPs kommt es zum Plugging. Dieser OHGP hat eine 20/40 Gravelpackgröße und ist in der Sonde Pirawarth 108 installiert. Das Plugging des OHGPs tritt in einer Formation mit der Sortierung von 6 und einem Feinstanteil von 6,3% auf. Allerdings kommt es bei 10 der 24 installierten ICGPs zum Plugging. Die ICGPS

neigen vorwiegend zum Plugging in Formationen mit einer Sortierung von 2% bis 6% und einem Feinstanteil von 2% bis 5% oder über 25%.

Ein weiteres Resultat der Analyse der Sandsperrmaßnahmen ist, ist das es zur Produktion des Formationssandes bei niedrigen als auch hohen Produktionsraten kommt. Die Sonden Pirawarth 108 und Hochleiten 013 produzierten Sand bei Produktionsraten von 10 m³/d und 55 m³/d. Daher wurde versucht eine minimale Produktionsrate rechnerisch zu ermitteln, bei der es zu keiner Mobilisierung des Formationssandes kommt.

In Gleichung 10 ist das Gesetz von Stokes angeführt, mit der man die minimale Produktionsrate für den Sandaustrag bestimmen kann. Gleichung 10 sagt aus, dass der dynamische Staudruck und die viskosen Kräfte größer als die Gewichtskraft des Partikels im Öl sein müssen, damit die Partikel in Schwebe gehalten werden können. [40]

$$\frac{r^2 \pi \rho v^2}{2} + 6r\pi\mu_f = \frac{4r^3 \pi g (\rho_s - \rho_f)}{3} \quad [10]$$

In einem senkrechten Bohrloch mit eingebautem 2 7/8" Tubing muss man 6,3 m³/d reines Öl fördern, um Sandkörner mit einem kleineren Durchmesser als 0,063 mm zu produzieren. Diese Rate ist in unwirtschaftlich und daher wird der Sand in vielen Fällen mitproduziert. Zur Bestimmung der minimalen Produktionsrate für die Sandmobilisierung in der Formation wird die in Gleichung 10 ermittelte Geschwindigkeit herangezogen. Diese Geschwindigkeit muss mit der Querschnittsfläche des Horizontes multipliziert werden und man erhält die kritische Produktionsrate für die Mobilisierung der Sande in der Formation. Diese Rate ist für einen 2,5 m hohen Horizont und einem Einzugradius von 100 m 37 m³/d.

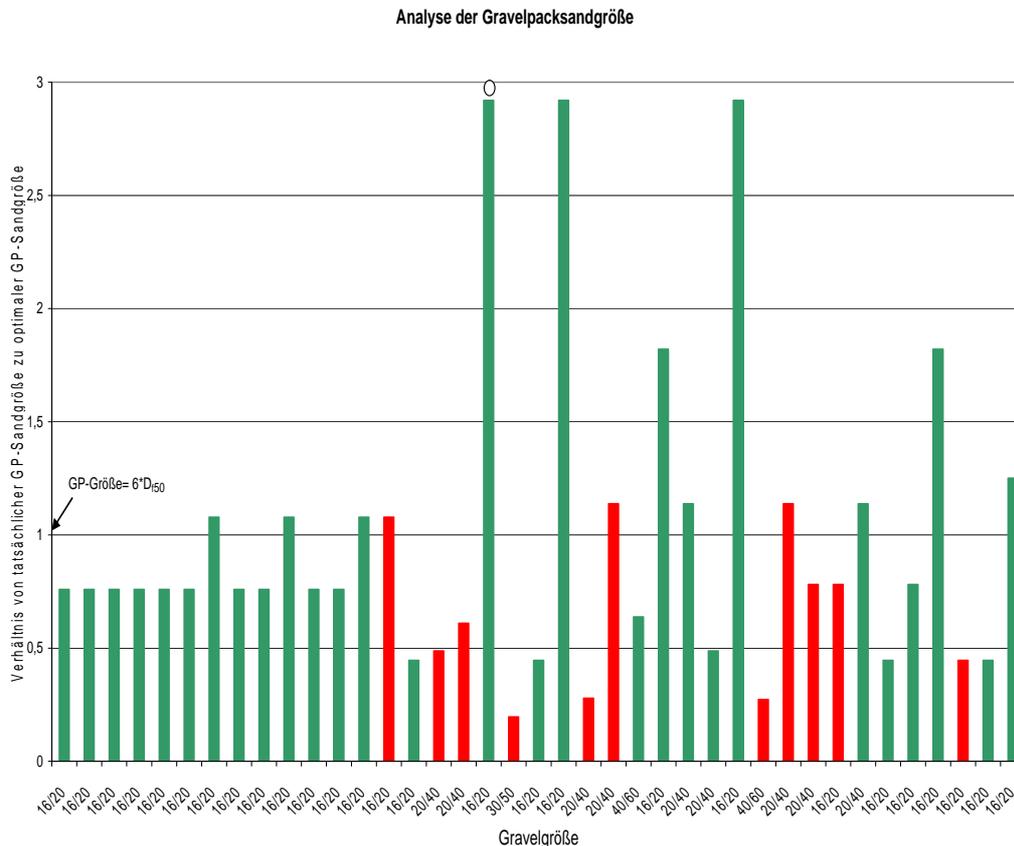


Abbildung 39: Verhältnis zwischen tatsächlicher Gravelgröße und Gravelgröße nach Schwartz

In Abbildung 39 wird das Verhältnis zwischen tatsächlicher und optimaler Gravelpacksandgröße nach Schwartz veranschaulicht. Ist das Verhältnis kleiner als 1, dann ist der Gravelpacksand nach Schwartz zu klein dimensioniert, wobei Schwartz als optimalen Gravelpacksand das 6-fache des D_{50} -Wertes des Formationssandes angibt. Man sieht aus Abbildung 40, dass die meisten Gravelpacksande nicht dem Design von Schwartz entsprechen und daher aus technischer Sicht falsch dimensioniert sind. Drei der nach Schwartz richtig und 8 der nach Schwartz falsch dimensionierten Inside Casing Gravelpacks neigen zum Plugging. Alle „falsch“ dimensionierten Open Hole Gravel Packs sind bis dato fehlerfrei, hingegen kam es beim nach Schwartz korrekt dimensionierten OHGP in der Sonde Pir 108 zum Plugging.

Die Standzeiten für den OHGP sind höher als für einen ICGP. Die in Hochleiten installierten OHGPs sind im Jahre 1981 installiert worden. Bisher kam es noch zu keinem Plugging oder zur Produktion von enormen Sandmengen. Die ICGPs neigen aber teilweise schon nach 500 Tagen zum Plugging und müssen daher behandelt werden und in einigen Fällen sogar gewechselt werden.

13.2.1 OHGP

Nachdem nun die Performance der Sandsperrungen analysiert wurde, können Verbesserungsvorschläge für die zukünftigen Generalbehandlungen bezüglich Sandprobleme gegeben werden. Aus der vorhergehenden Analyse sieht man deutlich, dass die installierten OHGPs länger ohne Probleme produzieren können und dass diese selten von Sandproblemen oder Plugging betroffen sind. Darum sollte man in Zukunft vermehrt auf den Einsatz von OHGPs denken. Um einen OHGP einzubauen, müssen folgende Maßnahmen vorgenommen werden, falls ein ICGP bereits installiert ist.

- Druck und Gasmessung auf Tubing, Casing und Ringraum
- Druck ablassen
- E-Kreuz demontieren und BOP montieren
- Förderinstallation ausbauen
- Driltubing mit Krebs oder Fanggerät einbauen und mit SM1-Packer verbinden
- SM1-Packer ausbauen
- Überbohrrohre einbauen und Schlitzliner überspülen
- Schlitzliner ausbauen
- Section Mill + Drillcollar (DC) + Drillpipe (DP) einbauen und FloThru Spülung während dem Fräsen einzirkulieren
- SM1-Packer + DC + DP ausbauen
- Underreamer (UR) + DC + DP einbauen und Bohrloch auf 13“ erweitern
- UR + DC + DP ausbauen
- Fräser oder Scraper am DT einbauen und Bohrloch befahrbar machen
- WWL-Screen + Blindliner + LxR-Verbinder +Kontrollliner +Packstrang + Zirkulationsventil mit DT einbauen
- Gravelpack mit CarboLite Sand durchführen
- Packungskontrolle
- DT + Zirkulationsventil + Packstrang + LxR-Verbinder ausbauen
- SM1-Packer + Setzgerät + DT einbauen und Packer mit WWL verbinden
- Zugversuch durchführen und Setzgerät lösen
- Setzgerät + DT ausbauen
- Steigrohre einbauen
- Swabbgarnitur einbauen und Produktionsversuch durchführen
- Swabbgarnitur ausbauen
- Förderinstallation einbauen
- BOP demontieren und E-Kreuz montieren
- Kübelprobe oder Dynamogramm durchführen und Mast umlegen

Um die Wirtschaftlichkeit einer Generalbehandlung abschätzen zu können, müssen die Kosten gegenüber den Einnahmen der zu erwartenden Produktion gegenübergestellt werden. In Tabelle 6 sind die einzelnen Kosten einer OHGP-Installation aufgezeigt.

OHGP Kosten	Schätzkosten €
Winde + Geräte	20000
Windenpersonal	28000
Gerätelager	26000
Pumpservice	24000
PDS	0
Geophysik	0
TCP	0
Logistik	25150
Komplettierung	0
Steigrohre	0
Pumpgestänge	0
Tiefpumpe	0
Gasliftventile	0
ABF Leistungen	0
Sonstiges	2468
Sonstige Leistungen	0
Plan erstellen AO	2468
Fremdleistungen	17500
Vetco messen	0
Halliburton	5000
Weatherford	4500
Smith	8000
Material	66336
Packer	872
Chemikalien	15464
Sonstiges Material	50000
Unvorhergesehenes	10%
Gesamtkosten	230399,4

Tabelle 6: Schätzkosten für die Installation eines OHGP in Ölsonden nach Ausbau des ICGPs

Die Kosten für einen OHGP sind allerdings höher als für einen ICGP. Die Gründe dafür sind, dass bei einem OHGP das existierende Casing aufgefräst und das Bohrloch danach underreamed werden muss. In den underreameden Bereich muss quantitativ mehr Gravelpacksand eingebracht werden, als bei einem ICGP-Einbau, denn das mit Gravel auszufüllende Volumen zwischen Gebirge und WWL ist beim OHGP größer.

13.2.2 *Frac-Pack*

Der Frac-Pack ist eine weitere sinnvolle und weit verbreitete Maßnahme, die Sandproduktion zu verhindern. Ein Frac-Pack ist das Einbringen von Gravelpacksand in die Formation unter gleichzeitigem Fracen des Gebirges. Nach Beendigung dieser Anwendung wird der Druck reduziert. Der Frac schließt sich und hält den Gravel in der Formation. Das Schließen der Formation verhindert die Produktion des eingebrachten

Sandes. Damit ein Frac-Pack erzeugt wird, muss ein Tip-Screen-Out Fracture in der Formation entstehen. Der Tip-Screnn-Out entsteht durch gezielten Flüssigkeitsverlust während dem Hydraulic Fracturing. Dadurch wird ein Frac mit kurzer Länge und großer Breite erzeugt. Diese Art von Frac erhöht die Leitfähigkeit in Lagerstätten mit mittleren bis hohen Permeabilitäten. Die Schätzkosten für einen Frac-Pack sind in der nachstehenden Tabelle angeführt:

Frac-Pack Kosten	Schätzkosten €
Winde + Geräte	23910
Windenpersonal	46200
Gerätelager	0
Pumpservice	0
PDS	0
Geophysik	
TCP	0
Logistik	0
Komplettierung	0
Steigrohre	0
Pumpgestänge	0
Tiefpumpe	0
Gasliftventile	0
ABF Leistungen	0
Sonstiges	52468
Sonstige Leistungen	50000
Plan erstellen AO	2468
Fremdleistungen	160000
Vetco messen	0
Halliburton	160000
Weatherford	0
Smith	0
Material	36800
Packer	1800
Chemikalien	0
Sonstiges Material	35000
Unvorhergesehenes	10%
Gesamtkosten	351315,8

Tabelle 7: Schätzkosten für die Installation eines Frac-Packs inklusive Planung des Frac-Packs von Halliburton

Frac-Packs sind einerseits teuer und zur Durchführung dieser müssen Kontraktoren beauftragt werden. Die Kontraktoren müssen teilweise die Planung und die Durchführung eines Frac-Packs erledigen. Die Sondenplätze müssen manchmal für diese Jobs adaptiert werden, da z.B. Halliburton mit schwerem Equipment anrückt und viel Platz benötigt. Ein weiterer Nachteil der Frac-Packs ist, dass das Höhenwachstum des Fracs nur schlecht kontrolliert werden kann. Das Höhenwachstum muss insbesondere kontrolliert werden, wenn die produzierende Schicht von einem Wasserhorizont oder Gashorizont umgeben ist. Fract man die Barriere zwischen Lagerstätte und Wasserhorizont, kommt es zu einem rasanten Anstieg der Wasserproduktion. Dies ist in der Sondenselektion für einen Frac-Pack zu beachten.

Für die Durchführung eines Frac-Packs in einer Sonde mit Tiefpumpen-Installation müssen folgende Schritte vorgenommen werden:

- Druck und Gasmessung am Ringraum
- Druck ablassen
- E-Kreuz demontieren und BOP montieren
- Tiefpumpe und Steigrohre. ausbauen
- Driltubing und Packer oberhalb der Perforation absetzen
- Breakdown-Test und Steprate-Test durchführen
- Minifrac vornehmen
- Maintreatment verpumpen
- Overflush nachpumpen
- Driltubing mit Packer ausbauen
- Steigrohre und TP einbauen,
- BOP demontieren und E-Kreuz montieren
- Dynamogramm aufnehmen und Mast umlegen

Aus dem Breakdown-Test kann man den Formationsschließdruck, den Netpressure und die Fluideffizienz ermitteln. Aus dem Steprate-Test wird der Fracturedruck der Formation ermittelt. Basierend auf diesen Werten kann die Injektionsrate und Flüssigkeitsbeladung des Maintreatments optimiert werden. Während dem Maintreatment wird zuerst ein pad mit geringer Gravelsandbeladung verpumpt. Anschließend werden verschiedene Stufen mit Gravelsandbeladung injiziert. Die Gravelsandmenge bleibt annähernd konstant. Nur das Volumen der Flüssigkeit wird reduziert, um einen Tip-Screen-Out zu erzeugen. In beiden Stadien werden auch die gleichen Gravelpacksande benutzt. In der letzten Stufe wird das Volumen des Gravelpacksandes erhöht, damit der Frac in der Bohrlochsnähe die gewünschte Breite erreicht und nicht wieder verkleinert wird, sobald der Druck reduziert worden ist. Am Ende des Maintreatments folgt noch ein Overflush, um das Bohrloch zu reinigen.

13.2.3 *Alternative Sandsperrmaßnahmen laut BP*

Die nächste Abbildung zeigt die verschiedenen Erfahrungen der gängigen Sandsperrmaßnahmen, die BP in Feldern mit mittleren bis hochpermeablen Lagerstätten gemacht hat. [39]

	PRODUCTIVITY	RELIABILITY	CONFORMANCE	COST
IGP				
CH FRAC PACK	 high kh/u			
OH SCREENS				
OHGP				
EXPANDABLE SCREENS			 ?	

Abbildung 40: Bewertung der Sandsperrmaßnahmen von BP hinsichtlich Produktion, Zuverlässigkeit, Anpassung und Kosten (rot: schlecht, gelb: okay, grün: gut) [39]

Aus Abbildung 40 erkennt man, dass die Frac-Packs und die OHGPs eine ausgezeichnete Verlässlichkeit bezüglich Sandproduktion haben und dass Frac-Packs in gering permeablen Horizonten beziehungsweise OHGPs den Produktivitätsindex nur marginal beeinflussen. ICGPs reduzieren den Produktivitätsindex sehr. Der Nachteil, den Frac-Pack-Kompletierungen in den Augen von BP haben, sind die hohen Kosten und die geringe Anpassung an das Gebirge.

Eine weitere Option für eine erfolgreiche Sandkompletierung basierend auf Abbildung 40 wäre ein Expandable Screen, doch dieser wurde bereits getestet und es traten Beschädigungen während des Einbaus auf. Ein ESS kann nur dann verwendet werden, wenn die Sonde neu komplettiert wird und nicht im Zuge einer Generalbehandlung in bestehende Casing-Installationen eingebaut werden. [39]

Einige Operatoren verwenden häufig Prepacks, um die Sandproduktion zu verhindern. Bei Prepacks wird Sand in die Formation eingepresst, um den Kontakt zwischen dem nachfolgenden Gravelpack und der Formation zu gewährleisten. Die OMV führte bisher 3 Prepacks in Niederösterreich durch. 1-mal wurde ein Prepack und Gravelpack ohne Einbau eines Filters und 2-mal mit Filterinstallation vorgenommen. Die Filter wurden in den Sonden Matzen 066 und Prottes Tief 002 eingebaut. Wenn man die Produktionsindizes der Sonden Ma 066 und Prottes T 002 vor und nach Installation der Prepacks anschaut, fällt auf, dass eine stärkere Reduktion der Indizes als bei ICGPs oder OHGPs auftritt. Bei der Sonde Schönkirchen 141 wurde der Prepack ohne Filter installiert und hier kam es zur Förderung des Gravelpacksandess inklusive Prepacksandess nach einigen Monaten.

13.2.4 Sandkontrolle mit Resin

Eine vielleicht überlegenswerte Technik bei Sonden mit geringen Fördermengen, wäre die Konsolidierung des Sandes mit Hilfe von Resin. Das Resin ist ein in Säure lösbares,

flüssiges Harz, welches als einen weiteren Hauptbestandteil Furan enthält. Damit der Formationssand konsolidiert wird, muss das Resin im Bereich der Perforation in das Bohrloch gebracht werden. Anschließend wird ein Gasgenerator in das Bohrloch eingebracht und gegenüber der Perforation gezündet. Durch die Zündung entsteht eine Druckwelle, welche den Hauptteil des Resins tief in die Formation einpresst. Dieser Prozess ist in Abbildung 41 schematisch dargestellt.

Sand Consolidation Schematic

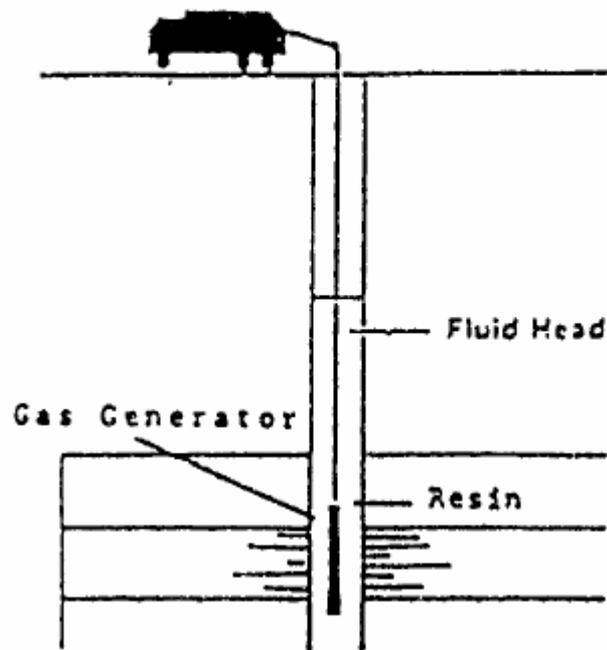


Abbildung 41: Stabilisierung von unkonsolidierten Formationen mit Resin [22]

Das restliche Resin kann mit Hilfe von Stickstoff oder einem anderen Fluid, welches unter hohem Druck verpumpt wird, in die Formation bewegt werden. Ein Säurepostflush stellt den Überzug des unkonsolidierten Sandes in Perforationsnähe mit Resin sicher. Dieser Überzug wird manchmal auch als künstlicher Screen bezeichnet und stabilisiert zusätzlich das Gebirge in Perforationsnähe. Der Postflush erhöht die Permeabilität im bohrlochnahen Bereich.

Die Sandkonsolidierung mit Resin wurde von Oryx in verschiedenen Lagerstätten in den USA getestet. Die Testreihe bestand aus 21 Resinanwendungen und 11 waren erfolgreich. Wenn man diese Anwendungen auf Bohrlöcher ohne Casingschäden reduziert, steigt die Erfolgswahrscheinlichkeit auf 77%. In diesen Tests wurde eine durchschnittliche Resinbeladung von ca. 17,5 gal/ft der Perforationsstrecke in die Formation eingepresst. In der Testreihe wurde das Resin Hydrofix™ von Halliburton

verwendet. In manchen Fällen wurde auch noch ein chemischer Diverter verwendet, um die Positionierung des Overflushs in der Formation zu verbessern. Es wurde auch getestet, ob sich die Sandkonsolidierung mit Resin nach einem Ausbau eines installierten ICGPs bewährt. In diesen Fällen konnte das Resin den Sandzufluss zu 100% kontrollieren, wenn kein beschädigtes Casing vorhanden war. Nur nach einer Resinanwendung konnte keine wirtschaftliche Produktionsrate erzielt werden, was aber durch eine zusätzliche Säurestimulation behoben werden konnte. [22]

Die nächste Tabelle zeigt eine Kostengliederung für die Installation einer solchen Resinkonsolidierung.

Sandkonsolidierung	Schätzkosten €
Winde + Geräte	12750
Windenpersonal	24640
Gerätelager	6160
Pumpservice	5600
PDS	0
Geophysik	0
TCP	0
Logistik	10000
Komplettierung	0
Steigrohre	0
Pumpgestänge	0
Tiefpumpe	0
Gasliftventile	0
ABF Leistungen	0
Sonstiges	17468
Sonstige Leistungen	15000
Plan erstellen AO	2468
Fremdleistungen	50000
Vetco messen	0
Halliburton	50000
Weatherford	0
Smith	0
Material	5300
Packer	1800
Chemikalien	3500
Sonstiges Material	0
Unvorhergesehenes	10%
Gesamtkosten	145109,8

Tabelle 8: Schätzkosten für die Stabilisierung von unkonsolidierten Sanden mit Hydrofix von Halliburton

Diese Kosten sind etwas billiger als die des ICGPs, wobei meiner Meinung nach eine solche Methode nur in Horizonten mit gut sortiertem, aber unbefestigten Sand zur Anwendung kommen sollte. Diese Methode blockt den Sand nicht, sondern baut eine Verbindung unter den Sandkörnern auf und verhindert somit eine Bewegung der Sandkörner mit der produzierten Flüssigkeit. In solchen Sonden müsste die Produktionsrate auch gering sein, da sonst die Dragforce zu groß wäre und die

verfestigten Körner trotzdem produziert werden würden. Allerdings sollte das Resin nur zur Anwendung kommen, wenn das Bohrloch nicht mechanisch beschädigt ist und keine Leckagen in Perforationsnähe auftreten. Dies müsste vor der Anwendung in der Sonde getestet werden. Der Säurepostflush sollte mit chemischen Divertern noch gezielter in die Formation gebracht werden, um die Zuverlässigkeit der Resinanwendung zu erhöhen

13.2.5 Gravelpacksanddimensionierung

Eine weitere Methode die Performance der ICGPs und der OHGPs zu verbessern, ist, die Gravelpacksandgröße zu überdenken. In der Literatur findet man einerseits das Design von Schwartz und Saucier und andererseits entwickelte Tiffin, King et. al. eine neue Dimensionierung des Gravelpacksandes.[24]

Die Kosten für einen ICGP, welcher den Designkriterien von Tiffin entspricht, sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

ICGP Kosten	Schätzkosten €
Winde + Geräte	€ 15.940
Windpersonal	€ 30.800
Gerätelager	€ 13.500
Pumpservice	€ 24.800
PDS	3000
Geophysik	3000
TCP	0
Logistik	12150
Komplettierung	0
Steigrohre	0
Pumpgestänge	0
Tiefpumpe	0
Gasliftventile	0
ABF Leistungen	0
Sonstiges	2468
Sonstige Leistungen	0
Plan erstellen AO	2468
Fremdleistungen	12500
Vetco messen	0
Halliburton	8000
Weatherford	4500
Smith	0
Material	36903
Packer	1800
Chemikalien	12103
Sonstiges Material	23000
Unvorhergesehenes	10%
Gesamtkosten	167267,1

Tabelle 9: Schätzkosten für die Installation eines größeren ICGPs in unsortierten Formationen

Diese Kosten unterscheiden sich kaum von ICGPs mit kleineren Sanden, da der Preis pro kg Gravelpacksand kaum variiert. Manche Anbieter haben den gleichen Preis für unterschiedliche Gravelpacksandgrößen. Somit kann man aus wirtschaftlicher Sicht ohne Bedenken die effektivste Größe an Gravelpacksand vertreten.

Aber nun zum Hintergrund, der neu überdachten Dimensionierung von Tiffin. Tiffin hat während seiner Arbeit die Performance unterschiedlicher Sandsperrmaßnahmen betrachtet und kam zu folgenden Ergebnissen: In gut sortierten Sanden bewährt sich das Gravelpackdesign von Schwartz und Saucier, da es nur selten zum Plugging des Gravelpacksand oder zu einer starken Verringerung der Produktion durch einen Gravelpackskin kommt. Trotzdem traten in einigen Feldern immer wieder Probleme bei installierten Gravelpacks auf. Die Probleme beschränkten sich auf Plugging, Bridging oder stark reduzierte Produktionsindizes. Daher beschloss er, Labortests mit neuen Gravelpackgrößen durchzuführen und basierend auf diesen Daten neue Designkriterien zu erstellen. Die neu dimensionierten Gravelpacks wurden später in den Feldern von Amoco verifiziert.

Die Forschergruppe um Tiffin fokussierte ihre Arbeit auf weniger gut sortierte Formationen, die durch einen großen Anteil feiner Sande gekennzeichnet war. Unter die feinen Sande fallen alle Sandkörner mit einem Korndurchmesser von 44 Mikron oder kleiner, da die kleinsten verwendeten Gravelpacks eine durchschnittliche Porengröße von 45 Mikron besaßen. Sande, die einen kleineren Durchmesser als 44 Mikron hatten, konnten den Gravelpack passieren und diesen verstopfen.

Die Vorgehensweise in ihrer Arbeit bestand darin, Formationen, welche zu Problemen bei konventionellen Sandsperrmaßnahmen führten, aufgrund der Sandkorngrößenverteilung und der Sortierung zu bestimmen und für diese eine neue Gravelpackdimensionierung zu finden. Die Gravelpackdimensionierung sollte das Plugging und Bridging verhindern, damit der Produktionsindex nicht zu stark beeinflusst wird. Plugging und Bridging entstehen durch das Zusammenspiel der feinsten und groben Sande, sowie dem produzierten Medium. Damit solche Formationen identifiziert werden, werteten sie Sandkornanalysen von verschiedenen Formationen hinsichtlich Sortierung, Größenverteilung und Feinstanteile aus. Feinstanteile waren alle Sandkörner mit einem kleineren Durchmesser als 44 Mikron. Die Sortierung ermittelten sie mit dem Verhältnis von D_{40} zu D_{90} . Die Zahl D_{40} widerspiegelt die Siebgröße, bei der 40% des Formationssandes zurückgehalten werden. Da aber Sande mit unterschiedlichen Korngrößen die gleiche Sortierung haben können, wollten Sie die Homogenität des Formationssandes bewerten und diese Verteilung drückten Sie mit dem Verhältnis D_{10} zu D_{95} aus. Ist dieses Verhältnis groß, enthält die Formation viel kleine oder große Partikel die zum Plugging des Gravelpacks führen können. Der Parameter D_{10} wurde gewählt, da er die groben Sandkörner repräsentiert. Die groben Sandkörner können den Gravelpacksand wie eine zweite Matrix überlagern und ermöglichen dadurch eine Verstopfung des Gravelpacks durch die feinsten Partikel. Damit die Anteile, welche die Porenräume des Gravelpacks verstopfen können, ausgemacht werden, untersuchten sie die Sandkornanalyse nach den feinsten Sanden. Nach Auswertung sämtlicher Testreihen kamen Tiffin und seine Kollegen zu folgenden Ergebnissen:

- Der Gravelpack darf nicht zu groß sein, denn sonst kann der Formationssand in diesen eindringen und die Permeabilität reduzieren.
- Um einen besseren Produktionsindex zu erzielen, sollte der Gravelpacksand aus runden Körnern bestehen. Rundes Gravelpackmaterial hat einen gleich bleibenden Porenraum und daher eine größere Permeabilität.
- Es sollten auch härtere Gravelpacks verwendet werden, da diese während der Installation nicht so leicht beschädigt werden und somit weniger Feinstanteile aufweisen.
- Der Gravelpack sollte vor der Installation nochmalig gesiebt werden, damit eine nahezu einheitliche Größenverteilung gewährleistet wird.
- Gravelpacks mit kleineren Streubreiten sollten im Feld eingesetzt werden. Diese Gravelpacks blockieren besser die feinsten Partikel und beeinflussen die Permeabilität in geringerem Ausmaß.

- Tiffin und die anderen Forscher schlugen folgende Designkriterien für die Gravelpacksande in schlecht sortierten Formationen mit erheblichem Anteil feiner Sande vor.

	Fall1	Fall2	Fall3	Fall4	Fall 5
D₁₀/D₉₅	<10	<10	<20	<20	>20
D₄₀/D₉₀	<3	<5	<5	<5	>5
Kleinstanteile	<2%	<5%	<5%	<10%	>10%
Permeabilität [md]	>1000	>1000	-	-	-
Resultate	Screen	WWL-Screen	7-8xD ₅₀	7-8xD ₅₀ und Screen	7-8xD ₅₀ + OHGP

Tabelle 10: Sandspermaßnahmen für verschiedene Sandkornkurven nach Tiffin

Tabelle 10 zeigt, dass in den Fällen 1 und 2 bei gleichzeitig hoher Permeabilität, kein Gravelpack vorgeschlagen wird. Ist die Permeabilität hoch, ist der Druckabfall gering und dadurch werden wenig feine Sande mobilisiert. Ein ICGP sollte in den Fällen 1 und 2 nur bei Permeabilitäten unter 1000 md installiert werden. In Fall 3 wird ein ICGP vorgeschlagen, wobei der Mittelwert des Gravelpackdurchmessers 7 bis 8-mal größer sein sollte, als der Mittelwert des Formationssandes. In Fall 4 sollte der eingesetzte Screen eine Schlitzgröße besitzen, welche die Produktion der kleinsten Partikel ermöglicht. Generell wird die Schlitzgröße der Screens so gewählt, dass sie die Gravelpacksande hindern, in das Tubing zu gelangen. Die Schlitzgröße ist daher um eine Größenordnung kleiner als die kleinsten Gravelpacksande. Im Fall 5 sollte ein OHGP installiert werden, dessen D₅₀ 7-8-mal größer ist als der D₅₀ des Formationssandes. Der OHGP vergrößert die Kontaktfläche mit der Formation. Die Vergrößerung der Fläche reduziert den Druckabfall im Gravelpacksand und daher werden weniger Sandpartikel mobilisiert. Weniger Sande bedeuten eine geringere Reduzierung der Permeabilität im Übergang zwischen Formation und Gravelpack.

Damit diese ausgearbeiteten Kriterien auf die Sandspermaßnahmen der OMV Gänserndorf umgelegt werden können, muss man den Bereich der feinsten Teile in den Sandkornanalysen neu bestimmen. Die OMV verwendete häufig die Gravelpackgrößen 16/20 und 20/40. Der Gravelpack 20/40 hat eine durchschnittliche Porenraumgröße von 66 Mikron. Daher können alle Sande mit einem kleineren Korndurchmesser als 66 Mikron diesen passieren und verstopfen.

Des Weiteren würde ich basierend auf den Abbildungen 37 bis 39 einen OHGP installieren, sobald er sich wirtschaftlich rechnet, da dieser weit aus zuverlässiger als ein ICGP ist. Im Hochleiten Feld sollte man versuchen die feinen Sande mit einem OHGP oder ICGP in der Formation zu sperren und keinen Screen einbauen, den diese passieren können. In Hochleiten sind in den Obertägigen Sammelstationen Doppelspindelpumpen installiert. Die Doppelspindelpumpen sind Mehrphasenpumpen und sind nicht geeignet für größere Mengen Sand. Sandmassen können zur Beschädigung der Mehrphasenpumpen führen oder ihre Effizienz stark reduzieren.

In Abbildung 42 ist eine Gravelpackdimensionierung für die Sonde HL 33 gezeigt, wobei die blaue Kurve die Siebkurve, die rote und grüne Linie die Dimensionierung von Schwartz und Saucier und die gelbe Gerade das Design von Tiffin darstellen.

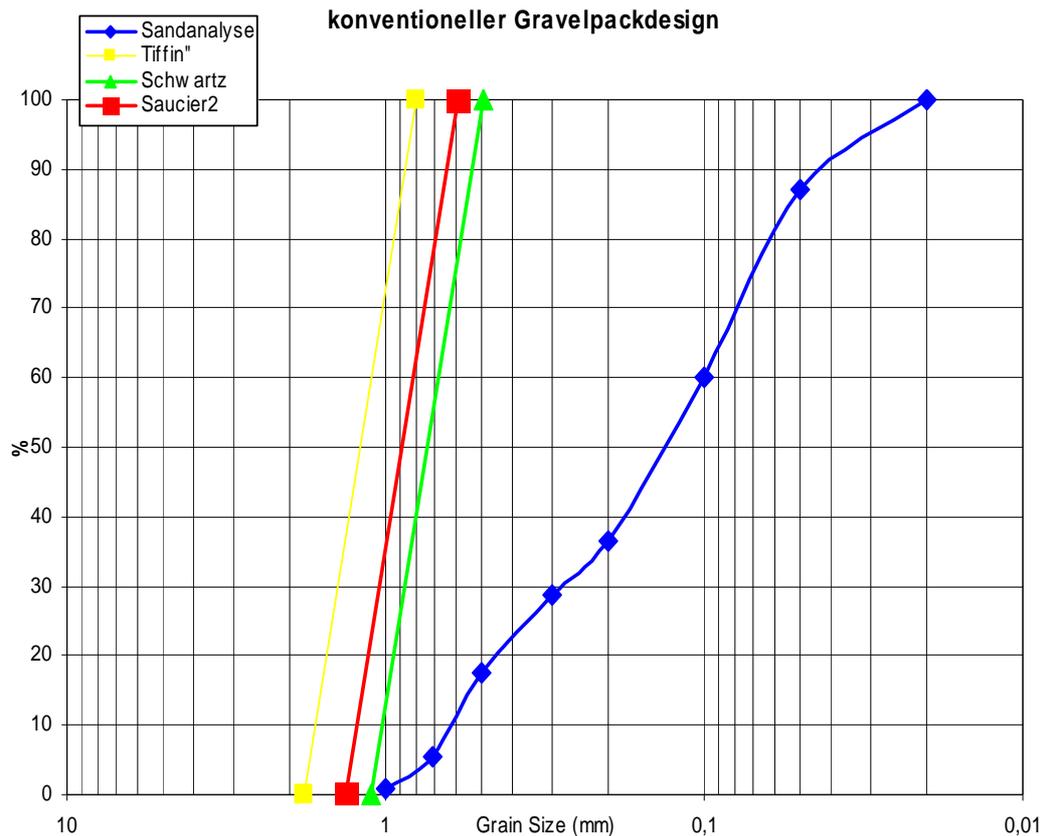


Abbildung 42: Sandanalyse und Dimensionierung des Gravelpacks nach Schwartz, Saucier und Tiffin

Aus Abbildung 42 geht hervor, dass Saucier, Schwartz und Tiffin die Gravelpackgrößen 16/30, 12/20 und 8/18 vorschlagen. Die Zahl vor dem Slash wiedergibt den maximalen und die hinter dem Slash den minimalen Gravel sanddurchmesser, basierend auf der Sandanalyse in Abbildung 42 und den Formeln der einzelnen Designkriterien. Diese Größen weichen deutlich von den verwendeten Gravelpacks der OMV ab. Die OMV verwendete hauptsächlich 16/20 und 20/40 Gravelpacksande.

13.3 Bohrungen

Die meisten Bohrungen können bis zu einer Teufe von 2000 m mit Hilfe limitierter Obertageeinrichtungen und Behandlungswinden gebohrt werden, wenn der Slimhole-Ansatz oder Sidetracks verfolgt werden. Die Behandlungswinden der OMV haben eine maximale Hakenlast von ca. 90 t und somit können problemlos Sidetracks von 500 bis 1000 m Länge gebohrt und verrohrt werden. Die Verrohrung von expendable wells ist ebenfalls kein Problem für die Behandlungswinden. Ein expendable well ist ein slimhole

Bohrloch mit einer simplen Verrohrung und ist in Abbildung 56 dargestellt. Der Einsatz einer Behandlungswinde reduziert dramatisch die Anlagenkosten und die Kosten für die Adaption neuer Sondenplätze.

Die Sidetracks und viele expendable wells können ebenfalls mit einer geringeren Anzahl von Obertageeinrichtungen gebohrt werden. Zu diesen Obertageeinrichtungen zählen:

- 2-3 20 m³ Tanks für die Potassium-Spülung
- 1 kleiner Tank für die Cuttings
- 1 Shaleshaker
- 1 Zyklon
- 1 Tauchkreislumpumpe
- 1 Aggregat mit 2 HT-400 Pumpen
- 1 Zementieraggregat für die Zementation der Verrohrung
- 1 Premixtank zum Anrühren des Zements

Der Shaleshaker und der Zyklon sind zur Aufbereitung der Spülung da und säubern diese von den Cuttings. Der Zyklon muss nur dann eingesetzt werden, wenn sich eine Vielzahl von kleinen zermahlenden Cuttings in der Spülung befindet, die nicht von den Shaleshakern bewältigt werden kann. Die Tauchkreislumpumpe ist für den Spülungskreislauf an der Oberfläche wichtig. Einer der Spülungstanks wird aus Sicherheitsgründen mit aufbereiteter Spülung bereitgestellt und nimmt nicht am Spülungskreislauf teil. In Zonen mit enormen Verlusten kann das Bohrloch aus diesem Tank aufgefüllt werden und eine Kicksituation verhindert werden. Die Zirkulation der Spülung wird durch den Einsatz des Aggregats sichergestellt. Das Aggregat besteht aus 2 HT-400 Pumpen. Die HT-Pumpen sind triplex Hochdruckpumpen ohne variabler Laufbuchse. In Abbildung 43 ist die Anordnung der Obertageeinrichtungen dargestellt allerdings ohne Zyklon. In dieser Abbildung sieht man den Shaleshaker, das Tanksystem, den Tank für die Cuttings und das Aggregat für den Spülungskreislauf. Der Zyklon saugt in diesem Fall die Spülung aus der Kammer nach dem Shaleshaker an und bringt die gereinigte Spülung wieder in den Tank ein.



Abbildung 43: Benötigte Obertageeinrichtungen zur Aufbereitung der Spülung bei Bohrungen mit Behandlungswinden

In Abbildung 43 sind die Behandlungswinde und die Obertageeinrichtungen zur Abteufung eines Sidetracks dargestellt. Das Zementieraggregat und der Premixtank kommen zum Einsatz, wenn eine Verrohrung installiert und zementiert werden muss. Der Premixtank hat ein Fassungsvermögen von 10 m³ und reicht für die meisten Bohrungen aus. In diesem Premixtank kann der pulverförmige Zement von Halliburton mit Wasser angerührt werden und dann mit dem Zementieraggregat verpumpt werden.

13.3.1 *Sidetrack*

Der Sidetrack ist eine weitere Form der Generalbehandlung und sollte angewendet werden, falls die Produktion der Sonde mit den bisherigen Methoden nicht mehr hergestellt werden kann. Der Sidetrack kann beim Auftreten folgender Probleme angewendet werden:

- Unwirtschaftlicher Zufluss
- Im Bohrloch verbliebener Fish
- Lange, irreparable Korrosionsstrecken
- Massive Sandprobleme
- Hohes Wasser Öl Verhältnis
- Ungewollte Gasproduktion

Die Möglichkeiten eines Sidetracks hinsichtlich Bohrlochverlauf, Bohrtechnik und Komplettierung sind mannigfaltig. Daher habe ich die Sidetracks in drei Kategorien basierend auf den Bohrlochverläufen unterteilt. Das erste Szenario bezieht sich auf ein simples abgelenktes Bohrloch, welches den gleichen Horizont in einiger Entfernung des bestehenden Casings erreichen soll. Anwendungsgebiete dieses Sidetracks sind Bohrlöcher mit einem kollabierten Casing, langen irreparablen Korrosionsstrecken oder durch einen Fish blockierte Perforationen. In Abbildung 44 ist das Bohrlochbild inklusive Komplettierung der abgelenkten Sonde Matzen 051a dargestellt.

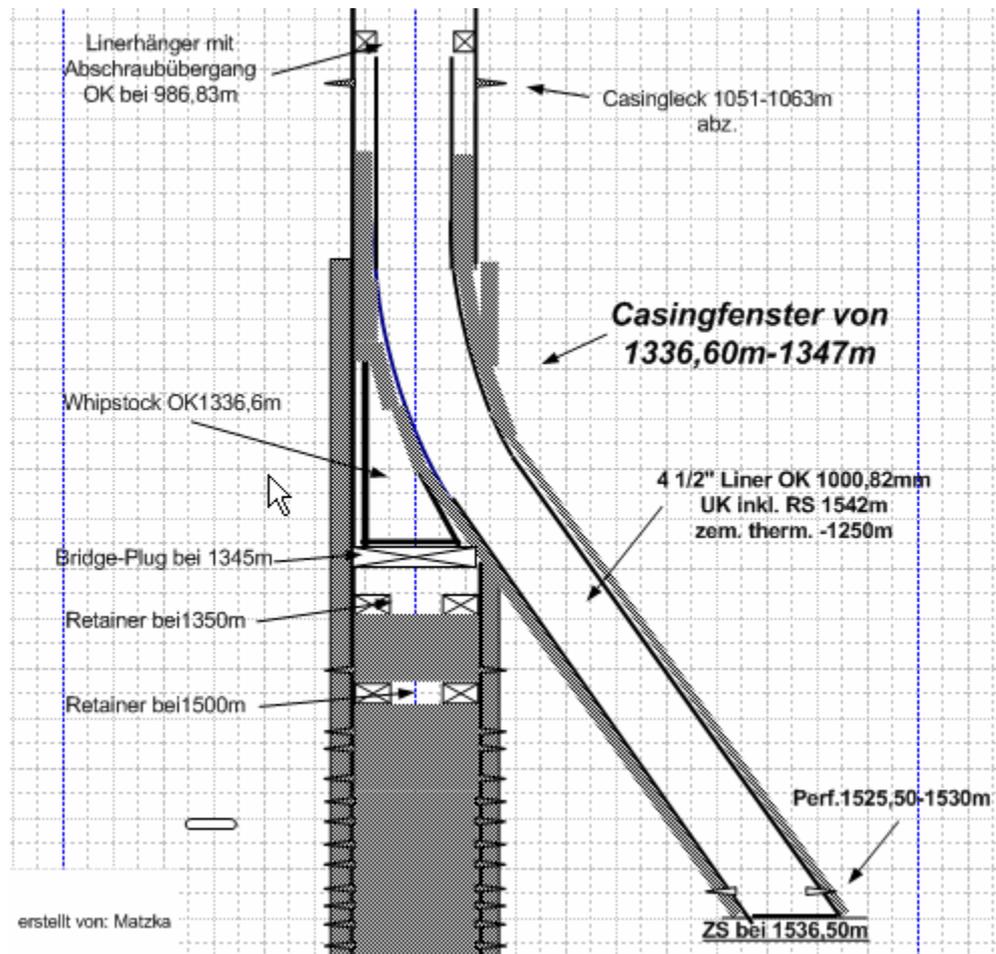


Abbildung 44: Bohrlochbild der abgelenkten Bohrung Ma 051a

Die Sonde Matzen wurde mit einem konventionellen Whipstock und einer Pendelgarnitur gebohrt und mit einem 4 ½“ Liner komplettiert.

Das zweite Szenario beschreibt einen short radius (sr) Sidetrack. Der sr Sidetrack ermöglicht, den produzierenden Horizont stark geneigt oder horizontal zu durchdringen, ohne vorher eine Vielzahl anderer Horizonte zu tangieren. Werden andere Horizonte nicht erbohrt, müssen diese nicht von dem produzierenden Horizont abgetrennt werden und die Komplettierungskosten werden reduziert. In den meisten Fällen sind die Horizonte so geringmächtig, dass andere Horizonte tangiert werden. Aus

produktionstechnischen Überlegungen muss daher eine Verrohrung eingebaut werden. Der Bohrlochverlauf eines sr Sidetracks besteht aus einer Kurve und einer kurzen lateralen oder stark geneigten Sektion. Sr Sidetracks können in Sonden mit hohen WÖV, ungewollter Gasproduktion, kollabiertem bohrlochnahem Bereich, massiver Sandproduktion oder unwirtschaftlichem Zufluss eingesetzt werden.

Ein ultra short radius (usr) Sidetrack ist eine weitere Form des Sidetracks und kann in Formationen mit Sandproblemen, Wasserproblemen und Beschädigungen im bohrlochnahen Bereich angewendet werden. Ein usr Sidetrack kann nur geplant werden, wenn der produzierende Horizont openhole komplettiert werden kann. Der Kurvenradius eines usr Bohrloches ist zu klein, um eine konventionelle Verrohrung installieren zu können. In der nächsten Abbildung ist ein usr Sidetrack System dargestellt, welches die Formation mit Hilfe eines Düsenmeißels beseitigt.

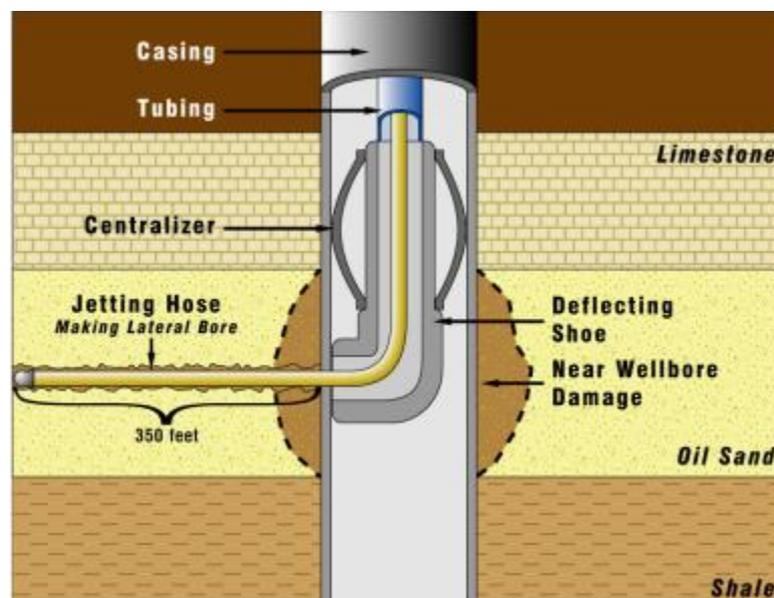


Abbildung 45: Usr System von Wellenhancement LLC [17]

Das in Abbildung 45 gezeigte usr System ermöglicht einen Kurvenradius von 1 ft und ein laterales Bohrloch bis zu 350 ft zu bohren.

Die usr und sr Sidetracks unterscheiden sich nur in der Aufbauart der Kurve. Usr Sidetracks haben einen Kurvenradius von 1 bis 3 ft und sr Sidetracks einen Kurvenradius von 3 bis 200 ft [16].

Abgelenktes Bohrloch

Beim Bohren eines abgelenkten Bohrloches kann man zwei Fälle unterscheiden. Im ersten Fall wird der Sidetrack mit einem BHA ohne Motor gebohrt. Das BHA ist eine Pendelgarnitur mit einem Meißel und zwei oder mehr Stabilizern. Die genaue

Konfiguration der Garnitur hängt neben den geologischen und bohrtechnischen Randbedingungen von der gewünschten Ablenkung ab. Sind die anzutreffenden Horizonte horizontal, wird die Ablenkung dem Winkel entsprechen, welchen der Whipstock vorgibt. Im Falle einfallender Horizonte wird die Bohrlochsneigung durch den Einfall der Schichten beeinflusst und daher ein anderes BHA verwendet werden. Das Bohren eines abgelenkten Loches mit Pendelgarnitur repräsentiert das bohrtechnisch simpelste und kostengünstigste Szenario und soll ein Erreichen des produzierenden Horizonts sicherstellen.

Ein Motor mit Meißel und Stabilizer ermöglichen eine bessere Kontrolle des Bohrlochpfades. Die bessere Kontrolle des Bohrlochverlaufes reduziert bohrtechnische Probleme wie doglegs und verringert die Abweichung des aktuellen Bohrlochverlaufes vom geplanten Bohrlochpfad. Der Bohrlochpfad und andere physikalische Parameter können mit einem MWD oder einem Gyro gemessen werden. Das Gyro wird per Wireline im Bohrloch am Motor abgesetzt und bestimmt die Position des Bohrlochpfades. Es ist nicht ständig eingebaut, sondern wird nach einem entsprechenden Bohrfortschritt eingebaut. Das MWD dagegen ist Teil des BHA und befindet sich hinter dem Motor. Es misst die Position, Druck und Temperatur und Eigenstrahlung des Horizonts. Die Daten werden mit positivem Spülpuls an die Oberfläche transferiert. Die Daten ermöglichen, den Bohrlochpfad in Echtzeit zu kontrollieren und Korrekturen vorzunehmen, um den gewünschten Bohrlochverlauf einzuhalten.

Der Einsatz des Gyros ist teurer als das MWD, da die Wireline-Einrichtung Obertage immer auf und abgebaut werden muss. Das Gyro ist obendrein zeitintensiver in der Anwendung als das MWD, da es per Wireline immer zum Messpunkt gebracht werden muss. Das Gyro kann mit ca. 100 m/min das Bohrloch befahren und das Messen selbst dauert ca. 30 min. Die für die Messung benötigte Zeit wird durch den Aufbau und Abbau der Wireline-Einheit Obertage mit ca. 1 Std. verlängert. Die Drillpipes müssen nicht ausgebaut werden, denn konventionelle Gyros haben einen Durchmesser von 1,75" und können durch die im Bohrloch hängenden 3,5" oder 2 7/8" Drillpipes eingebracht werden. Ein weiterer Nachteil des Gyros gegenüber dem MWD ist, dass es keine Eigenstrahlung messen kann. Mit den aufgezeichneten Daten während der Eigenstrahlungsmessung kann man grob unterscheiden, ob es sich um sandige oder tonige Schichten handelt. Deshalb sollten der aktuelle Bohrlochverlauf mit einem MWD System anstatt einem Gyro gemessen werden.

13.3.1.1.1 Abgelenkte Bohrung mit Pendelgarnitur

Das Ablenken mit Whipstock und Pendelgarnitur stellt die billigste Form einer abgelenkten Bohrung dar. In den meisten Fällen kennt man die Geologie in der Umgebung der Sonde und braucht daher meines Erachtens keine geophysikalischen

Messungen durchzuführen, um den produzierenden Horizont zu erbohren. Während des Bohrprozesses können mit Hilfe eines Mudloggers die Cuttings analysiert werden, oder vor Einbau der Verrohrung kann der Widerstand gemessen werden. Der Mudlogger braucht auch nicht ständig vor Ort zu sein, denn Cuttingsproben können von der Behandlungsmannschaft am Schüttelsieb genommen werden. Der Mudlogger muss nur kurz vor Erreichen der Endteufe anwesend sein, um das Durchbohren des produzierenden Horizonts festzustellen. Das Widerstandstool kann bei Bedarf zusammen mit dem Caliperlog vor dem Einbau der Casinge in das Bohrloch gebracht werden.

Der Ablenkpunkt einer abgelenkten Bohrung sollte unter der Zementoberkante der Förderrohrtour liegen. Der Ablenkpunkt sollte auch unter dem dynamischen Flüssigkeitsspiegel sein, damit beim Einbau einer Tiefpumpe diese im vertikalen Mutterloch abgesetzt werden kann. Eine Installation der Tiefpumpe im vertikalen Bohrloch verringert die mechanische Beanspruchung des Pumpgestänges und der Steigrohre. Durch die ständige Bewegung des Pumpgestänges im abgelenkten Bereich entstehen Biegespannungen am Pumpgestänge und Schliff an den Steigrohren. Die Biegespannungen und der Schliff reduzieren die Lebensdauer der Förderinstallation und erhöhen somit die Betriebskosten der Sonde.

Die Durchführung eines solchen Sidetracks inkludiert folgende Schritte im Feld, nachdem ein Ablenkpunkt identifiziert wurde:

- Ausbau der Förderinstallation
- Teilliquidation der alten Perforation
- Setzen eines Bridge Plugs unter dem Ablenkpunkt
- Einbau des Whipstocks und Orientierung des Whipstocks mit dem Gyro falls notwendig
- Einbau der Fräsgarnitur und Auffräsen eines Casingfensters
- Ausbau der Fräsgarnitur
- Einbau der Pendelgarnitur mit PDC Meißel
- Nach Erreichen der Endteufe Pendelgarnitur ausbauen und Caliperlog samt GR-CNL durchführen
- Liner und Linerhänger einbauen und zementieren
- Perforation des Liner mit Drilltubing TCP
- Swabb-PV
- Einbau der adaptierten Förderinstallation

Dieses Schema ist ein genereller Behandlungsplan und es können einzelne Punkte verändert werden. Ein konventioneller Whipstock oder ein One-trip System kann eingebaut werden. Beim Einbau eines konventionellen Whipstocks benötigt man zwei

Fräsgarnituren, um ein Fenster in das Casing zu fräsen. Die erste Fräsgarnitur beinhaltet ein Starting Mill und die zweite Fräsgarnitur besteht aus einem Window Mill, einem Water Melon Mill und einem String Mill. Die zweite Fräsgarnitur erweitert das Casingfenster, welches durch den Starting Mill geöffnet wurde. Das One-trip System, besteht aus einem Whipstock und einer Fräsgarnitur mit zwei Fräsern. Die Fräser sind ein Watermelon Mill und ein Formation Mill. Ein One-trip System würde sich ab einer Teufe von 600 m aus Kostengründen rentieren.[28] Das Ausbauen und Einbauen der zweiten Fräsgarnitur erhöht die Kosten, um ca. 15000 €. Diese zusätzlichen Standkosten vernichten die geringeren Anschaffungskosten eines konventionellen Whipstocks gegenüber eines One-trip Systems. Das derzeit zuverlässigste und kostengünstigste System ist der Trackmaster von Smith laut Gespräch mit Herrn Wohlfart (SOB/BT). In den Sonden, die eine hohe laterale Entfernung zu einem Bruch haben und eine gleichmäßige Ölsättigung im Bohrlochsnahen Bereich haben, kann man auf das Einmessen des Whipstocks mit einem Gyrotool verzichten. Das Einmessen des Whipstocks mit Hilfe des Gyros kostet ca. 5000€. Die Kosten für das Orientieren des Whipstocks richten sich nach der Teufe des Ablenkpunkts. Die GR-CNL Messung kann gestrichen werden, wenn eine Spiegelmessung in nahe liegenden Sonden vor kurzem durchgeführt wurde und die Mudlogger während dem Bohren die Cuttings analysieren. Eine GR-CNL Messung kostet ca. 7000 € und die Auswertung der Messung kostet zusätzlich 3000€.

In der folgenden Tabelle sind die Kosten für einen Sidetrack aufgelistet.

Abgelenkte Bohrung	Schätzkosten €
Winde + Geräte	31880
Windenpersonal	61600
Gerätelager	4552
Pumpservice	25200
PDS	0
Geophysik	0
TCP	0
Logistik	7700
Komplettierung	57000
Casinge	32000
Linerhänger	25000
Tiefpumpe	0
Gasliftventile	0
ABF Leistungen	0
Sonstiges	2468
Sonstige Leistungen	0
Plan erstellen AO	2468
Fremdleistungen	71000
Vetco messen	0
Mi Spülung	6000
Halliburton	15000
Smith	50000
Material	12300
Packer	1800
Chemikalien	10500
Sonstiges Material	0
Unvorhergesehenes	10%
Gesamtkosten	301070

Tabelle 11: Schätzkosten für einen 200 m langen Sidetrack mit Pendelgarnitur und Trackmaster von Smith

Die in Tabelle 11 dargestellten Schätzkosten beziehen sich auf einen Sidetrack von 200 m ohne Sandsperrmaßnahmen. Das Bohrloch hat eine Durchmesser von 5 1/2“ und der Liner ist ein 4,5“ J-55 11,6 lb/ft Casing. Die Schätzkosten inkludieren die Hälfte der Meißelkosten, da der Meißel in anderen Bohrungen weiterverwendet werden kann. Die Kosten für die Zementation beziehen sich auf ein Anbot von Halliburton. Der in Tabelle 11 angeführte Betrag für Smith inkludiert den Whipstock inklusive Fräsgarnitur und den Meißel. Die Whipstockkosten wurden schon auf zwei Sidetracks aufgeteilt, da die Fräsgarnitur in mindestens 2 Sidetracks verwendet werden kann. Die Schätzkosten enthalten keinen Betrag für die geophysikalischen Messungen, da in den meisten Situationen mit Hilfe des Mudloggers das Durchbohren der produzierenden Schichten festgestellt werden kann.

Sollte für die Komplettierung dieses Sidetracks eine Sandsperrmaßnahme notwendig sein, kann entweder ein ICGP mit einem 1,9“ Screen oder ein prepacked Liner eingebaut werden. Die Mehrkosten für einen ICGP belaufen sich auf 60000€ und die

eines prepacked Liners auf ca. 20000€. Die Zuverlässigkeit eines prepacked Liners ist allerdings geringer und daher sollte man einen ICGP installieren.

Die Zementationskosten können generell reduziert werden, wenn diese von Mitarbeitern der SOB-Abteilung anstatt von Fremdfirmen durchgeführt werden. Bei einer von der OMV durchgeführten Zementation kann man besser in die Planung eingreifen und die Qualitätskontrolle ist ebenfalls besser. Die Zementation ist sicherlich der heikelste Punkt des Projekts. Sie verhindert die externe Korrosion der Casinge und den crossflow zwischen den Horizonten hinter dem Casing. Damit die Zementation von der OMV durchgeführt werden kann, muss ein Premixtank angeschafft werden. Dieser Tank wird nicht nur für Zementationen des Sidetracks, sondern auch für zukünftige Liquidationen, andere Workover Jobs und Tätigkeiten während der Bohrung verwendet. Der für den Sidetrack benötigte Zement ist ein konventioneller Contragress Zement oder PZ 375 mit einigen Additiven. Contragress Zement wird in größeren Teufen verwendet. Die Additive sind in den meisten Fällen CFR3, HR4, Halad, Salz und Bentonit. CFR3 reduziert die Reibungsverluste und HR4 ist ein Verzögerer. Halad verringert den Flüssigkeitsverlust und Bentonit erhöht die Viskosität und die Ergiebigkeit.

13.3.1.1.2 Abgelenkte Bohrung mit Motor und MWD

Die Schritte für die Durchführung einer Ablenkung mit Motor und MWD sind dieselben wie für die Ablenkung mit Pendelgarnitur. Nur das BHA muss anders zusammengestellt werden und die Bohrkosten erhöhen sich, da die Tagessätze für das MWD und den Motor in die Bohrkosten einfließen. Die Tagessätze für das MWD und den Motor belaufen sich auf ca. 12500 € und es fallen noch Standbykosten an. Die Standbykosten entstehen durch den Aufbau und Abbau des MWD Zubehörs sowie die Kalibrierung des MWD vor dem Einsatz. Die Standbykosten belaufen sich auf ca. 5000€. Die Tagessätze für den Motor entfallen, falls man einen Motor kauft. Cavo bietet seine 3 ¾“ Motoren, welche für einen Bohrlochdurchmesser von 4 ¾“ bis 5 7/8“ eingesetzt werden können, für ca. 20000€ an. Seitens OMV sind Herr Nederlof (A-AO/PE) und Frau Möhrmann (A-SOB/BO) erfahrene Richtbohrer, die einen Sidetrack mit Motor betreuen können. Daher würde sich bei häufiger Verwendung des Motors der Kauf eines Motors von Cavo rentieren, da die Tagessätze wegfallen.

Die Kosten für eine abgelenkte Bohrung mit MWD und Motor von Schlumberger belaufen sich auf ca. 321000 €. Die Summe entsteht durch die Addition der Schätzkosten aus Tabelle 11 und 20000€ für das Richtbohrservice der Firma Schlumberger, welches für 30 Stunden in Anspruch genommen wird. Die Summe des Richtbohrservices ist nicht hoch, aber solange der Sidetrack ohne dieses System gebohrt werden kann, sollte man es auch weglassen.

Haben die eingebauten Casings im Mutterloch einen Durchmesser von 7", kann man einen maximalen Bohrl Lochsdurchmesser von 5 7/8" erzielen. Dieses Bohrl Loch kann man mit einem 4" Steigrohr oder einem 4 1/2" Casing komplettieren. Sind 6 5/8" Casings im vertikalen Bohrl Loch eingebaut, kann man einen Durchmesser von maximal 5 5/8" mit einem Bi-Center Meißel erreichen. Mit konventionellen Meißeln können Durchmesser bis 5 1/2" erreicht werden. Im Bohrl Loch können 4" und 4 1/2" Verrohrungen installiert werden. Ist ein 5 1/2" Casing im Mutterloch installiert muss ein 4 3/4" Bi-Center Meißel verwendet werden, um ein 4" Steigrohr einbauen zu können. Der Meißel kann ein Bohrl Loch mit einem maximalen Durchmesser von 5 3/4" herstellen. [32]

13.3.1.2 Short Radius Sidetracks

Ein sr Sidetrack kann mit einem Motor und einem MWD, oder mit einem ultra short radius System von Amoco gebohrt werden.

13.3.1.2.1 Short Radius Sidetracks mit Motor und MWD

Das BHA für einen sr Sidetrack unterscheidet sich nicht stark vom BHA für eine abgelenkte Bohrung mit Motor und MWD. Die verwendeten Motoren sind etwas aggressiver als die Motoren welche für ein abgelenktes Bohrl Loch zum Einsatz kommen. Die Motoren, welche für einen sr Bohrl Lochverlauf geeignet sind, haben eine kürzeren Rotor und Stator und können bis zu einem Radius von 145°/100 ft eingesetzt werden. Die Kurve wird gebohrt, wenn drei Punkte des BHA an der Bohrl Lochwand anliegen. Diese drei Punkte sind der Meißel, der erste Stabilizer hinter dem Meißel und das nähere Pad. Die drei Punkte sind weniger als 4 ft voneinander entfernt und ermöglichen somit einen kleinen Kurvenradius.

Beim Zusammenstellen des BHA muss man achten, dass nur Equipment zum Einsatz kommt, welches den gewünschten Kurvenradius erzielen kann. Falls ein kleinerer Kurvenradius als 180 ft erzielt werden soll, muss ein sr MWD eingesetzt werden. Der Motor und das MWD für diese short radius Applikationen haben höhere Tagessätze und nicht alle Servicefirmen haben diese Systeme in ihrem Produktkatalog. Die Tagessätze für ein short radius MWD mit Motor belaufen sich auf 17000 €.

Sobald die Kurve beendet wurde, kann vom Sliding in den Rotary Modus übergegangen werden. Die laterale Sektion kann dann im Rotary Modus gebohrt werden. Die laterale Sektion kann ohne Tauschen des BHA gebohrt werden. Das im Kurvenbereich befindliche Bohrgestänge ist hohen Belastungen ausgesetzt, da es trotz starker Umlenkung rotiert, wenn die horizontale Strecke gebohrt wird. Falls der Kurvenradius zu klein gewählt wurde, kann es zu sehr hohen mechanischen Belastungen kommen und der Strang kann brechen. Der Kurvenradius darf nicht zu klein gewählt werden, wenn wenig oder schlecht konsolidierte Formationen durchbohrt werden. Die Horizonte sind

instabil und benötigen eine Verrohrung. Casings sind steifer als die Drillpipes und können nur in Kurven mit geringeren Aufbauraten installiert werden. Die Voest Kindberg gibt den kleinstmöglichen Kurvenradius mit 115 ft für Casings mit VAGT Verbindern an laut E-Mail von Herrn Gfrerer. Daher können sr Sidetracks mit engeren Radien gebohrt werden, wenn die Sonde nicht verrohrt werden muss, da die möglichen Kurvenradien von der Qualität der Verbindern abhängen.

Die Kosten für ein sr Sidetrack mit Motor und MWD sind in Tabelle 12 aufgelistet.

Short radius Sidetrack	Schätzkosten €
Winde + Geräte	12752
Windenpersonal	24640
Gerätelager	3992
Pumpservice	12600
PDS	0
Geophysik	0
TCP	0
Logistik	6900
Komplettierung	0
Steigrohre	0
Pumpgestänge	0
Tiefpumpe	0
Gasliftventile	0
ABF Leistungen	0
Sonstiges	2468
Sonstige Leistungen	0
Plan erstellen AO	2468
Fremdleistungen	76000
Schlumberger	17000
Mi Spülung	6000
Weatherford	3000
Smith	50000
Material	7200
Packer	1800
Chemikalien	5400
Sonstiges Material	0
Unvorhergesehenes	10%
Gesamtkosten	161207,2

Tabelle 12: Schätzkosten für einen sr Sidetrack mit MWD und Motor mit openhole Komplettierung

Die in Tabelle 12 angeführten Kosten enthalten keine Komplettierungskosten, sondern nur die Bohrlochvorbereitungen und das Bohren eines lateralen Sidetracks von 30 m mit einem Kurvenradius von 120 ft. Sollte eine Komplettierung notwendig sein, erhöhen sich die Kosten, um 120000 € auf 280000 €. Die Komplettierungskosten beinhalten den Einbau eines 4“ geschlitzten Steigrohres, welches mit einem permanenten Packer abgesetzt wird. Das geschlitzte Steigrohr oder der geschlitzte Liner können vom SOB hergestellt werden. Zur Isolation der produzierenden Schichten mit den darüber liegenden Horizonten wird ein Externer Casing Packer eingebaut. Der Externe Casing

Packer befindet sich am Anfang des geschlitzten Bereiches, an der Schichtgrenze zu den anderen Horizonten. Der Externe Casing Packer wird unter anderem von ED Tools vertrieben und wird mit einem Tubingstrang und dem Combotool im Bohrloch gesetzt.



Abbildung 46: Expandierter XTRACAP Packer mit geschlitztem Liner nach Installation in einem lateralen Bohrloch [31]

Abbildung 46 zeigt eine Komplettierung mit einem XTRACAP Packer von ED Tools. Der Packer muss mit einem Tubing und dem Combotool expandiert werden. Das Combotool öffnet durch Druck ein Ventil des Packers und dann wird dieser expandiert bis er an der Bohrlochwand anliegt. Steigt der Druck weiter wird ein zweites Ventil geöffnet und das erste abgeschert. Das erste Ventil kann nie mehr geöffnet werden. Mit dem Aktivieren des zweiten Ventils wird der Druck an der Casinginnenseite abgelassen und das Combotool kann ausgebaut werden. Der XTRACAP kann in Kombination mit einem 4" Liner nur installiert werden, wenn das Bohrloch einen größeren Durchmesser als 5 1/4" besitzt. Zur Installation eines 4 1/2" Liners mit XTRACAP wird ein Bohrdurchmesser von 5 7/8" benötigt. Die Packer können nur in 6 5/8" oder 7" Förderrohrtouren eingebaut werden. Diese Verrohrung ist die einzig mögliche Komplettierung, welche zuverlässig und kostengünstig in den weniger stabilen Horizonten eingesetzt werden kann. [31] Eine mögliche horizontale Komplettierung mit einem XTRACAP Packer und geschlitztem Liner ist in Abbildung 47 dargestellt.

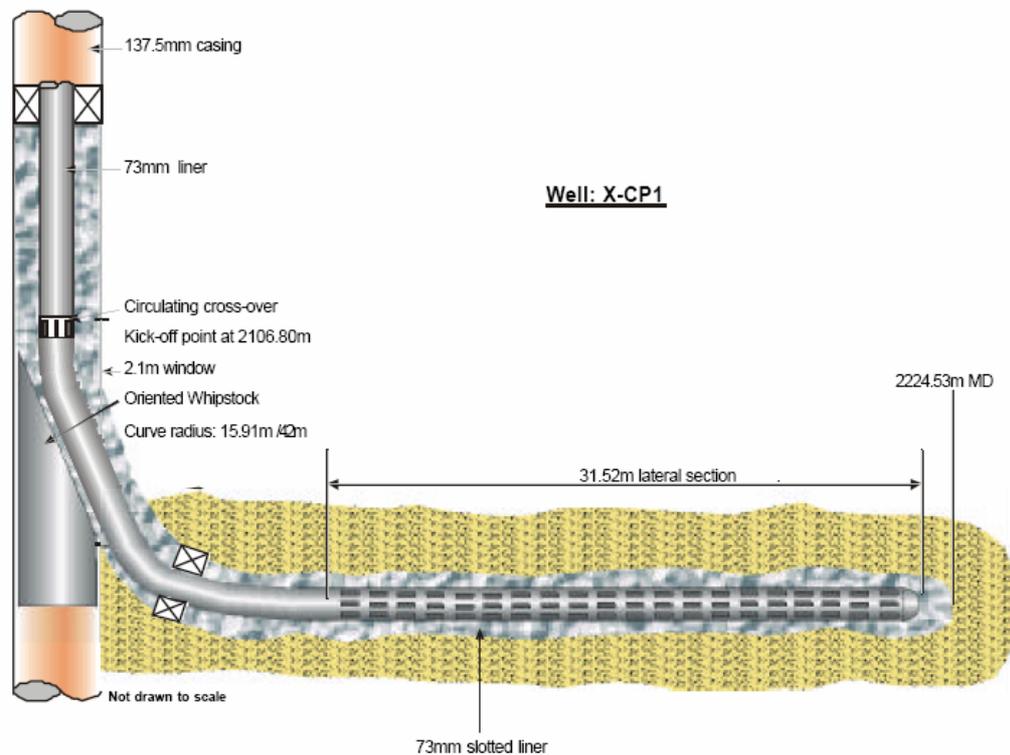


Abbildung 47: Mögliche Komplettierung mit XTRACAP Packer und geschlitztem Liner [44]

Die in Abbildung 47 dargestellte Komplettierung ist eine kostengünstige Variante für short radius Sidetracks, wenn ein crossflow hinter der Verrohrung erwartet wird. Hinter dem geschlitzten Liner ist der Externe Casing Packer zur Isolation angebracht und der geschlitzte Liner wird mit dem Linerhanger im Bohrloch abgesetzt. Die crossover Verbindung ist nicht notwendig und eine Tiefpumpe wird im vertikalen Bohrloch oberhalb des Linerhängers abgesetzt.

13.3.1.2.2 Short Radius Sidetrack mit System der Firma Amoco

Ein sr Sidetrack kann nicht nur mit einem MWD und einem Motor sondern auch mit einem von Amoco entwickelten System gebohrt werden. Das ultra short radius (usr) System wurde 1989 entwickelt und wird heute von mehreren lizenzierten Partnern vertrieben. Mit dem usr System wurden schon Radien bis zu 45 ft gebohrt, jedoch kann es keine ultra short radius Kurven bohren. In diesen engen Radien kommen allerdings Titan Drillpipes zum Einsatz, aufgrund der hohen Belastungen in der gekrümmten Bohrlochsektion. In Kurven mit größeren Radien als 90 ft können normale 3 ½“ Drillpipes eingesetzt werden, was der Feldtest von Granddirections bewiesen hat. [30]

Das usr tool besteht nur aus mechanischen Teilen und hat keinen Motor oder andere elektronische Teile. Das usr System beinhaltet zwei Bohrgarnituren. Eine Bohrgarnitur kann die Kurve bohren und die andere wird für die laterale Sektion verwendet. Die Garnitur welche für den gekrümmten Bereich entwickelt wurde ist in Abbildung 48 dargestellt.

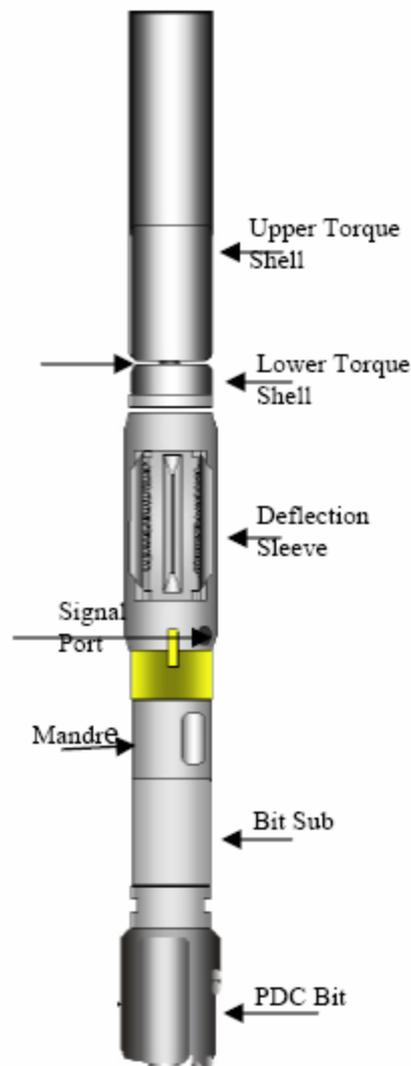


Abbildung 48: Bestandteile der CDA Garnitur von Amoco [20]

Das curvature drilling assembly (CDA) besteht aus einem antiwhirl PDC Meißel, einem Meißelübergang, einem Signalingring, einer Ablenkungsmanschette und einem Zapfen. Der antiwhirl Meißel wird benötigt, da starke Seitenkräften am Meißel in einigen Formationen entstehen. Die Seitenkräfte bewegen den Meißel im Bohrloch und durch die Bewegung wird der Bohrlochsdurchmesser vergrößert. Das Phänomen tritt am häufigsten in harten Schichten oder am Schichtübergang zwischen weichen und harten Schichten auf. Das CDA liegt mit dem Meißel und dem am unteren Ende der Abweigungsmanschette befindlichen Verschleißring am Bohrloch an. Der Abstand dieser zwei Punkte kann durch den Meißelübergang verändert werden. Die Änderung dieses Abstandes beeinflusst den Kurvenradius des CDA wie Gleichung 11 zeigt.

$$R = \frac{L^2}{D - d} \quad [11]$$

Die in Gleichung 11 angeführten Größen sind in Abbildung 49 dargestellt und zeigen die Lage des CDA in einer Bohrlochskurve.

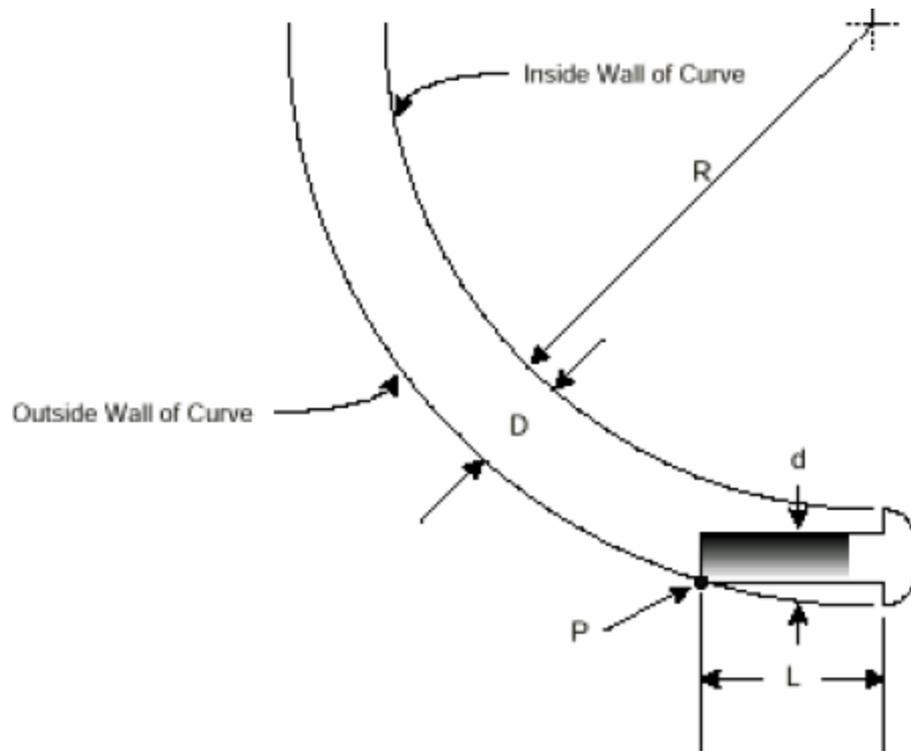


Abbildung 49: Mathematische Beschreibung des Bohrlochverlaufes einer CDA Garnitur [19]

D ist der Durchmesser des Meißels, d ist der Durchmesser des Verschleißrings und L ist der Abstand zwischen Meißel und Verschleißring. P symbolisiert den Punkt wo der Verschleißring am Bohrloch anliegt. Aus Gleichung 11 geht hervor, dass der Radius der Kurve quadratisch proportional zur Distanz zwischen Meißel und Verschleißring ist. Verdoppelt man die Distanz zwischen diesen Punkten, vervierfacht sich der Radius der gebohrten Kurve.

Die Kurve wird gebohrt, da der Meißel immer in Richtung Kurventangente zeigt. Sollte der Kurvenradius zu klein sein, zeigt der Meißel zur äußeren Seite der Kurve und der Radius vergrößert sich. Ist der Radius zu groß, zeigt der Meißel zur inneren Seite des Bohrloches und verkleinert den Kurvenradius.

Sobald das CDA im Bohrloch positioniert ist, wird es mit einem Gyro orientiert. Danach werden ein Winkelmesser an der Winde und eine Markierung am Arbeitsstrang angebracht. Beide Anzeigen müssen in die gleiche Richtung zeigen, damit die gewünschte Orientierung gegeben ist.

Die Ablenkungsmanschette gibt einen Winkel vor und ermöglicht somit den Aufbau einer Kurve. Um eine Kurve zu bohren, muss die Manschette so positioniert sein, dass die

Exzentrizität nach außen schaut. Die Manschette wird mit einer Drehung gegen den Uhrzeiger positioniert und bei Rotationen im Uhrzeigersinn behält sie die Orientierung bei. Die Manschette hat auch eine Öffnung für die Spülung und einen Signalingring. Durch die Meißelrotation wird die Öffnung geschlossen und wieder geöffnet. Dieser Prozess erzeugt ein Drucksignal, welches an der Oberfläche beobachtet werden kann. Das Drucksignal und die Position der beiden Markierungen müssen übereinstimmen. Ist dies nicht der Fall, muss die gewünschte Orientierung mit einer Drehung nach links wieder hergestellt werden.

Der obere und untere torque shell ist mit einem Zapfen verbunden. Der Zapfen ermöglicht eine Rotation bei unterschiedlichen Winkeln der beiden Teile. Die Rotation wird durch die Drehung des Drillpipes erzeugt.

Das usr System besteht zusätzlich noch aus einem lateral drilling assembly (LDA), welches in Abbildung 50 dargestellt ist.

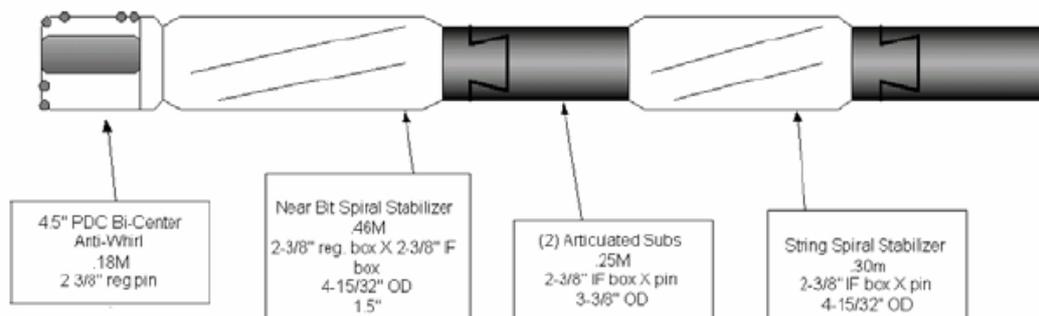


Abbildung 50: Zusammensetzung einer gewöhnlichen LDA Garnitur für laterale Sektionen [20]

Das LDA wird verwendet, um eine laterale oder stark geneigte Sektion zu bohren, ohne dabei die vorgegebene Neigung zu verändern. Wie Abbildung 50 zeigt, besteht das LDA aus einem antiwhirl Meißel, zwei Stabilizer und zwei gelenkigen Übergängen. Der letzte Übergang ist mit einer speziell gefertigten Drillpipe verbunden. Die Drillpipe besteht aus Titan und Stahl, da sie in der gekrümmten Sektion hohen Belastungen ausgesetzt ist. Diese speziell gefertigte Drillpipe kommt aus Kostengründen nur in der Kurve und der lateralen Sektion zum Einsatz. Für die restliche Länge können konventionelle Drillpipes verwendet werden. Die bisherigen Anwendungen im Feld haben gezeigt, dass das LDA sehr gut die Neigung halten kann. Dieser Umstand ermöglicht lange horizontale Sektionen ohne Verlassen des Horizonts in dünnmächtigen Schichten zu bohren.

Der Bohrlochverlauf kann mit magnetischen Messungen und Beschleunigungsmessgeräten kontrolliert werden. Das Messgerät wird mit einem 1,5“ Strang ins Bohrloch gebracht und in diesem Strang befindet sich ein 5/6“ Kabel. Das

Kabel transportiert die Daten in Echtzeit an die Oberfläche zur Auswertung. Das Messgerät misst folgende Parameter am oberen torque shell des CDAs, oder am letzten Überzug beim LDA.

- Neigung
- Azimut
- Magnetische Feldstärke
- Temperatur
- Magnetische und gravitationsbedingte Richtung

In der horizontalen Sektion werden normalerweise alle 30 Meter Messungen vorgenommen und in der Kurve zwei bis drei mal. [19], [21]

Während des Einsatzes im Feld müssen folgende Schritte befolgt werden:

- Förderinstallation ausbauen
- 10 m mit Section Mill auffräsen, bei Kurvenradien bis 60 ft
- Druckzementation der alten Perforation bis 3 m über Oberkante des aufgefästen Fensters
- Garnitur ausbauen und CDA zusammensetzen
- CDA mit TitanDP und konventionellen. 2 7/8 DP einbauen
- CDA mit Gyro orientieren und Winkelmesser bzw. Markierung am Strang anbringen
- Zement weiter aufbohren und nach bestimmten Intervall (1-3 ft) neu einrichten
 - Zur Orientierung des CDA Bohrstrang kurz anheben
 - Bohrstrang nach links rotieren bis Druckanzeige an Oberfläche erscheint
 - Manschette weiter nach links drehen bis Winkelmesser und Bohrstrang übereinstimmen
 - Bohrstrang auf und ab bewegen damit Ablenkmanchette einrastet
 - Bohrstrang am Boden absetzen und weiterbohren
- Messgerät mit 1,5" Strang ins Bohrloch einbringen und Bohrlochverlauf kontrollieren
- Nach Erreichen der gewünschten Bohrlochneigung CDA ausbauen
- LDA mit Titanpipe und DP einbauen und laterale Sektion bohren
- Alle 30-50 m Messgerät einbauen und Bohrlochverlauf überprüfen
- LDA ausbauen
- Falls gewünscht Titanpipe und DP einbauen und Säuerung der Formation durchführen
- Strang ausbauen und Förderinstallation einbauen

Die Methode kann nur eingesetzt werden, falls keine Verrohrung benötigt wird, da die Kurvenradien zu klein für die Casings sind. Die Verrohrung braucht nicht in stabile Horizonte eingebracht werden. In stabilen Horizonten ist während der Druckabsenkung kein Sandproblem zu erwarten. Außerdem kommt es in stabilen Horizonten zu keinem

Einfall der Schichten oder zu Verschiebungen. In Formationen mit zu geringer Mächtigkeit, werden aufgrund des Bohrlochverlaufes mehrere Horizonte durchbohrt. Die Horizonte haben unterschiedliche Drücke und es kommt während der Produktion zu einem crossflow. Ein crossflow kann mit einer Zementation hinter der Verrohrung verhindert werden oder mit einem Externen Casing Packer.

Sollte eine Verrohrung nötig sein, muss der Kurvenradius erhöht werden. Dieser Kurvenradius kann durch den Einbau eines anderen Meißelüberganges in das Standard-CDA erreicht werden. Für die Standardausführung des usr Systems von Amoco müsste der Übergang eine Länge von 1,75 ft haben, damit ein Kurvenradius von 120 ft gebohrt werden kann.

Die Kosten für den Einsatz des USR von Amoco sind schwer zu eruieren und daher stütze ich mich auf Werte aus der Literatur. In Oklahoma wurden drei horizontale Wasserinjektoren von Granddirections mit lateralen Sektionen bis zu 1100 ft gebohrt. Die Kosten beliefen sich auf ca. 250000 \$ pro Bohrung ohne Komplettierung. Die Kosten beinhalten die Bohrlochvorbereitung und die Bohrkosten. [20]

Die Kosten für die Bohrungen im Oman lagen in der gleichen Größenordnung, ohne Berücksichtigung der höheren Transportkosten. Das usr System sollte daher in mehreren Sonden in einer Kampagne verwendet werden, um die Logistikkosten auf mehrere Projekte aufteilen zu können. Im Anhang befindet sich eine Liste der Firmen, die dieses System vertreiben. Die größte Erfahrung mit Feldapplikationen des USR System hat Granddirections, obwohl die anderen Firmen es auch häufig einsetzen. Mit Granddirections muss allerdings eine Vereinbarung getroffen werden, da Granddirections keine Servicefirma ist und Beteiligungen anstrebt oder Partner für Feldtests sucht.

Ich kann nur Kosten, welche die Bohrlochvorbereitung und die Anlagenkosten inklusive Personalkosten beinhalten, angeben. Diese Kosten belaufen sich auf ca. 105000 €, wenn für das Bohren einer lateralen Sektion von 30 m und der Kurve 24 Std. kalkuliert werden. Mit den Firmen ist nochmals Kontakt aufzunehmen, wenn man konkrete Projekte ausgearbeitet hat, da diese keine Informationen hergeben wollten.

Ich würde nur dann eine laterale Sektion planen, wenn keine Verrohrung eingebaut wird. Die laterale Strecke braucht nicht länger als 30 bis 50 m sein, da längere Sektionen die Kosten nur erhöhen, aber die Produktion nicht wesentlich steigern. Sobald in lateralen Sektionen eine Verrohrung eingebracht wird, muss eine lange Perforation durchgeführt werden oder ein geschlitzter Liner mit Externem Casing Packer eingebaut werden. Die Perforation kann nicht am Kabel sondern nur mit dem Coiled Tubing erzielt werden, da

das Kabel nicht durch die Kurve geschoben werden kann. Diese Perforation bedarf einerseits höherer Kosten durch die großen Ladungen und andererseits Mobilisierungskosten der Coiled Tubing Anlage. Wird allerdings die Kurve nur bis zu einem Winkel von 50 bis 60° aufgebaut und dann eine Tangente an die Kurve durch den produzierenden Horizont gelegt, reduzieren sich die Komplettierungskosten. Perforationen können bis zu 60° am Wireline durchgeführt werden. Die stark abgelenkte Komplettierung bedarf einer kürzeren Perforation, da die vertikale Permeabilität den Zufluss nur marginal beeinflusst. Bei Bohrlochsneigungen unter 60° treten ebenfalls weniger hydraulische Probleme auf. Liegt die Bohrlochsneigung unter 60° kommt es nur selten zu einer Akkumulation der Cuttings an der Bohrlochunterseite. Die Anhäufung von Cuttings kann zum Stecken des Bohrstranges führen. In Coiled Tubing Applikationen tritt dieses Phänomen häufiger auf, da der Strang nicht rotiert werden kann. Daher sollten solche stark geneigten Bohrungen mit Drillpipes gebohrt werden. Die Drillpipes können während dem Bohren rotiert werden und wirbeln immer wieder Cuttings von der Bohrlochunterseite auf. Dies reduziert die massive Ablagerung der Cuttings und somit die Wahrscheinlichkeit vom Steckenbleiben des Bohrstranges.

13.3.1.3 Usr Sidetrack

Der Bohrlochverlauf des usr sidetracks besteht aus einer Kurve mit sehr kleinem Kurvenradius und ist daher ungeeignet für jegliche Art der Verrohrung. Das Hauptanwendungsgebiet dieses Sidetracks beschränkt sich daher vorwiegend auf härtere stabile Schichten. Der usr Sidetrack kann mit zwei verschiedenen Systemen gebohrt werden. Das eine System beseitigt die Formation mit einem Meißel und das andere System verwendet einen Wasserstrahl. Ein usr Sidetrack wird häufig in geringmächtige Schichten gebohrt, da aufgrund des kleinen Kurvenradius von 1 ft kaum benachbarte Horizonte tangiert werden. Der usr Sidetrack wird verwendet, um die Schädigung im bohrlochsnahen Bereich zu beseitigen, wenn Frac-Behandlungen nicht anwendbar sind. Frac-Behandlungen sind kostspielig und daher in Sonden mit geringen Förderraten unwirtschaftlich. Die vertikale Ausbreitung der Hydraulic Fracs ist schwer zu kontrollieren und daher können sie nicht in Schichten in der Nähe des OWK eingesetzt werden.

13.3.1.3.1 Usr System von Penetrators

In Abbildung 51 ist das Penedrill System dargestellt, welches einen usr Sidetrack bis zu 2,5 m radial vom Mutterloch in die Formation bohren kann. Diese radialen Löcher können in vier bis acht Richtungen für die gleiche Teufe gebohrt werden.

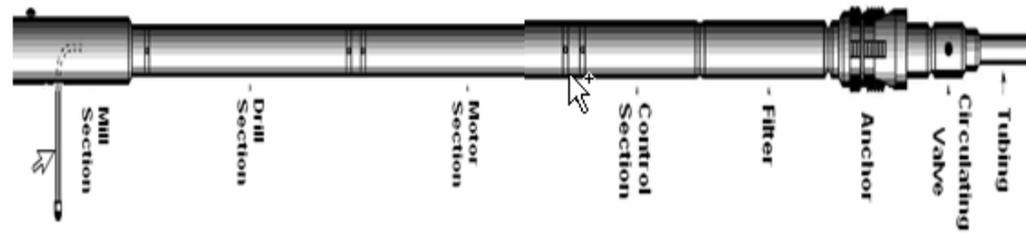


Abbildung 51: Penedrill System von Penetrators zum Bohren von kurzen radialen Bohrlöchern [29]

Das System besteht aus einem Motor, einem Fräswerkzeug, einer Kontrolleinheit, einem Bohrwerkzeug, einem Ventil und einem Anker. Das Penedrill System wird mechanisch mit dem Anker im Bohrloch durch Zug und Drehung des Stranges abgesetzt. Dann wird mit der Spülpumpe die Kontrolleinheit aktiviert. Der Ringraum zwischen Casing und Steigrohr muss geöffnet sein, damit kein Druckaufbau im Bohrloch entsteht. Durch Erhöhung des Drucks wird ein Karbidfräser ausgefahren und der hydraulische Motor rotiert den Fräser. Der Fräser erzeugt ein Loch von 26 mm Durchmesser im Casing, ohne den Zement zu beschädigen. Der Kolben wird aktiviert und das Fräswerkzeug wird wieder eingeholt. Ein hydraulischer Schlitten drückt den Fräser in Richtung Bohrloch Sohle. Gleichzeitig wird das Bohrwerkzeug gegen das Casing gedrückt. Der hydraulische Motor rotiert nun einen flexiblen Bohrstrang aus Kunststoff und der Meißel dreht sich ebenfalls. Der Meißel ist mit Diamanten besetzt und bohrt sich in die Formation. Das Sidetrack Bohrloch ist sehr gerade, denn durch den Spülungsdruck wird der flexible Bohrstrang steif und erzeugt laterale Sektionen mit geringen Abweichungen. Die Spülung transportiert die Cuttings in das Bohrloch, wo diese sich sammeln. Der Bohrstrang wird mit Hilfe des hydraulischen Kolbens eingeholt und der Anker wird durch eine Drehung gelöst. [29]

Das Penedrill System kann mit verschiedenen Spülungstypen verwendet werden und für den Bohrvorgang werden maximal 1 m³ Spülung benötigt. Wird Wasser als Spülung eingesetzt, müssen ein Reibungsreduzierer und ein Schmiermittel beigefügt werden. Das tool kann bei Bedarf mit einem Gamma-Ray/CCL Log, ähnlich wie eine Perforationskanone eingemessen werden.

Im Folgenden sind die Schritte aufgelistet, die nötig sind, um einen Tunnel mit dem Penedrill System zu bohren:

- Förderinstallation ausbauen
- Scraper + DT einbauen
- Scraper ausbauen
- GR/CNL Messung am Kabel durchführen, um OWK zu bestimmen
- Penedrill System einbauen und durch Zug und Rotation absetzen

- Pumpe starten und durch verschiedene Drücke Fräsgarnitur und Bohrwerkzeug aktivieren
- Penedrill System durch Drehung lösen und ausbauen
- Bohrloch durchzirkulieren
- Förderinstallation einbauen

Zum Betrieb des Penedrillsystems werden 2 Personen pro 12 stündiger Schicht benötigt. Der Aufbau und Test des Systems dauert ca. 12 bis 16 Stunden und kann während den Vorbereitungsarbeiten durchgeführt werden. In Tabelle 13 sind die Schätzkosten für das Penedrill System aufgelistet.

Penedrill System	Schätzkosten €
Winde + Geräte	12752
Windenpersonal	24640
Gerätelager	4467
Pumpservice	8400
PDS	4220
Geophysik	4220
TCP	0
Logistik	6900
Komplettierung	0
Steigrohre	0
Pumpgestänge	0
Tiefpumpe	0
Gasliftventile	0
ABF Leistungen	0
Sonstiges	2468
Sonstige Leistungen	0
Plan erstellen AO	2468
Fremdleistungen	50000
Vetco messen	0
Halliburton	0
Weatherford	0
Penetrators	50000
Material	17200
Packer	1800
Chemikalien	15400
Sonstiges Material	0
Unvorhergesehenes	10%
Gesamtkosten	144151,7

Tabelle 13: Schätzkosten für zwei laterale Bohrlöcher ohne Logistikkosten

Als Grundlage für diese Schätzkosten wurde das Bohren von zwei Sidetracks herangezogen. Die Schätzkosten enthalten allerdings keine Transportkosten und Personalkosten.

Es wäre sinnvoll, wenn man abermals eine Kampagne mit mehreren Sonden durchführt, da das System aus Alberta antransportiert werden muss. Der Transport ist sicherlich

kostspielig für das System und das Personal, da eine weite Distanz zurückgelegt werden muss.

Ein Nachteil dieses usr Systems ist, dass nach der Beendigung des Tunnels kein Sand zur Stabilisierung der unkonsolidierten Formation eingepresst werden kann. Daher sollte man meiner Meinung nach das tool nur in konsolidierten Formationen verwenden. An einer Lösung dieses Problems wird gerade gearbeitet. Bis zum Einsatz im Feld wird dies noch einige Zeit dauern, da noch nicht einmal ein Prototypstatus erreicht ist.

13.3.1.3.2 Usr System von Wellenhancement LLC

Das radial jet tool von Wellenhancement LLC erlaubt laterale Tunnel in die Formation bis zu einer Eindringtiefe von 50 m zu bohren. Die lateralen Tunnel werden mit Hilfe eines Hochdruckwasserstrahls erzeugt und die Cuttings werden in das Bohrloch transportiert. Die verwendete Spülung besteht aus Wasser und KCL. Daher kann das System nur in Formationen eingesetzt werden, die nicht sensibel auf Wasser reagieren.

Das radial jet tool ist in Abbildung 52 dargestellt.

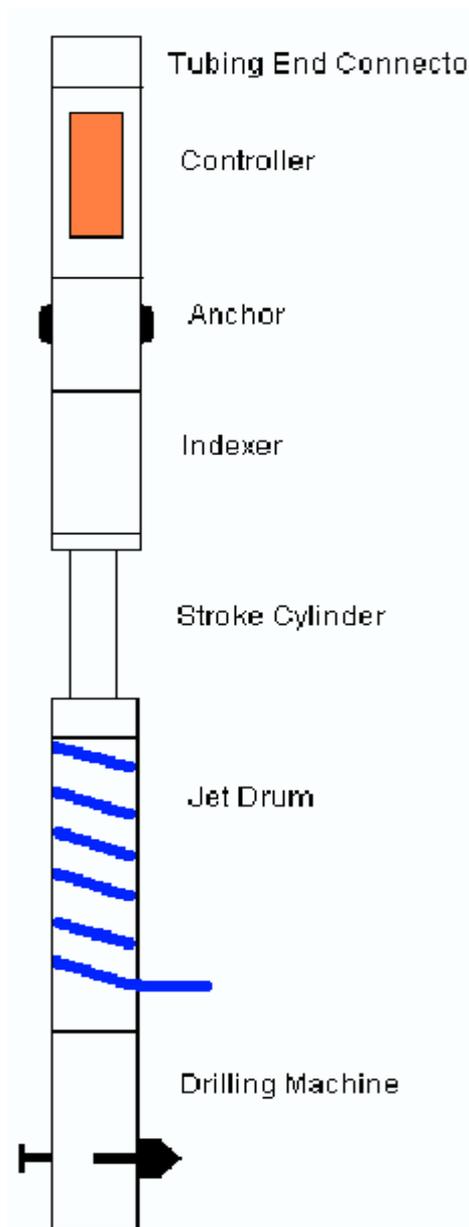


Abbildung 52: Zusammensetzung des radial jet Systems von Wellenhancement LLC [17]

Das radial jet System besteht aus einem Anker, einer Kontrolleinheit inklusive Motor, einer Orientierungsvorrichtung, einer Steuereinheit, einem Zylinder mit Kolben und einer Bohrgarnitur mit Kabelspule. Das System wird mit einem Coiled Tubing ins Bohrloch gebracht und durch Druck wird der Anker aktiviert. Im Coiled Tubing befindet sich eine elektrische Leitung für die Stromzufuhr und den Signalaustausch. Ebenfalls befindet sich im Coiled Tubing ein ½“ Schlauch für den Spülungstransport. Der Anker hält das System während des Bohrvorganges in Position. Die unter dem Anker befindlichen Teile können mittels Orientiervorrichtung gedreht werden, damit die horizontalen Bohrungen in verschiedene Richtungen gebohrt werden können. Die Orientiervorrichtung wird hydraulisch aktiviert. Der Azimut wird von der Steuereinheit gemessen und das Signal wird über das im Coiled Tubing befindliche Kabel an den Operator transferiert. Die Bohreinrichtung wird durch einen Gleichstrommotor angetrieben und fräst ein Loch in

das Casing ohne die Zementation zu zerstören. Der Kolben wird mit hydraulischem Druck beaufschlagt und wickelt den Hochdruckschlauch inklusive Bohrkopf von der Spule bis der Kopf in das gefräste Loch eindringt. Die Formation wird durch den Hochdruckwasserstrahl beseitigt und die feinsten Cuttings ins Bohrloch transportiert. Die Formation wird durch Erosion, hydraulisches Brechen, Zugbruch und Kavitation beschädigt. Die Erosion beseitigt Fragmente auf der Formationsoberfläche, sobald die Scher- und Kompressionsspannung des Flüssigkeitsstrahls auf die Oberfläche auftrifft. In permeablen Formationen dringt der Flüssigkeitsstrahl in die Formation und bricht Teile dieser auf, wenn die Zugfestigkeit der Formation erreicht wird. Der Zugbruch entsteht, wenn der Druck an der Formationsoberfläche reduziert wird. Durch die Reduktion werden Zugspannungen induziert, die höher als die geringste effektive Gebirgsdruckspannung sein können und somit die Formation beschädigen. Voraussetzung für die Kavitation ist, dass der Druck in Engstellen des Bohrkopfes unter den Dampfdruck sinkt und sich Blasen bilden. Der Druck steigt wieder, falls die Blasen größere Querschnitte passieren. Die Blasen implodieren, wenn der Druck den Dampfdruck erreicht. Dieser Prozess führt zur Ausbildung von Schockwellen, welche die Erosion und den Zugbruch unterstützen.

Der Schlauch mit dem Bohrkopf wird durch zwei Mechanismen fortbewegt. Unterdruck entsteht zwischen Bohrkopf und Formationsoberfläche durch den ausströmenden Wasserstrahl. Der statische Druck zwischen Bohrkopf und Formationsoberfläche ist in Gleichung 12 angegeben.

$$P_{stat} = P_{Umgebung} - \frac{\rho \cdot v^2}{2} \quad [12]$$

Der statische Druck zwischen Bohrkopf und Formation ist kleiner als der Umgebungsdruck des Bohrkopfes. Die Differenz zwischen Umgebungsdruck und statischem Druck beschreibt das Produkt aus Dichte und Geschwindigkeit des Flüssigkeitsstrahls. Die Geschwindigkeit des Strahls wird durch die Spaltbreite zwischen Bohrkopf und Formation bestimmt.

Die nach hinten gerichteten Düsen erzeugen eine Kraft, welche den Bohrlochkopf vorwärts bewegt. Die Bewegung des Bohrlochkopfes und die Rückhaltewirkung der Schlauchtrommel versetzen den Schlauch unter Spannung und ermöglichen das Bohren eines geraden Tunnels. Durch den hohen Spülungsdruck im Schlauch wird dieser ebenfalls begradigt und Abweichungen von einem lateralen Bohrlochverlauf minimiert. [17]

Die folgenden Schritte müssen durchgeführt werden, um ein radial jet tool im Feld einzusetzen:

- Förderinstallation ausbauen
- GR/CNL Log und DT einbauen, um OWK zu bestimmen
- CT-Einheit aufbauen und radial jet System zusammenbauen
- Radial jet tool am CT ins Bohrloch bringen und mit hydraulischem Druck absetzen
- Radial jet tool orientieren und Loch in das Casing fräsen
- Schlauch in das Casingfenster einbringen und mit Hochdruckstrahl einen lateralen Tunnel bohren
- Schlauch wieder aufrollen und radial jet tool neu orientieren
- Nach Beendigung der lateralen Sektionen Anker lösen
- Tool ausbauen
- CT-Einheit abbauen
- Bohrloch durchzirkulieren
- Swabb-PV durchführen
- Adaptierte Förderinstallation einbauen

Für dieses System fallen ebenfalls hohe Transportkosten an und daher sollten mehrer Sonden hintereinander behandelt werden. Zusätzlich fallen noch Kosten für das Coiled Tubing an, damit das System im Bohrloch abgesetzt werden kann. Ein weiterer Nachteil dieses Systems ist, dass keine Verrohrung eingebaut werden kann. Man kann nur versuchen einen Gravelpacksand in die laterale Sektion einzubringen. In das Bohrloch werden Drillpipes gehängt und der Sand wird mit Flüssigkeit in die laterale Sektion eingepresst. Dabei muss ein Bridge Plug unterhalb und ein Packer oberhalb des lateralen Bohrlochs abgesetzt werden. Es ist aber nicht garantiert, dass die Formation den Gravelpacksand einschließt und der Gravelpack nicht mit dem Medium produziert wird. Daher sollte man dieses System nur in Formationen anwenden, die stabil sind und keine Stabilisation der Formation benötigen. Es gibt nämlich keine Referenzen für das Einbringen von Gravelpacksand in laterale Bohrlöcher und daher gibt es keine Aussagen über die Erfolgswahrscheinlichkeit dieser Sandsperurmaßnahme. Daher habe ich in Tabelle 14 nur die Schätzkosten für das Bohren einer lateralen Sektion ohne die Durchführung einer Sandsperurmaßnahme dargestellt. Die Schätzkosten in Tabelle 14 enthalten wiederum keine Transportkosten für das System von Wellenhancement, aber die Mobilisierungskosten für das Coiled Tubing von Seyring sind schon inkludiert.

Radial jet tool	Schätzkosten €
Winde + Geräte	6376
Windenpersonal	12320
Gerätelager	3907
Pumpservice	2100
PDS	4220
Geophysik	4220
TCP	0
Logistik	6430
Komplettierung	0
Steigrohre	0
Pumpgestänge	0
Tiefpumpe	0
Gasliftventile	0
ABF Leistungen	0
Sonstiges	2468
Sonstige Leistungen	0
Plan erstellen AO	2468
Fremdleistungen	126500
Vetco messen	0
Halliburton	80000
Mi Spülung	6500
Wellenhancement	40000
Material	7430
Packer	0
Chemikalien	7430
Sonstiges Material	0
Unvorhergesehenes	10%
Gesamtkosten	188926,1

Tabelle 14: Schätzkosten für zwei Bohrlöcher gebohrt mit dem radial jet System ohne Logistikkosten

13.3.1.3.3 Ultra short radius radial System (usrss) von Petrojet

Das System von Petrojet wurde von Petrolphysics Ende der 80er entwickelt. Es ist in Abbildung 53 dargestellt und bietet die meisten Komplettierungsmöglichkeiten aller ultra short radius Systeme. Dieses System kann in weniger stabilen Formationen angewendet werden, da man Sandspermaßnahmen während dem Einsatz des Systems durchführen kann. Diese Sandspermaßnahmen sind gängige Methoden und daher hat Petrojet einen hohen Grad an Erfahrung.

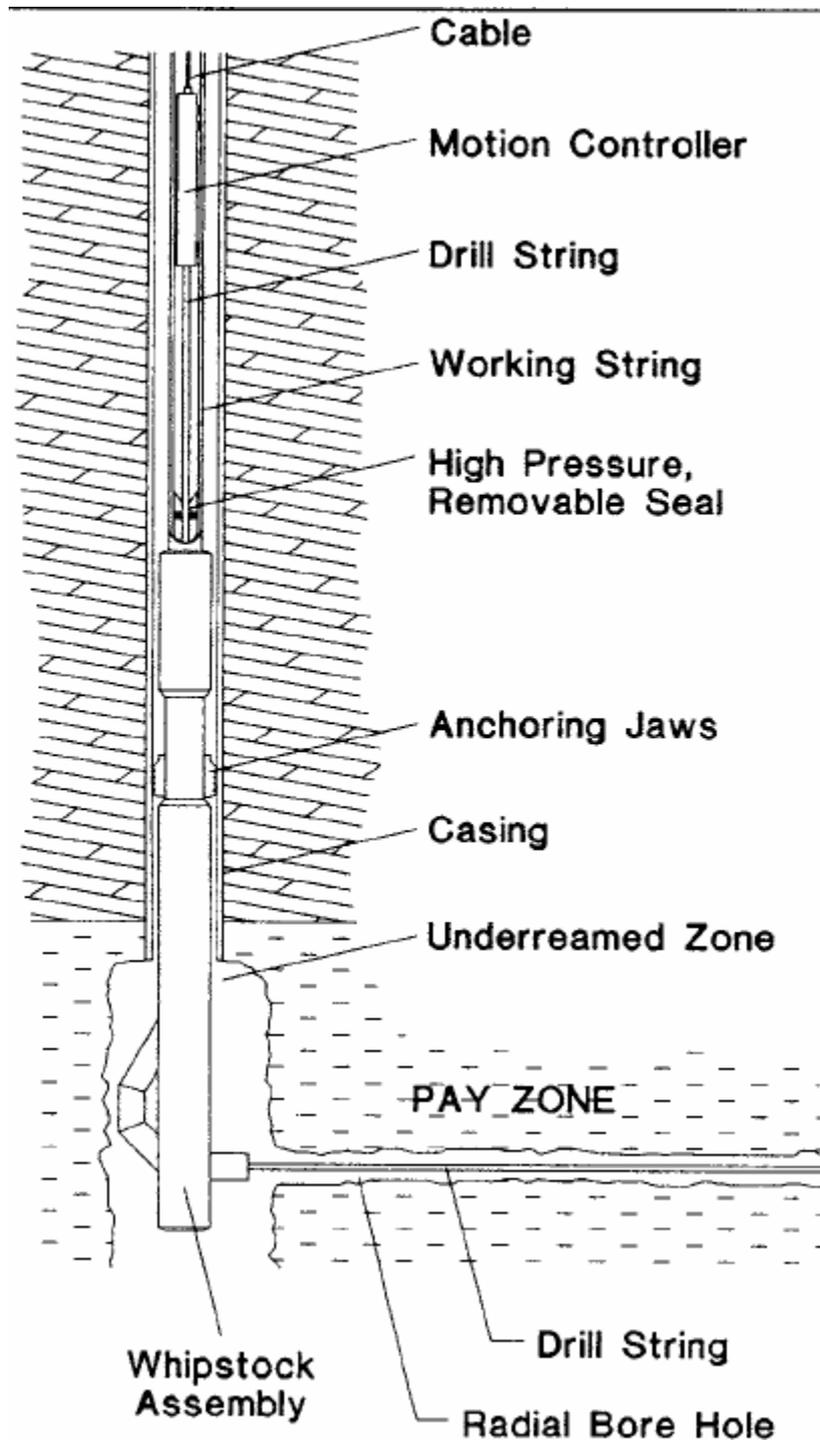


Abbildung 53: Im Bohrloch installiertes usrs von Petrojet zum Bohren einer lateralen Strecke [18]

Das System besteht aus einem Whipstock, einem flexiblen Bohrstrang mit Hochdruckdüsen, einer Bewegungskontrolleinrichtung und einem Kabel. Der Whipstock kann nur im Bohrloch abgesetzt werden, wenn das Casing aufgefärsst wird und die Formation underreamed wird. Der Whipstock wird mit einem 4 ½" Arbeitsstrang in das Bohrloch gebracht. Der Bohrkopf wird mit einem 1 ¼" Bohrstrang verbunden und in einem Hochdruckübergang im Whipstock abgesetzt. Am Ende dieses Stranges wird eine Bewegungskontrolleinrichtung angebracht und ein Kabel. Das Kabel befindet sich

innerhalb des Arbeitsstranges und reicht bis Obertage. Der Arbeitsstrang wird durch Rotation und gleichzeitiger Aktivierung des Ankers abgesetzt. Der Whipstock wird aufgerichtet, wenn der Arbeitsstrang angehoben wird. Der Arbeitsstrang und der Whipstock werden dann durch hydraulische Zylinder in Position gehalten. Im Whipstock befinden sich Rollen, die den 1 ¼" Bohrstrang kontinuierlich ablenken. In der nächsten Abbildung ist der Whipstock vergrößert dargestellt, um den Bohrprozess besser erklären zu können.

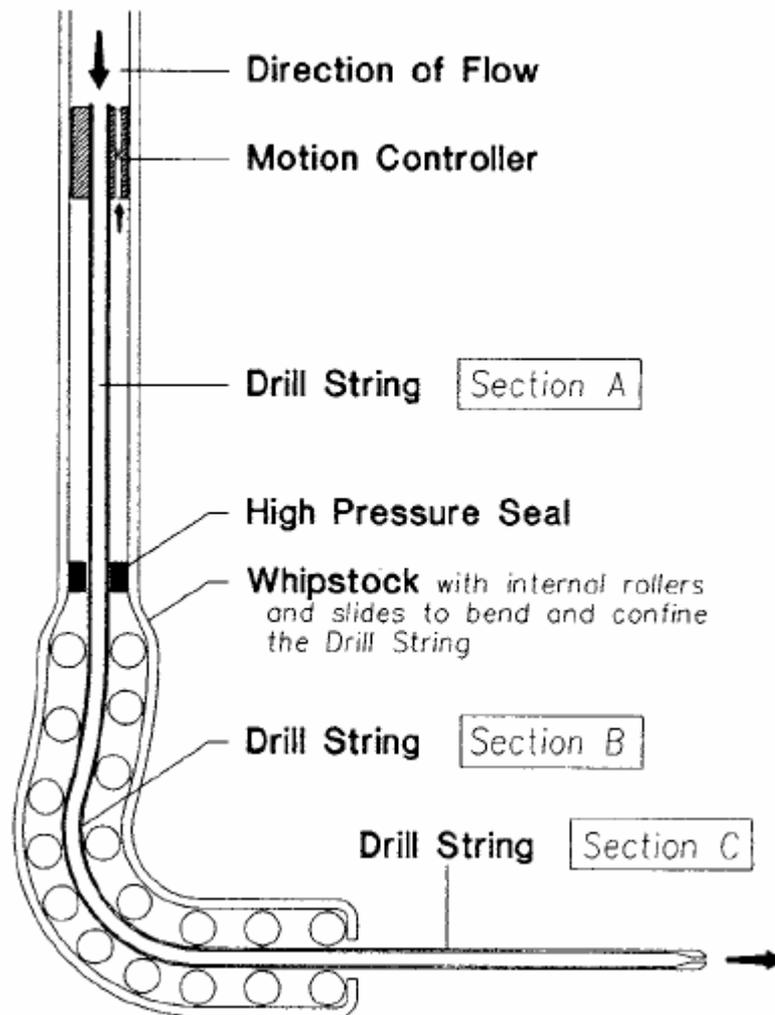


Abbildung 54: Detailaufnahme des Whipstocks mit Bewegungscontrollerinrichtung und Bohrstrang [18]

Ein laterales Bohrloch wird erzeugt, wenn Spülung durch den Arbeitsstrang und den Bohrstrang gepumpt wird. Die Spülung bewegt den Arbeitsstrang vorwärts durch den Whipstock und in die Formation. Die Bewegung wird durch die Bewegungscontrollerinrichtung gebremst. Die Spülung kann durch die Bewegungscontrollerinrichtung eindringen und wird zwischen ihr und dem Hochdruckübergang eingeschlossen. Die Spülung kann diese Kammer nur durch eine kleine Öffnung in der Bewegungscontrollerinrichtung verlassen, da die Bewegungscontrollerinrichtung an der Innenwand des Arbeitsstranges anliegt. Dieser Umstand bremst den Bohrstrang. Diese

zwei Mechanismen sollen sicherstellen, dass der Bohrlochverlauf lateral ist. Die Düsen des usrrs sind so angeordnet, dass ein 4" Bohrloch entsteht. Die Formation wird mit den gleichen Mechanismen wie beim radial jet tool beseitigt.

Das Bohrloch kann mit zwei verschiedenen Sandsperrmaßnahmen komplettiert werden. Eine mögliche Sandsperrmaßnahme ist der Einbau eines $\frac{3}{4}$ " flexiblen geschlitzten Liners (FGL). Die zweite Möglichkeit den Sand zu sperren, besteht in der Durchführung eines horizontalen Gravelpacks.

Die beiden Sandsperrmaßnahmen setzen voraus, dass der Bohrkopf beseitigt wird. Zur Beseitigung wird eine isolierte Metallscheibe, welche mit einer Stromquelle verbunden ist in das Bohrloch gepumpt. Die Stromquelle ist in den meisten Fällen ein Schweißapparat. Die Scheibe dient als Kathode und der Bohrstrang als Anode. In Anwesenheit einer salzhaltigen Spülung entsteht zwischen Metallscheibe und Bohrkopf eine elektrochemische Reaktion. Die Reaktion löst das Metall auf und es entstehen kleine Mengen an Ausfällungen und gasförmigen Beiprodukten. Durch die korrodierte Öffnung kann der FGL oder der Gravelpack eingebracht werden. Die Metallscheibe kann wieder ausgebaut werden. Der FGL wird nun in das Bohrloch gepumpt. Der FGL hat am Ende einen Kunststoffteil, damit er leichter in die Formation gepumpt werden kann. Der FGL befestigt sich mit einem Anker in der Formation und der Bohrstrang kann ausgebaut werden.

Der Gravelpack wird nach dem Entfernen des Bohrkopfes durchgeführt und muss mit hohen Geschwindigkeiten in die Formation eingebracht werden. Im ersten Schritt wird eine mit Gravelpacksand beladene Flüssigkeit durch den Bohrstrang gepumpt. Die Flüssigkeit und der Gravelpacksand bewegen sich vom Ende der lateralen Sektion zum vertikalen Bohrloch. Der Gravelpacksand setzt sich im 4" großen Querschnitt aufgrund der langsameren Geschwindigkeit ab und formt eine Düne. Die Ausbildung des Gravelpacks im horizontalen Bohrloch ist in Abbildung 55 dargestellt.

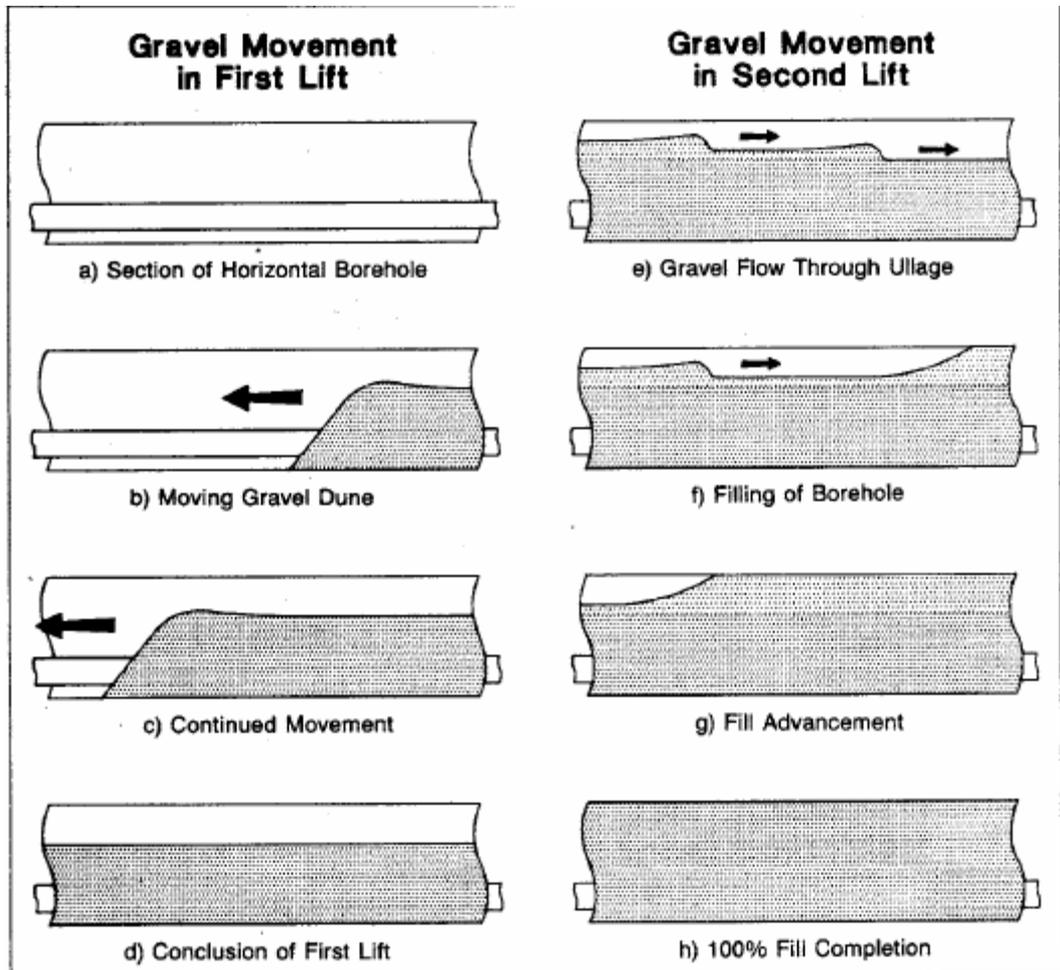


Abbildung 55: Entstehungsprozess des Gravelpacks in einer horizontalen Bohrung [33]

Aus Abbildung 55 sieht man, dass die Düne sich in Richtung vertikales Bohrloch bewegt. Es bildet sich ein Freiraum zwischen Gravelpacksand und der oberen Bohrlochwand. Schließt sich der Freiraum mit Sand, wird die Geschwindigkeit der Flüssigkeit in der lateralen Sektion größer. Diese Geschwindigkeitserhöhung transportiert den abgelagerten Sand in Richtung Mutterbohrloch. Wird der Freiraum größer, verlangsamt sich die Fließgeschwindigkeit und Gravelpacksand fällt aus der Flüssigkeit aus. Die Ausbildung des Freiraums reguliert die Ablagerung des Gravelpacks und funktioniert unter verschiedenen Bohrlochbedingungen. [18], [33]

Das ultra short radius radial System wird wie folgt im Feld angewendet.

- Ausbau der Förderinstallation
- DT + SM einbauen zum Fräsen des Casingfensters mit Flothru Spülung
- DT + SM ausbauen
- DT + UR einbauen und Formation underreamen
- DT + UR ausbauen
- Bohrloch durchzirkulieren

- 4 1/2“ Arbeitsstrang mit Whipstock und Bohrstrang im Bohrloch absetzen
- Whipstock aufrichten und am Bohrlochkopf absetzen
- Spülung in Arbeitsstrang pumpen
- Horizontales Bohrloch bohren
- Metallscheibe mit Kabel verbinden und mit FW und Salz ins Bohrloch pumpen
- Metallscheibe am Kabel ausbauen
- Carbolite Sand und Flüssigkeit in den Arbeitsstrang pumpen mit mindestens 0,02 m³/s
- Arbeitsstrang ohne Bohrstrang ausbauen
- DT einbauen und Bohrloch durchzirkulieren
- DT ausbauen
- Swabb-PV durchführen
- Förderinstallation einbauen

Der Vorteil dieses Systems ist, dass es auch in wenig konsolidierten Sanden eingesetzt werden kann. Der FGL sperrt zwar den Sand, ist aber nicht so zuverlässig wie der Gravelpack. Daher sollte meiner Meinung nach der FGL nur dann angewendet werden, wenn geringe Sandprobleme auftreten.

Ich konnte die Kosten für dieses System leider nicht in Erfahrung bringen. Daher fließen in die Schätzkosten neben den Kosten für die Bohrlochvorbereitung nur die Kosten und Arbeitszeit für den Gravelpack ein. Tabelle 15 zeigt die ungefähren Schätzkosten für einen radialen Sidetrack mit dem System von Petrojet.

Ultra short radius radial System	Schätzkosten €
Winde + Geräte	28692
Windenpersonal	55440
Gerätelager	5867
Pumpservice	8400
PDS	0
Geophysik	0
TCP	0
Logistik	6585
Komplettierung	55000
Arbeitsstrang	40000
Pumpgestänge	0
Tiefpumpe	0
Gasliftventile	0
Bohrstrang	15000
Sonstiges	2468
Sonstige Leistungen	0
Plan erstellen AO	2468
Fremdleistungen	12500
Vetco messen	0
Halliburton	0
Weatherford	4500
Smith	8000
Material	11960
Packer	1800
Chemikalien	10160
Sonstiges Material	0
Unvorhergesehenes	10%
Gesamtkosten	205603,2

Tabelle 15: Schätzkosten für die Durchführung eines Sidetracks mit Petrojet ohne Servicefirmenkosten

In den Schätzkosten aus Tabelle 15 ist dafür der volle Preis des Arbeitsstranges eingerechnet. Der Arbeitsstrang kann wenn mehrere Sidetracks hintereinander durchgeführt werden, auf diese Projekte aufgeteilt werden. In den Schätzkosten fehlen die Kosten für den Whipstock und den Bohrkopf, sowie für das technische Personal. Ist kein Gravelpack durchzuführen, kann die Arbeitszeit reduziert werden und ebenfalls die Kosten, um ca. 50000€ bis 60000€.

13.3.2 *Expendable wells*

Für Sonden, welche derart beschädigt sind, dass sie nicht mehr repariert werden können, bleibt lediglich das Bohren einer neuen Sonde von der Oberfläche. Das Bohrloch müsste von einer neuen Obertageposition die Lagerstätte einige Meter neben der alten Sonde antreffen. Das expendable well wäre eine Sonde, welche den Slimhole Ansatz verfolgt. Das expendable well hat geringere Kosten als ein gewöhnliches Bohrloch und ebenfalls eine kürzere Lebensdauer. Man könnte mit einem 7" Casing als Surfacecasing die oberflächennahen Formationen verrohren. Das Surfacecasing kann maximal 500 m zementiert werden, wenn das Zementieraggregat der OMV verwendet

wird. Aufgrund der geologischen Schichtfolge muss die Länge des Surfacecasings bestimmt werden, damit die oberflächennahen Wasserhorizonte während dem Bohren nicht verschmutzt werden. Die Förderrohrtour wäre dann ein 4,5" Casing oder ein 4" Steigrohr, welches zementiert wird und gleichzeitig als Steigrohrstrang fungiert. Die maximale Zementationslänge beträgt hier ebenfalls 500 m aufgrund der limitierten Leistung des Zementieraggregats der OMV. In diese Förderrohrtour wird dann das Pumpgestänge inklusive Pumpe gesetzt und das Produktionscasing wird perforiert, um eine Kommunikation mit dem KW-führenden Horizont herzustellen. Man kann entweder eine PCP, eine Tiefpumpe oder eine Tauchkreiselpumpe installieren.

Für das Abteufen eines expendable wells, müsste allerdings ein neuer Sondenplatz gebaut werden inklusive folgenden Einrichtungen:

- Sondenkeller
- Zufahrtsweg
- Elektroanschluss
- Förderleitung
- E-Kreuz
- Pumpenbock
- Pumpenfundament

Sollte die neue Sonde mit einer anderen Pumpe anstatt einer Tiefpumpe ausgestattet werden, fallen der Pumpenbock und das Pumpenfundament weg.

In der nächsten Abbildung ist das Bohrlochbild eines expendable wells dargestellt.

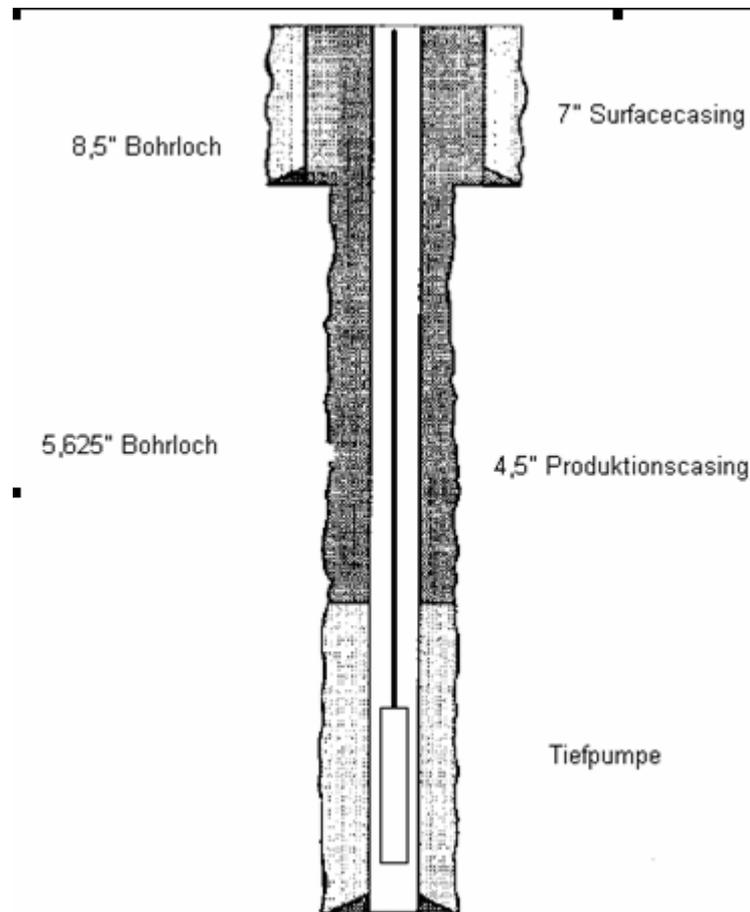


Abbildung 56: Bohrlochbild eines expendable wells inklusive abgesetzter Tiefpumpe [23]

Das in Abbildung 56 dargestellte Bohrlochbild enthält ein 7" Surfacecasing und eine 4,5" Förderrohrtour. In die Förderrohrtour wird das Pumpgestänge mit Tiefpumpe gehängt, nachdem das Produktionscasing perforiert wurde. Es wurde ein 4,5" Produktionscasing gewählt, da man ab einem 4,5" Casing ein 1,9" WWL inklusive Gravelpack installieren kann. [42] In diesem Verrohrungs-Schema erspart man sich ebenfalls einen Steigrohrstrang und bei geringen Sandproblemen kann man einen prepacked Liner installieren. Beide Sandsperrmaßnahmen beinhalten einen Packer und die Pumpe wird ober diesen in das Bohrloch gehängt. In diesem Fall muss der Lagerstättenzufluss groß genug sein, dass sich der dynamische Spiegel oberhalb der Sandinstallation einpegelt. Neben der Einsparung eines Steigrohrstranges wird der Bohrprozess verbilligt. Man kann das Bohrloch mit der Workover Winde A87 bis zu einer Teufe von über 2000 m abteufen. Die Verwendung einer Workover Winde verbilligt den Bohrprozess, aufgrund der geringeren Tagessätze für die Anlage. Der Bohrfortschritt ist ebenfalls schneller, da eine geringere Menge an Cuttings anfällt und für dieses Bohrlochschema ein geringeres Spülvolumen benötigt wird. Die Obertageeinrichtungen können ebenfalls kleiner dimensioniert werden. Somit werden die Bohrkosten weiter reduziert.

In Abbildung 57 sind für das Bohrlochbild aus Abbildung 56 die Hakenlast und die benötigte Leistung des Aggregats abgebildet. Die Potassium-Spülung wird mit dem Bingham Flüssigkeit Modell berechnet und die Hakenlast bezieht sich auf den Einbau der Förderrohrtour, wenn Potassium-Spülung im Bohrloch ist. [41]

Zur Vereinfachung der Rechnung besteht der gesamte Bohrstrang nur aus 3,5“ Drillpipes und der Rohrschuh des Surfacecasing für dieses Beispiel befindet sich bei 200 m. Die beiden Casinge sind ein 7“ J-55 23 lb/ft und ein 4,5“ J-55 11,6 lb/ft Casing. Zuerst wurde die Durchflussrate für eine minimale Auftriebsgeschwindigkeit von 120 ft/min bestimmt. Die minimale Durchflussrate befindet sich im Ringraum zwischen Surfacecasing und Drillpipe wie Gleichung 13 zeigt.

$$q_{\min} = \frac{(ID_{cas}^2 - OD_{pipe}^2) * \pi * v_{\min}}{4} \quad [13]$$

Die Gleichungen 14 bis 18 zeigen die notwendigen Rechenschritte zur Bestimmung des Druckverlusts in der Drillpipe. In Gleichung 14 wird mit Hilfe der minimalen Fließrate und des Querschnittes der Drillpipe die Fließgeschwindigkeit in der Drillpipe ermittelt.

$$v = \frac{4 * q_{\min}}{ID_{pipe}^2 * \pi} \quad [14]$$

In Gleichung 15 und 16 werden die Reynolds-Zahl und die Hedstrom-Zahl mit Hilfe des Bingham Modells bestimmt. Die Hedstrom-Zahl ist wichtig, um mit dem Hedstrom-Diagramm die kritische Reynolds-Zahl zu ermitteln. Ist die kritische Reynolds-Zahl größer als die Reynolds-Zahl aus Gleichung 15 ist die Strömung im Drillpipe laminar. Andernfalls entsteht eine turbulente Strömung in der Drillpipe.

$$N_{Re} = \frac{928 * \rho * v * ID_{pipe}}{\mu_p} \quad [15]$$

$$N_{He} = \frac{37100 * \rho * ID_{pipe}^2 * \tau_y}{\mu_p^2} \quad [16]$$

Mit Gleichung 17 und 18 kann man die Reibungsdruckverluste in der Drillpipe für einen infinitesimal kleinen Bereich berechnen. Gleichung 17 berechnet die Reibungsdruckverluste aufgrund einer laminaren Strömung und Gleichung 18 wird für eine turbulente Strömung herangezogen. Die Reibungsdruckverluste muss man mit der

Länge des Drillpipes multiplizieren und man erhält den gesamten Reibungsdruckverlust für das Drillpipe.

$$\frac{dp_{lam}}{dL} = \frac{\mu_p * v}{1500 * ID_{pipe}^2} + \frac{\tau_y}{225 * ID_{pipe}} \quad [17]$$

$$\frac{dp_{turb}}{dL} = \frac{f * \rho * v^2}{25,8 * ID_{pipe}} \quad [18]$$

Die Reibungsverluste muss man für jede Sektion ausrechnen und zu dem statischen Druck addieren, um den benötigten Pumpendruck zu erhalten. Aus Abbildung 56 geht hervor, dass expendable wells normalerweise 3 Sektionen haben. Die Ermittlung des Gesamtdruckes ist in Gleichung 19 dargestellt.

$$P_{tot} = P_{stat} + P_{pipe} + P_{OH-pipe} + P_{cas-pipe} \quad [19]$$

Die benötigte Leistung der Pumpe wird in Gleichung 20 ermittelt. Die Leistung ergibt sich aus der Multiplikation des Gesamtdruckes und der minimalen Fließrate. In Gleichung 20 ist außerdem der Wirkungsgrad der Pumpe berücksichtigt, der hier mit 60% angenommen wurde.

$$Leistung = \frac{q_{min} * P_{tot}}{\eta} \quad [20]$$

In Gleichung 21 ist die Berechnung der Hakenlast für den Einbau der Förderrohrtour dargestellt. Die Hakenlast setzt sich aus der Länge des Casings, dem spezifischen Gewicht des Casings und dem Auftrieb des Casings in der Spülung zusammen. Zu dieser Masse muss man noch das Gewicht des Topdrives und des Hakens addieren.

$$HakenLast = l_{cas} * m_{cas} * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_{steel}}\right) + m_{topd} \quad [21]$$

Die Ergebnisse der Berechnung sind in der nächsten Abbildung dargestellt. Auf der Ordinate sind die Hakenlast und die Leistung der Pumpe und auf der Abszisse ist die Länge der Förderrohrtour aufgetragen.

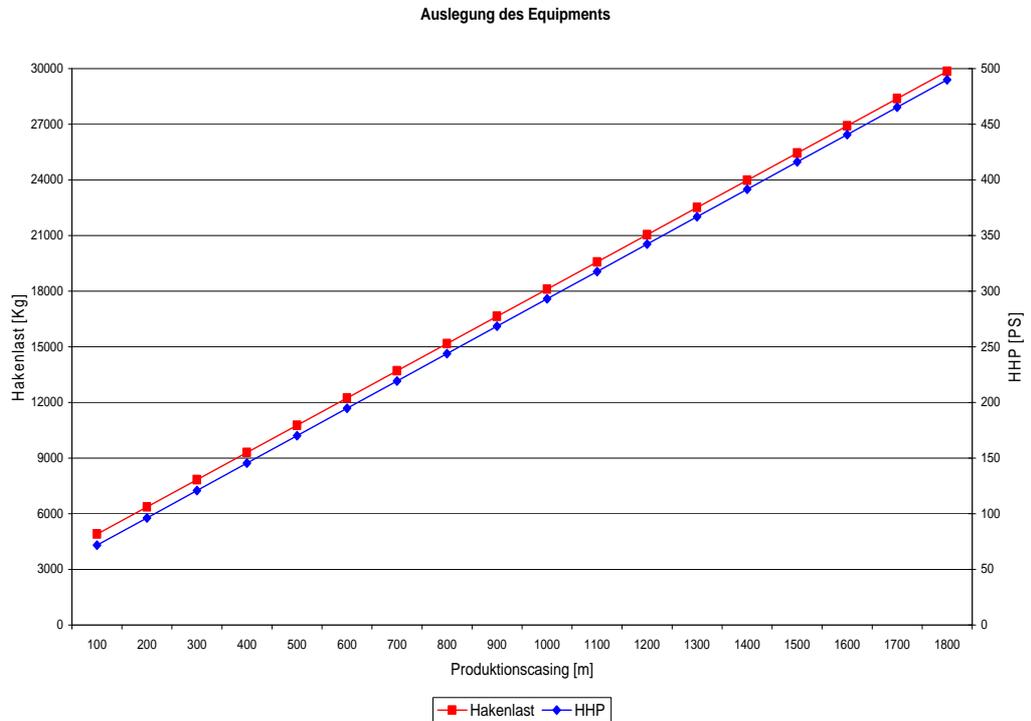


Abbildung 57: Hakenlast und HHP für ein expendable well vs. Förderrohrtourlänge

Aus Abbildung 57 sieht man, dass die maximale Leistung der Pumpe für ein 2000m tiefes Bohrloch mit dem Verrohrungs-Schema aus Abbildung 56 und einem Surfacecasingrohrschuh von 200m 490 PS beträgt. Die Hakenlast für den Einbau eines Produktionscasings von 1800 m Länge inklusive Topdrive und Haken beträgt 30000 kg, wenn das Bohrloch voll mit Potassium-Spülung ist. Die maximale Hakenlast der Winde A 87 beträgt 90000 kg und das Aggregat hat eine maximale Leistung von 800 PS. Somit können die expendable wells mit der Behandlungswinde und dem Aggregat ohne große Bedenken gebohrt werden, da die Hakenlast vom Limit weit entfernt ist und das Aggregat 800 PS liefern kann.

Tabelle 16 schlüsselt die einzelnen Kostenpunkte eines expendable wells auf.

Expendable Well	Schätzkosten €
Sondenplatz	50000
Zufahrtsweg	0
Förderleitung	30000
Elektroanschluss	30000
Sondenkeller	15000
Fundament (Pumpe)	8000
E-Kreuz	60000
Pumpenbock	55000
Verrohrung	56000
Winde + Geräte	65354
Windenpersonal	126280
Gerätelager	54015
Pumpservice	57400
PDS	9140
Geophysik	4220
TCP	4920
Logistik	19540
Komplettierung	25400
Steigrohre	0
Pumpgestänge	20400
Tiefpumpe	5000
Gasliftventile	0
ABF Leistungen	0
Sonstiges	2468
Sonstige Leistungen	0
Plan erstellen AO	2468
Fremdleistungen	67500
Vetco messen	0
Mi Swaco	10000
Weatherford	7500
Smith	50000
Material	5560
Packer	1800
Chemikalien	0
Sonstiges Material	3760
Unvorhergesehenes	10%
Gesamtkosten	749922,7

Tabelle 16: Schätzkosten für die Bohrung eines expendable wells

Aus Tabelle 16 geht hervor, dass sich diese Art der Produktionsverlängerung für eine Lagerstätte, welche nur geringere Raten liefern kann rechnet, da die Produktionsbohrungen ca. 1 Million € kosten und die expendable wells wesentlich billiger sind.

Neben den wirtschaftlichen Problemen treten bei den expendable wells auch technische Probleme auf. Anhand Abbildung 56 kann man sich auf den nächsten Seiten beschriebenen Probleme besser vorstellen. Falls man nicht den gesamten Bereich des Produktionscasings bis zum Rohrschuh des Surfacecasings zementieren kann, ist das

Casing erhöhten Korrosionsraten ausgesetzt. Die zu erwartenden Korrosionsraten können der nächsten Tabelle entnommen werden. [25]

Korrosionsansätze	
Casingstrang	
Korrosionsansätze – Rohraußenkontur	
Rohrtour überdeckt durch süßwasserhaltige Schichten, Sauerstoffführung nicht ausgeschlossen (Übergangsbereich Ankerrohrtour)	0,014 mm/a
Rohrtour überdeckt durch technische Rohrtour	0,002 mm/a
Rohrtour überdeckt durch Schichten mit gering mineralisierten Schichtwässern	0,006 mm/a
Rohrtour überdeckt durch Schichten mit gesättigten Schichtwässern	0,002 mm/a
Korrosionsansätze – Rohrinnekontur	
Rohrtour überdeckt durch technische Rohrtour	0,002 mm/a
Rohrtour abgepackert	0 mm/a
Ringraum mit Schutzflüssigkeit gefüllt für gering mineralisierte Flüssigkeiten	0,006 mm/a
für gesättigte Flüssigkeiten	0,002 mm/a
Rohrtour nicht abgepackert bis RS Tubing	0,07 mm/a
Tubingstrang/Förderstrang	
Korrosionsansätze – Rohraußenkontur	
Rohrtour abgepackert	0 mm/a
Ringraum mit Schutzflüssigkeit gefüllt	0,002 mm/a
Korrosionsansätze – Rohrinnekontur	
Lagerstättengas	0,07 mm/a
Flüssigkeit	0,02 mm/a

Tabelle 17: Durchschnittliche Korrosionsraten für Komplettierungen in den Sonden der OMV Gänserndorf

Falls die Casingzementation nicht erfolgreich ist, muss man mit einer durchschnittlichen externen Korrosionsrate von 0,006 mm/a rechnen. Durch die Ölproduktion mittels Tiefpumpe wird das Lagerstättengas über die Förderrohrtour gefördert. Das Gas kommt mit der Innenwand des Produktionscasings in Berührung und es korrodiert die Oberfläche. In Anwesenheit von Wasserhorizonten kann ebenfalls die Annular Space Korrosion auftreten. Die mittlere Korrosionsrate liegt hier bei 0,07 mm/a. Diese Raten können nicht vermindert werden, da kein Inhibitor kontinuierlich in die Förderinstallation eingebracht werden kann. Damit diese Korrosionsraten verringert werden können, müsste man den Inhibitor batchweise nach Ausbau der Förderinstallation mit einem Coiled Tubing oder einem anderen dünnen Strang in die Formation einbringen. Der Inhibitor gelangt nur in die Formation, wenn kein Gravelpack oder Screen installiert ist, denn diese würde der Inhibitor verstopfen. Eine kontinuierliche Inhibition kann nur erzielt werden, wenn man hollow rods verwendet. Hollow rods sind hohle Pumpgestänge die einen größeren Durchmesser als konventionelle Pumpgestänge haben. Ein hollow rod von Tenaris ist in Abbildung 58 dargestellt.

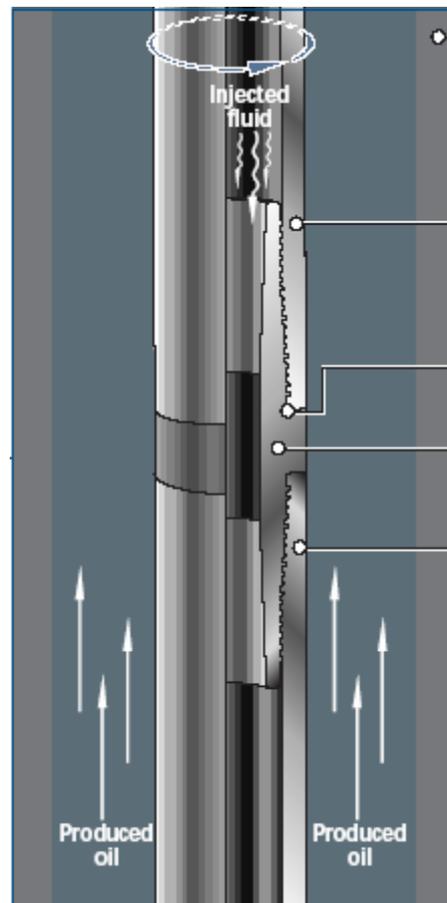


Abbildung 58: Hollow rod von Tenaris [45]

Bisher gibt es nur wenige Erfahrungen mit hollow rods in Kombination mit Tiefpumpen, denn diese werden hauptsächlich für PCPs verwendet. In die hollow rods kann ständig Inhibitor eingepumpt werden, um die Korrosionsrate zu reduzieren. Für diese Art der Inhibition müsste ein Inhibitor mit einer höheren Dichte als Wasser verwendet werden. Ein Dichteunterschied zwischen produziertem Medium und Inhibitor ist notwendig, damit der Inhibitor bis zum Ende der Förderinstallation gelangt. Falls die Korrosionsrate nicht gesenkt werden kann, ist mit einem Korrosionsleck nach ca. 40 Jahren zu rechnen.

In expendable wells kann es ebenfalls zu Paraffinausfällungen kommen, falls nicht kontinuierlich Paraffininhibitoren eingepumpt werden und das produzierte Öl mit Paraffinen gesättigt ist. Damit der Paraffininhibitor injiziert werden kann, müsste ebenfalls ein hollow rod verwendet werden, oder der Inhibitor batchweise in die Lagerstätte gepresst werden. Die batchweise Injektion erhöht die Kosten, da die Förderinstallation ausgebaut werden muss und die Produktion stillsteht. Bei batchweisen Verfahren muss die Lagerstätte geeignet sein. In geeigneten Lagerstätten kommt es zu keinem Verstopfen des Porenraumes durch den Inhibitor und der Inhibitor bleibt in einer produzierbaren Phase trotz Reaktionen zwischen Lagerstättenmedium und Inhibitor. Die Effizienz einer batchweise Inhibition ist ebenfalls geringer als die der kontinuierlichen Inhibition.

Neben Korrosionsproblemen und Paraffinproblemen wird die Förderrohrtour durch Abrieb des Pumpgestänges beansprucht. Der Abrieb führt in den meisten Fällen zu einem Durchschliff der Verrohrung oder einem Riss im Casing. Die Wandstärke der Steigrohre wird pro Jahr durchschnittlich um 1 mm durch den Abrieb in den niederösterreichischen Sonden der OMV verringert. Die Durchschnittswerte für den durch das Pumpgestänge verursachten Schliff sind der im Appendix befindlichen Steigrohrstatistik entnommen worden. In der OMV wird ein Steigrohr nach 50% Wandstärkenverlust ersetzt. Berechnet man nun die Lebensdauer für das 4,5" J-55 11,6 lb/ft Produktionscasing unter gleichen Voraussetzungen, muss dieses nach 3,2 Jahren gewechselt werden. Ich glaube, dass die durchschnittlichen Werte für die durch das Pumpgestänge verursachten Abrieb zu hoch sind, wenn eine größere Förderrohrtour mit hollow rods zum Einsatz kommt. Somit sollte sich die Lebensdauer des Produktionscasings erhöhen. Die Clearance zwischen dem Pumpgestänge und dem Produktionscasing ist höher als in den gewöhnlichen Komplettierungen mit Steigrohren und daher wird der Schliff reduziert. Kommen hollow rods zum Einsatz, wird der Abrieb verringert, da diese steifer als das gewöhnliche Pumpgestänge sind und sie eine größere Kontaktfläche zwischen Rohrwand und Gestänge haben als gewöhnliches Pumpgestänge. Das übliche Pumpgestänge liegt nur mit den Centralizern oder den Muffen an der Casingwand an und somit ist der Druck an der Kontaktfläche größer als bei den hollow rods, die zur Gänze an der Casingwand anliegen. Durch den kleineren Druck an der Kontaktfläche wird der Schliff der Förderrohrtour reduziert.

Die expendable wells müssen aufgegeben werden falls es zu einer Havarie oder anderen Schäden kommt. Mit den gängigen Methoden ist nämlich keine Bohrlochbefahrung möglich. Es ist zum Beispiel nicht möglich, mit einem Overshot einen defekten 1,9" Screen in einem 4,5" Casing zu fangen. Andere Generalbehandlungen wie Leckreparaturen oder Reperforationen können trotzdem durchgeführt werden. Dazu müssen bei den Servicefirmen für die Casingdimension geeignetes Equipment bestellt werden. Ein 4,5" Casing kann man entweder mit einem 2 7/8" Drillpipe oder einem Coiled Tubing befahren. Sollte ein Coiled Tubing benutzt werden, steigen die Kosten für die Generalbehandlung. Für Coiled Tubing müssen nämlich in einigen Fällen neben den Mobilisierungskosten auch Kosten für die Sondenplatzadaption bezahlt werden.

14 Konklusion

Da es in den letzten 5 Jahren häufiger zu Problemen während den Generalbehandlungen gekommen ist, sind in der Arbeit diese Generalbehandlungen analysiert worden. Die Analyse der Generalbehandlungen hat gezeigt, dass die auftretenden Probleme verschiedenen Ursprungs sind. Diese Probleme können technischen oder lagerstättentechnischen Ursprung seins. Die Probleme sind, um nur einige zu nennen, in der folgenden Liste zusammengefasst:

- Auffräsen des korrodierten Casings
- Zerstörter Expandable Sand Screen
- Im Bohrloch verbliebene Installationen, welche die Perforationen versperren
- Fester Sand, der nicht auszirkuliert werden kann
- Verstopfte Sandsperrmaßnahmen
- Kollabierte Horizonte
- Ausproduzieren des Wasserglases
- Unwirtschaftlicher Zufluss
- Überschätzte Reserven
- Zu geringer Druck gegenüber dem Leitungsdruck in Gassonden
- Schnelle Entölung des bohrlochnahen Bereiches und daher Wasserproduktion
- Paraffinausfällungen und Wasserstein

Diese Probleme führen zu einer Reduzierung der Tagesproduktion, die bis zu 15 % durch Produktionsraten aus Generalbehandlungen gedeckt wird. Daher ist es wichtig neue Methoden einzusetzen, die eine Liquidation der Sonden verhindern, um das Produktionsziel der OMV zu erreichen. Zur Beseitigung der Probleme, welche während und nach den Generalbehandlungen auftraten, gibt es viele Möglichkeiten. Aber nur wenige dieser Möglichkeiten sind wirtschaftlich. Die hier angeführten technischen Lösungen sind nur ein kleiner Ausschnitt eines sich rasch entwickelnden Marktes. Daher sollte dieser Markt ständig nach neuen Methoden durchforstet werden, um die letzten Entwicklungen nicht zu verschlafen. Eine Internetseite, auf der die neuesten Technologien und Entwicklungen am Markt des usr und sr Sidetracking verfolgt werden können, wird von dem Department of Energy in den USA betrieben. (<http://microtech.thepttc.org/>)

Die Systeme und Anwendungen, welche in dem Kapitel neue Methoden zusammengefasst wurden, sind, bevor sie angewendet werden, genauestens zu prüfen. Die Arbeit soll einen Überblick über die in Frage kommenden technischen Möglichkeiten verschaffen. Es ist nicht möglich gewesen einen Leitfaden für die Anwendungsgebiete

der einzelnen Techniken anzufertigen, da jede Sonde individuell betrachtet werden muss. Die möglichen Probleme und Nachteile der einzelnen Technologien sind aber angeführt. Basierend auf diesen Nachteilen kann man schon eine grobe Vorauswahl der Methoden für die zu behandelnden Sonden treffen.

Die Kosten sind nur grobe Schätzungen und die Preise der Servicefirmen ändern sich auch stetig. Daher sollte man sich vor der Durchführung eines Projektes ein detailliertes Angebot der Servicefirmen schicken lassen, um die Wirtschaftlichkeit eines geplanten Projektes ermitteln zu können.

Ich persönlich glaube, dass das wichtigste der Generalbehandlungen eine sorgfältige Planung der einzelnen Arbeiten ist. Die Planung sollte nicht nur ausschließlich auf Erfahrungswerten basieren, sondern so gut wie möglich selbst durchgeführt werden. Die Erfahrungswerte sollten nur zur Unterstützung während der Planungsphase herangezogen werden. Für die Planung der Sandsperrmaßnahmen wurden häufig die Korngrößen der letzten Gravelpacks herangezogen und daher entsprachen diese in vielen Fällen keinen wissenschaftlichen Designkriterien. Dieses nicht wissenschaftliche Design führte schlussendlich in einigen Fällen zu Fehlern des Gravelpacks. Diese Probleme hätten wahrscheinlich verhindert werden können, wenn die Gravelpacks basierend auf den Sandanalysen nach Schwartz oder Tiffin dimensioniert worden wären.

Die Sidetracks mit Workover Winden und Pendelgarnituren sind vermutlich die viel versprechendsten Techniken, die der OMV helfen könnten, ihre ehrgeizigen Produktionsziele zu erreichen. Der Einsatz von Workover Winden reduziert nämlich die Bohrkosten eines Sidetracks und daher sollten Sidetracks mit Workover Winden anstatt mit den üblichen Bohranlagen der OMV gebohrt werden. Lange Casingleckagen können aus wirtschaftlichen Gründen nicht mit einem Casing Patch abgedichtet werden und die Zementationen scheitern häufig aus technischen Gründen, insbesondere, wenn die Casinge sehr beschädigt und stark abgelenkt sind. Ein Sidetrack kann in diesen Fällen mit wenig technischem Aufwand gebohrt werden und besticht durch hohe Erfolgswahrscheinlichkeiten. Der einzige Nachteil eines Sidetracks sind die hohen Komplettierungskosten. Der Sidetrack sollte daher so geplant werden, dass die zu verrohrende Strecke so kurz wie möglich ausfällt. Ein zusätzliches Einsparungspotential besteht auch durch die Reduktion der Verrohrungsdurchmesser der Komplettierung.

Das System von Amoco ist wahrscheinlich für die OMV irrelevant, da der Einsatz dieses Systems mit hohen Transportkosten verbunden ist. Die Kosten für einen Motor und ein MWD für short radius Sidetracks liegen jetzt bei ca. 20000 bis 30000€ pro Job laut Schlumberger und rentieren sich gegenüber dem usr System der Firma Amoco aufgrund der hohen Transportkosten dieses tools. Nur für short radius Sidetracks mit langen

horizontalen Sektionen sollte man das usr System der Firma Amoco ins Auge fassen, denn dann summieren sich die Tagessätze der Motoren rapide auf und könnten die Kosten des usr Systems übertreffen. Diese Behauptung ist aber durch eine genaue Kostengegenüberstellung der beiden Systeme in der Planungsphase der Behandlung zu verifizieren.

Man sollte keine Sidetracks mit Coiled Tubing Einheiten bohren, da die Mobilisierungskosten und Adaptionkosten der Sondenplätze für die Coiled Tubing Unit in vielen Fällen enorm sind. Für das Bohren mit Coiled Tubing werden außerdem ein Motor und ein MWD benötigt. Die meisten Anwendungen finden in seichten Horizonten statt und somit sind die Mehrkosten des Coiled Tubings trotz höherer Trippgeschwindigkeiten gegenüber der Drillpipes nicht auszugleichen. Ein weiterer Nachteil der Coiled Tubing Einheiten ist der höhere Druckverlust gegenüber den Drillpipes. Das Coiled Tubing ist normalerweise bis zu einer Länge von 4000 m an der Kabeltrommel aufgewickelt und daher führt der Einsatz eines CT in seichten Bohrungen zu höheren Druckverlusten. Diese zusätzlichen Druckverluste können den Einsatz von größeren Pumpen erforderlich machen und somit die Kosten der Obertageeinrichtungen erhöhen. Die Bohrlochvorbereitung für Sidetracks muss ohnehin mit dem Arbeitsstrang durchgeführt werden und daher sollte gleich der gesamte Sidetrack mit diesem Strang abgeteuft werden. Das Coiled Tubing kann nicht rotiert werden. Diese Tatsache ruft in stark geneigten Bohrlöchern vermehrt technische Probleme hervor und daher sollte man die Sidetracks mit den Behandlungswinden durchführen. Die OMV hat auch einen Topdrive für Behandlungswinden. Dieser Topdrive reduziert die Bohrzeit des Sidetracks gegenüber der Kelly und trägt zum Erfolg der Sidetracks bei. [23]

Nun noch eine kurze Auflistung der Sonden, die von möglichen Sidetracks profitieren könnten. Ein Wasserinjektor kann von der Sonde Hochleiten 009 mit einem MWD-System und einem Motor gebohrt werden. Generell sind Sidetracks mit Behandlungswinden zuverlässige und preiswerte Methoden, um Wasserinjektoren von bestehenden Sonden zu bohren. Die Produktions-Sonden Pirawarth 079, Prottes 003, Schönkirchen 179, Matzen 430, Bockfliess 022, Matzen 182 und Matzen 356 könnten vielleicht mit Sidetracks „wiederbelebt“ werden. Es ist obendrein wichtig, dass die Mitarbeiter während der Planung der Behandlung die diversen technischen Möglichkeiten stets berücksichtigen, um ein voreiliges Liquidieren der Sonden zu verhindern.

Sollten die Sonden trotz Sidetracks nicht gerettet werden können, ist zu überlegen, ob man mit Hilfe eines expendable wells, die Entölung der Lagerstätte steigern kann und einen positiven net present value für das geplante Projekt erzielen könne.

15 Referenzen

- [1] 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
- [2] „Matzen Field – Stratigraphic Evaluation 5th and 6th Tortonian Gas-Storage Reservoirs.“ OMV Aktiengesellschaft, Wien (April 2002)
- [3] “Matzen Field – Evaluation of 16th Tortonian Oil Reservoir.” OMV Aktiengesellschaft, Wien (November 2003)
- [4] Kerekes, F. Kleinitz, W. Jandl, A. „Blockierung des Zuflusses aus hochpermeablen Trägerpartien,“ Erdöl Erdgas Kohle (2000), Heft 6, 292-296
- [5] Feyerl, J.: Erosionskorrosion in Öl- und Gasfördersystemen,“ Dissertation, Montanuniversität Leoben, Leoben, 2006
- [6] „Corrosion“, Montanuniversität Leoben, Leoben, 2005
- [7] Corrosion basics, National Association of Corrosion Engineers, Houston (1984) 14-31
- [8] Brondel D. et al: "Corrosion in the Oil Industry", Schlumberger Oilfield Review (Apr. 1994) 6, No.2
- [9] Carlson J. et al: "Sand Control: Why and How?", Schlumberger Oilfield Review (Okt. 1992) 4, No.4
- [10] Petroleum Production Systems, M. Economides et. al, Prentice Hall Inc., Houston (1994) 119-132
- [11] Bailey B. et. al: "Water Control", Schlumberger Oilfield Review (März 2000) 12, No.1,
- [12] Well Completions, Workover and Stimulations, Allen T., OGCI (1982)
- [13] Crabtree M. et. al: "Fighting Scale- Removal and Prevention", Schlumberger Oilfield Review (Autumn 1999) 11, No.3
- [14] Veeken, K. et. al.: "Liquid Loading in Gas Wells," SPE (16-17 Jun 2003)
- [15] "Workover Operations in oil production", Montanuniversität Leoben, Leoben, 2002
- [16] "Drilling Sideways- A Review of Horizontal Well Technology and its Domestic Application", U.S. Department of Energy, Washington, 1993
- [17] Buset P., et. al.: "Jet Drilling Tool: Cost-Effective Lateral Drilling Technology for Enhanced Oil Recovery", paper SPE 68504 presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing Roundtable, Houston, 7-8 März 2001
- [18] Dickinson W., et. al.: "The Ultrashort-Radius Radial System", paper SPE 14804, SPE Drilling Engineering, September 1989
- [19] Warren T., et. al.: "Short Radius Lateral Drilling System", paper SPE 24611, JPT, Februar 1993
- [20] "Enhanced Oil Recovery by Horizontal Waterflooding", Grand Resources Inc., Mai 2006
- [21] Westermarck R., et. al.: "Enhanced Oil Recovery with Horizontal Waterflooding, Osage County, Oklahoma", paper SPE 89373 presented at the Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, 17-21 April 2004

- [22] Dees J.: "Sand Control in Wells with Gas Generator and Resin", paper SPE 24841 presented at the 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Washington DC, 4-7 Oktober 1992
- [23] Ramos A. et. al.: "Horizontal Slimhole Drilling With Coiled Tubing: An Operator's Experience", paper SPE 23875, JPT, Oktober 1992
- [24] Tiffin D., et. al.: "New Criteria for Gravel and Sand Screen Selection for Sand Control", paper SPE 39437 presented at 1998 SPE Formation Damage Control Conference, Lafayette, 18-19 Februar 1998
- [25] „Sicherheitsbewertung der Bohrung für die Acid Gas Injektion in den Reyersdorfer Dolomit“, Untergrundspeicher und Geotechnologie Systeme GmbH, Mittenwalde, 2006
- [26] "Patchflex", Schlumberger, 2000
- [27] Expatch, Baker Oil Tools, 2006
- [28] "Trackmaster", Smith Technologies, 2002
- [29] "Penedrill System", Penetrators, Red Deer 2005
- [30] "Short-Radius Lateral Drilling System", RMOTC, Casper 1997
- [31] FREECAP, Tam International, USA 2006
- [32] Product Catalog 2005-2006, Smith Bits, Houston 2005
- [33] "An Innovative Drilling System", Petrolphysics, San Francisco 1991
- [34] Rusch W., Ellis B.: "Use of Pressure Activated Sealants to Cure Sources of Casing Pressure", paper SPE 55996 presented at the 1999 SPE Western Regional Meeting, Anchorage, 26-28 Mai 1999
- [35] "Five new techniques improve drilling/production operations", World Oil Dezember 1998
- [36] Überer W.: "Mature Felder- Sicher, Einfacher, Wirtschaftlicher", presented at the DGMK Frühjahrstagung 2004, Celle, 29-30 April 2004
- [37] Daneshy A.: "Water Management from Production to Disposal", presented at the West Coast PTTC Workshop, 18. Oktober 2001
- [38] Chavez, L.: "Evaluation and optimization of matrix acidizing in OMV fields", Montanuniversität Leoben, Leoben, 2007
- [39] Benett, C.: "Sand Control Technology", BP Exploration, PEA Sand Control Management, September 2001
- [40] Göldner H.: "Leitfaden der technischen Mechanik", Vieweg Friedrich, Leipzig, 1989
- [41] Millheim, K.: „Applied Drilling Engineering“, SPE Textbook Series, Vol.2, Richardson, 1986
- [42] "Cementing Handbook", Halliburton
- [43] "PCP System Manual", Netzsch, 2005
- [44] Hongwei L., et. al.: "Flexible 3.5in. OD MWD System Enhances Short Radius, Horizontal Drilling Applications in Shengli Oilfield, China", paper SPE 48862 presented at the 1998 SPE International Conference and Exhibition, Beijing, 2-6 Nov. 1998
- [45] www.tenaris.com

16 Nomenklatur

η	Effizienz der Pumpe
μ	Viskosität
μ_f	Viskosität der Flüssigkeit
μ_p	Plastische Viskosität
B	Formationsvolumenfaktor
Be	Best-Zahl
C	Konstante
D	Meißeldurchmesser
d	Kontaktringdurchmesser
Erw.Kap	Erwarteter Kapitalwert
FTHP	Bohrlochkopfdruck
FTHT	Bohrlochkopf Temperatur
g	Erdbeschleunigung
h	Lagerstättenhöhe
h_1	Höhe der Flüssigkeitssäule
h_2	Höhe der Gassäule
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
Hakenlast	Hakenlast der Behandlungswinde während des Casingeinbaues
i	Zinssatz
ID	Steigrohrinnendurchmesser
ID _{cas}	Casinginnendurchmesser
ID _{pipe}	Drillpipeinnendurchmesser
L	Distanz zwischen Kontaktring und Meißel
l _{cas}	Casinglänge
Leistung	Pumpenleistung
m _{cas}	Spezifisches Gewicht des Casings
m _{topd}	Gewicht des Topdrives und des Hakens
N _{He}	Hedstrom-Zahl
N _{Re}	Reynolds-Zahl
OD _{pipe}	Drillpipeaussendurchmesser
P _{cas}	Ringraumdruck
p _{cas-pipe}	Reibungsverlust im Ringraum des Surfacecasings
p _{OH-pipe}	Reibungsverlust im Ringraum der Openholesektion
P _p	Porendruck
p _{pipe}	Reibungsverlust in der Drillpipe

p_{res}	Lagerstättendruck
P_{stat}	Statischer Druck
p_{stat}	Hydrostatischer Druck im Bohrloch
p_{tot}	Gesamtdruck
P_{Umgebung}	Umgebungsdruck
p_{wf}	Bodenfließdruck
q	Fließrate
Q_{min}	Minimale Fließrate nach Turner
q_{min}	Minimale Fließrate für den Cuttingtransport
R	Kurvenradius
r	Radius des Sandkorns
r_e	Zuflussradius
R_p	Werkstoffstreckgrenze
r_w	Bohrlochradius
s	Skin
S^{2-}	Sulfid
SO_4^{2-}	Sulfat
sz	Stehzeit
v	Fließgeschwindigkeit der Flüssigkeit
v_{min}	Minimale Fließgeschwindigkeit für den Cuttingtransport
v_{part}	Partikelgeschwindigkeit
$v_{\text{Spülung}}$	Spülungsgeschwindigkeit
α	Biot-Zahl
ρ_f	Dichte der Flüssigkeit
ρ_{Gas}	Dichte des Gases
$\rho_{\text{H}_2\text{O}}$	Dichte des Wassers
$\rho_{\text{Öl}}$	Dichte des Öls
ρ_{part}	Dichte der Partikel
ρ_s	Dichte des Sandkorns
$\rho_{\text{Spülung}}$	Dichte der Spülung
ρ_{steel}	Dichte des Casings
σ_{eff}	Effektive Gebirgsspannung
σ_{tot}	Gesamte Gebirgsspannung
τ_y	Fließgrenze

17 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 ³ /s
ft/s	x 3,048	E-01 = m/s
pcf	x 1,6	E+01 = kg/m ³
md	x 9,9	E-16 = m ²
°F	(°F-32)/1,8	E+00= °C

18 Appendix

18.1 Firmenverzeichnis

Amoco USR-System

Terra Drilling Services (vormals Torch)
John Hunter (jhunter@terradrill.com)
13275 E. Fremont Pl., Suite 209
Centennial, Colorado 80112
+001 312 286-9971

Wellflow Drilling Services
David LaPrade (dlaprade@well-flow.com)
Diplomat Tower, Suite 404
Manama
Bahrain
+973 537 833

Granddirections
Scott Robinowitz (scott@grandoil.com)
2448 East Street, 81st Street, Suite 4040
Tulsa, Oklahoma 74137
001 918 492 2366

Abgelenkte Bohrung

DI. Franz Wohlfart (Franz.Wohlfart@omv.com)
SOB Behandlungstechnik

USR Systeme

Wellenhancement Services LLC
Steve Bowen (steve@wellenhancement.com)
1544 Sawdust Road, Suite 100
The Woodlands, Texas 77380
001 286 367 0386

Penetrators Canada Inc.
Mickey Allarie (mallarie@penedrill.com)
8002 Edgar Industrial Avenue
Red Deer, Alberta
T4P 3S2
403 346-7474

Petrojet Canada
Mike McDougall (m.mcdougall@petrojet.ca)
Suite 906, 505 -6th Street S.W.
Calgary, AB Canada T2P 1X5
Tel: 403 263-5888

TIW Tools
Britt Braddick (britt.braddick@tiwtools.com)
5151 Gasmer
Houston, Texas 77035
001 713-728-9250

BUCKMAN ENERGY SERVICES
Jim Farr (jfarr@buckmanenergyservices.com)
25227 Grogan's Mill Road
The Woodlands, Texas 77305
001281/296-1653

Anadarko (vormals Kerr McGee und Oryx)

18.2 Emails von Operatoren

Kurvenradius für Casinge

Sehr geehrter Herr Straub, Auf Ihre Frage darf ich Ihnen folgende Antwort geben:

Wir haben natürlich nicht die große Erfahrung im Well-Design, haben aber einige Versuche mit unserer VAGT-Gasdichtverbindung durchgeführt. Der minimale Kurvenradius hängt nicht nur von der Casingdimension und -güte, sondern auch in großem Maße von der Verbindung ab. Bei VAGT-Tests wurde an mehreren Dimensionen/Gütegraden ein Kurvenradius von 15°/30 m simuliert und bestanden. Quantitative Daten für alle Casinge liegen aber leider nicht vor.

Mit freundlichen Grüßen
Gfrerer

Gerald Gfrerer

Sealtite Anwendung

The csg leaks repaired w/ seal tite were external corrosion on injection wells. These wells had failed mechanical integrity per government regulations and we were attempting to repair without pulling the tbg. In order to pass the mechanical integrity the wellbore had to pass 1000 psi pressure test on the csg. The seal tite was pumped down annulus in a liquid state and the pressure drop across the leak caused the fluid to gell & harden. The seal tite was displaced w/ inhibited freshwater @ 1 to 2 barrels per minute. Had about a 50% initial success rate on +/- 6 wells. After 1 year 50% of the successful repairs had failed again. Repair candidates had to be screen for a pressure drop across the leak. I hope this helps, let know if you need anymore info. Doug Torr

18.3 Auswertung der Behandlungstexte

Sondenname	Besondere Vorkommnisse während den Generalbehandlungen
Schönkirchen 220	Casing undicht bei 1304,2 m
Matzen 297	Sand von 1545 bis 1548 m aufzirkuliert
Pirawarth 017	1 Single voll Sand
Schönkirchen 096	Sand aufzirkuliert von 1314,6 bis 1321,2 m; Produktionsversuch ergibt geringe Sandspuren
Matzen 250	Casingleck von 1101 bis 1102,6 m; Produktionsversuch ergibt Sandspuren
Matzen 126	Sand aufzirkuliert von 1486,5 bis 1526 und 1648 bis 1652,5 m
Matzen 294	Sand aufzirkuliert von 2062,8 bis 2070 m; 2 mm langes Loch im Steigrohr
Prottes 055	Sand von 1428,3 bis 1515 m aufzirkuliert; Packergummi im Bohrloch verblieben
Matzen 420	Korrosionsloch am Steigrohr bei 1230 und 1369 m; Sand aufzirkuliert von 1331,3 bis 1400,1 m
Altichenwarth 022	ICGP trotz Plan nicht eingebaut; während Behandlung Zementschlämme aufgetreten
Schönkirchen T 013	Pumpgestänge im Paraffin festgesteckt
Matzen 303	Sand und Spülung von 559,6 bis 841 m aufzirkuliert; Produktionsversuch mit geringen Sandspuren
Matzen 195	Sand von 1649,9 bis 1665,9m aufzirkuliert; Casing bei 1629,9 m undicht; Produktionsversuch liefert SW Sand und Ölspuren
Bockfliess 133	Verstopfter Filter hat 2 Korrosionslöcher und wurde ausgebaut; neuer prepacked-Filter eingebaut
Bockfliess 183	Alter Filter war defekt; Bohrloch voll mit Sand
Matzen 512	Sand von 1362,8 bis 1375,5 m aufzirkuliert; Casing bei 1360,2 m abgedrückt und undicht,
Schönkirchen 089	Sand von 1243 bis 1245 m aufzirkuliert
Matzen 464	Produktionsversuch ergibt keine Sedimente, obwohl Bohrloch voll mit Sand
Matzen 468	Nach Aufwältigung Sand im Bohrloch angetroffen
Prottes 091	Mit Scraper unter der Perforation aufgestanden; nach dem Fräsen kein Widerstand mehr feststellbar
Ebenthal 010a	zwischen 2497 und 3018,7 m aufgestanden; Sand und Wasserstein; ebenso Stressfrac-Garnitur gebrochen
Tallesbrunn T 002	Scraper stößt auf Widerstand bei 1830 m
Schönkirchen T 038a	Milling-Krone bei 1370 bis 2793,6 m aufgestanden
Matzen 219	Casingleck bei 1284- 1284,5 m
Schönkirchen 028	Scraper bei 1315 m aufgestanden; Sand von 1301 bis 1318,5 m aufzirkuliert; Produktionsversuch liefert Sedimente

Matzen H 709	Schleifbacke von Locksetpacker im Bohrloch verblieben; bei 1842, 1 m mit Scraper aufgestanden; Schleifspuren am LSP bemerkt
Pirawarth 096	Sand zwischen 836 und 840,1 m aufzirkuliert
Pirawarth 072a	Zwischen 940 und 1049,1 m mit Retainer mehrmals aufgestanden; nach Perforation Sand von 960 bis 1048,7 m aufzirkuliert
Matzen 056	Sand von 1589 bis 1609,5 m und zwischen 1616 und 1620 m aufzirkuliert
Pirawarth 006	Auf Sand getroffen und Kronenmesser im Bohrloch verblieben
Moosbrunn Ost 001	Scraper bei 1471,7 m aufgestanden; Sand zwischen 1464 und 1518,6 m aufzirkuliert; bei 1144,3 m eine Engstelle festgestellt
Matzen 365	Overshot bei 1280,2 m aufgestanden aufgrund von Wasserstein; während dem Fräsen Teile vom Casing zu Tage gebracht; Klemmungen bei 1286,6 und 1301,5 m, Birnfräser förderte Eisenspäne und alten Zement zu Tage zwischen 1286,4 und 1288,5 m
Schönkirchen 018	Mit Birnfräser bei 1283,5 m aufgestanden; erneut bei 1285,7 m aufgestanden; bis 1287,5 m aufzirkuliert; Bailerfahrt liefert Sedimente zu Tage
Matzen 468	Sand aufzirkuliert von 1453 bis 1482,8m
Bockfliess 049	Bei Pumpgestänge glatter Bruch aufgetreten bei 114m; Sand von 1648 bis 1658 m aufzirkuliert; Stirnfräser bei 744 m aufgestanden und mit Cellosize zirkuliert; Sand von 1641 bis 1644,3 m aufzirkuliert
Matzen 412	1439,5 m Sand getastet und aufzirkuliert; Korrosionslöcher im DL-Packer; Single ebenfalls Korrosionsmerkmale
Matzen 373	Sand aufgespült von 1563,7 bis 1567,1 m und 1585,3 bis 1594 m
Schönkirchen T 027	Gummi vom SM-Packer im Bohrloch verblieben
Pirawarth 024	Sand von 1124 bis 1126,1 m aufzirkuliert
Matzen 346	Sand von 1368 bis 1387 m aufzirkuliert
Prottes 092	1460,8 bis 1480 m Wasserstein
Schönkirchen 230	1306 bis 1309,4 m Sand aufzirkuliert; Filter voll Sand
Roseldorf 004	Scraper bei 1504,4 m aufgestanden
Schönkirchen T 044	Tieferlegung brachte keine wirtschaftliche Förderung; Höherlegung
Hochleiten 018a	Sand getastet bei 1298 m; bis 1307m zirkuliert
Ebenthal West 001	Sonde saugt ein
Matzen 265	2 Single voll Sand; Sand von 1454,9 bis 1474 m aufzirkuliert
Matzen 041	Verwässerung bleibt hoch
Aderklaa 096	Überborrohre bei 2573,9 m aufgestanden; kein Fortschritt mit Zirkulation erzielt; Casing bei 2668,1 m undicht
Matzen 137	Sand von 1453 bis 1474,7 gefräst
Pirawarth 017	Sand aufzirkuliert von 721 bis 735,8 m, nach Produktionsversuch 5 m³ KCL in Formation verloren
Matzen 419	Ab 980 m starke Korrosion an Steigrohren; Krebsmesser im Bohrloch verblieben; von 1391 bis 1405,5 m aufgespült
Pirawarth 092	Single ankorrodiert und GLV in Mitte gebrochen; Wasserstein und Sand von 930 bis 962,2 m aufzirkuliert; Sand von 961,6 bis 971,6 m

Hochleiten 021	Sand von 1144 bis 1163,4 m aufzirkuliert; bei 1159,2 m totaler Spülungsverlust (Cellosize und Breaker); 11 m³ KCL bei ICGP verloren
Schönkirchen T 041	Eisenteile in Überbohrkrone; Sand aufzirkuliert; Säuerung mit 28% HCL
Hochleiten 060	Bei Ausbau war Motor von Schraubenpumpe fest; Süßwasser zirkuliert bis 1257 m; Sand von 1271,4 bis 1278,2 m aufzirkuliert; Cellosize Verlust; bei Gravelpack 4 m³ KCL Verlust
Schönkirchen T 016	Single sind voll mit Paraffin bis 945 m; Packergummi leicht beschädigt
Hochleiten 063	1178 bis 1228,3 m Sand aufzirkuliert; Filter teilweise kaputt
Bockfliess 098	1644,4 m Sand getastet, und bis 1653,3 m aufzirkuliert; nach Perforation im Sand festgesteckt mit Kanone;
Matzen 056	Sand von 1619 bis 1620,7 m aufzirkuliert
Prottes T 004	Sand von 2702,6 bis 2704,6 m aufzirkuliert; Packermesser und Gummi im Bohrloch verblieben
Pirawarth 075	Sand von 804,3 bis 807,4 m aufzirkuliert; 15 m Sand im Tubing; 3 Löcher im Steigrohr unter Dichtzylinder
Schönkirchen T 047	Casingleck lokalisiert von 2280 bis 2282 m; Sand von 2735,5 bis 2742,2 m aufzirkuliert
Hochleiten 015	Sand aufgespült von 1002 bis 1005,6 m
Prottes 026	Mit DT bei Sand aufgestanden; von 1311,1 bis 1318 m Sand aufzirkuliert
Pirawarth 023a	Casing bei 1633,1 m leicht undicht; Sonde totgepumpt da Druckaufbau; Sand von 1964,9 bis 1965,4 m aufzirkuliert
Moosbrunn 002	beim Ausbauen Verlust von 6 m³; Locksetpacker mit KCL freimanövriert
Matzen 242	Sand aufgespült von 1602 bis 1615 m; keine Zirkulation erhalten; mit BridgePlug bei Perforationsoberkante aufgestanden; Klemmungen zwischen 1603 und 1610,7 m trotz Rotation; Birnfräser hat Ringriffe; im Millingtool befinden sich Zement bzw. Sandstein und Bruchteile; Planänderung auf prepacked Screen
Schönkirchen 352	Zahnfräser bei 1179,4 m aufgestanden; Sand aufzirkuliert von 1096,8 bis 1122,5 m; davon 250 Liter Gravelpack Sand; WWL ist voller Sand obwohl keine Beschädigung erkennbar
Matzen 260	4 Packergummi im Bohrloch verblieben; Sand von 1635,6 bis 1638 m aufzirkuliert; Wasserstein festgestellt; Scraper bei 1635,1 m aufgestanden; bis 1638 m Sand aufgefärs
Schönkirchen 083	Sand von 1314 bis 1315 m aufgespült
Matzen 482	Filter voll Sand von 522 bis 542,2 m; BridgePlug auszirkuliert; dabei Zementbrocken mitzirkuliert; Planänderung auf SIP
Schönkirchen 350	Verlust von Pille; bei Test der Verflanschung trat Druckabfall auf; SIP hochgezogen und es kam zu Verlusten von Spülung
Hochleiten 060	Bei WWL Sand zu Tage zirkuliert; 2 Blindliner voller Sand und 2 stark verbogen
Schönkirchen 361	Bei Einbau von Retrieving Tool Verlust von KCL; Sand bei SIP mitgefördert; Draht bei Bleiabdruck festgeworden und gerissen; daher Fangversuche durchgeführt; mit Pumpgestänge bei Einbau bei 1055,2 m trotz Rotation aufgestanden; sprunghafter Drehmomentanstieg aufgetreten
Bockfliess 101	Bei 1004 m aufgestanden und Casing undicht; Sand bis 1026,3 m aufzirkuliert; bei 1400 m erneut aufgestanden und undicht; bis 1497 m Sand aufzirkuliert; Casingleck zwischen 1004 und 1054 m lokalisiert

Tallesbrunn 034	Zwischen 713 und 735,1 m Sand aufzirkuliert; starke KCL Verluste bei Einbau von Scraper bei 733 m
Prottes 109	Bei 1004 m aufgestanden und Casing undicht; Verflanschung aber dicht; ab 820 m ist Sand auf WWL; Sumpfpacker bei Casingmuffe manövriert; bei 779,7 m Sand getastet
Bockfliess 119	Beim Ausbauen von Scraper im Perforationsintervall fest geworden und mehrmals manövriert
Bockfliess 158	Sand von 1670 bis 1688 m aufzirkuliert
Schönkirchen 298	Steigrohre haben Korrosionslöcher; es treten Klemmungen bei 1300,5 m auf; ein Casingleck ist zwischen 597 und 620 m lokalisiert worden
Schönkirchen T 044	1781 m mit Scraper aufgestanden; und bei 2381,6 m mit Birnfräser aufgestanden; Produktionsversuch liefert keinen Sand
Matzen 262	Sand aufgespült von 1320,7 bis 1325,9 m; 70 m³ FW Verlust in Formation; Dropbar im Sand festgesteckt; Produktionsversuch ergibt SW, Öl und wenig Sand
Matzen 235	120 Single mit Wasserstein angelegt; BOCL Keilbacken im Loch verblieben; letzte Single hat 2 Löcher; geringer Zufluss und Sand
Matzen 264	Steigrohre von 0 bis 375 m voll mit Wasserstein; Produktionsversuch ist eruptiv mit wenig Sand
Matzen 289	Milling-tool bei 1621,3 m aufgestanden; keine Zirkulation trotz Cellosize erhalten; Steigrohre mit Klemmungen ausgebaut
Matzen 116	Sand von 1633,9 bis 1636,7 m aufzirkuliert; beim Einbau von DS bei 1622,5 m aufgestanden; und runter zirkuliert
Matzen 126	Scraper 1 m unter Perforation aufgestanden; Produktionsversuch Öl und wenig Sand
Matzen 251	Leicht bei 1552 m aufgestanden aufgrund von Wasserstein; Wasserstein nimmt nach unten zu; zwischen 1553,2 und 1558m starke Klemmungen
Pirawarth 107	Sand von 812 bis 870,5 m aufzirkuliert; Blindliner stark korrodiert; 4 Filterelemente voller Sand,
Matzen 044	Wasserstein von 0 bis 700 m und Sand von 1625,7 bis 1627,2 m aufzirkuliert
Pirawarth 027	Sand aufgespült von 975,2 bis 994,6 m; Blindliner korrodiert
Pirawarth 094	Sand bei 805,4 m getastet
Pirawarth 075	Scraper bei 879,5 m aufgestanden; Sand bis 847,8 m aufzirkuliert; Höherlegung wegen geringem Ölzufluss fehlgeschlagen; Alternativplan Aufwältigung
Schönkirchen 230	Zahnfräser bei 1318,8 m aufgestanden; Sand bis 1382 m aufzirkuliert,
Matzen 019	Steigrohr 0 bis 393 m mit Wasserstein belegt; 1625,4 bis 1627,4 m Sand aufgespült; Produktionsversuch liefert wenig Sand
Schönkirchen 150	Sand von 1312 bis 1314,3 m aufzirkuliert
Hochleiten 018a	Starke Verluste an Flutwasser beim Zirkulieren von Gas und Öl; Sand aufgespült von 1294,4 bis 1295,8 m
Prottes 034	Steigrohrfehler bei 168 m; Sand aufzirkuliert von 1321,4 bis 1322,2 m; Sonde zwischen 0 und 1280 m undicht; Tubing leicht undicht; Sand abermals von 1310,5 bis 1314 m aufzirkuliert
Bockfliess 068	Spule beim Abdrücken undicht; Loch korrodiert; Sand von 1676,4 bis 1682,4 m aufzirkuliert
Matzen 375	Feder von Führungskopf und Teile vom Dichtstück im Bohrloch verblieben; starke Klemmungen bei 672,7 m; beim Bohren und Rotieren von Zementresten auch Eisenteile mitgefördert; zwischen 784 und 803 m leichter Widerstand

Matzen 338	Sand bei 1542,8 m getastet
Schönkirchen T 068	Bei 1674,7 m aufgestanden; bis 1734,5 m tieferzirkuliert; dabei Verluste aufgetreten
Matzen 144	Scraper bei 1679,1 m aufgestanden
Pirawarth 082	Gasliftventil durchkorrodiert; Casing bei 931,4 m undicht; kaputtes Single ergänzt; daraufhin Tubing und Casing dicht
Matzen 075	Steigrohre stark mit Wasserstein angelegt und Muffen teilweise zersetzt ab 725 m; auf den Steigrohren sind bei 808 m 2 große Löcher; Casingleck zwischen 895,4 und 904,2 m
Matzen 195	Sand von 1613,7 bis 1620,4 m aufgespült; 8 m³ Verlust bei ICGP von Prop Sand; Casing ist im 12. TH. Undicht
Obersiebenbrunn 001	Beim Einpumpen von KCL Inhibitor zu Tage gefördert; große Verluste bemerkt; Sand von 1000,5 bis 1006,6 m aufzirkuliert; viel an Cellosize in Formation verloren
Schönkirchen 263	Glatter Pumpgestängebruch bei 757 m; bei 1302,5 m Sand getastet; bei 1306,1 m Ende des Zirkulierens
Pirawarth 052	Sand von 702 bis 715,2 m aufzirkuliert; mit Birnfräser Sand von 734,8 bis 753 m aufzirkuliert; mit Scraper aufgestanden; bei ICGP 20 m³ Verluste
Moosbrunn Ost 001	Sand von 1386 bis 1395,6 m aufzirkuliert; mit Krone bei 1476,4 m fest aufgestanden; 59 m³ Cellosize verloren,
Pirawarth 056	17 Single voll Sand und Wasserstein; Gasliftventil hat zwei Löcher; Sand von 885,8 bis 922,1 m aufgespült; Blindliner voll Sand und 3 Korrosionslöcher; Sand von 960,4 bis 983 m aufzirkuliert
Matzen 171	Wasserstein von 0 bis 1200 m; Sand von 1625,7 bis 1626,7 m aufgespült; fest; Produktionsversuch liefert Öl und Sand
Tallesbrunn T 002	3 m³ Cellosize verloren
Pottenhofen 002	Sand bei 1158,4 m bis 1171,1 m aufzirkuliert; bei 1130,5 m fest mit Scraper aufgestanden
Matzen 132	63 Single mit Wasserstein belegt; BOCL Packergummi im Bohrloch verblieben; Steigrohre mit Wasserstein belegt; Sand von 1618,5 bis 1624,6 m aufzirkuliert
Schönkirchen T 010	188 Single mit Paraffin und Wasserstein beschichtet
Schönkirchen 127	Pumpe und Sinkerbar im Sand festgesteckt; Sand von 1197 bis 1202,1 m aufzirkuliert; 3 Single über Straddle voller Sand
Matzen 281	Scraper bei 1336, 3 m aufgestanden und bis 1340 m Sand aufzirkuliert; bei 1325 m Zement zu Tage zirkuliert
Matzen 307	von 1296,4 m bis 1306,7 m überspült; Zement und Sand bis 1348,7 m aufzirkuliert
Prottes T 007	Casingleck lokalisiert von 875 bis 878 m; Sand aufzirkuliert von 1288 bis 1293,9 m; Casing zementiert
Bockfliess 023	Sand von 1668, 3 bis 1675,6 m aufzirkuliert; Produktionsversuch liefert nur geringe Mengen an Sand und Sedimentspuren
Bockfliess 011	Sand von 1649 bis 1652 m aufgespült
Raggendorf 009	Ringmesser bei 1452 m aufgestanden; letztes Steigrohr voller Öl
Bockfliess 035	Scraper beim Hochfahren bei 1644,7 m fest; Sand von 1641,8 bis 1639,2 m aufzirkuliert
Matzen 478	Ab Single 73 Wasserstein auf den Steigrohren; Sand von 1580,3 bis 1598,9 m aufzirkuliert
Matzen 229	Sand von 1433,6 bis 1456,8 m aufgespült; dann fest aufgestanden

Schönkirchen 017	Sand von 1257 bis 1265 m aufzirkuliert
Pirawarth 010	Bei 1806 m festen Sand getastet und keine Zirkulation erhalten
Prottes 086	Tubingleckbereich bei 1004 bis 1034 m; Ton von 1401 bis 1452,6 m aufzirkuliert; im Casing kein Leck
Schönkirchen T 017	1 Packergummi im Bohrloch verblieben; von 2851,9 bis 2869,3 m Sand aufzirkuliert; Overshotzähne abgebrochen und im Bohrloch verblieben
Schönkirchen T 015	Bei 1859 m aufgestanden
Bockfliess 141	2 Single voll Sand; Scraper bei 1764,6 m aufgestanden; bis 1778,5 m Sand aufgespült
Spannberg Sued 005	Steigrohre voll Öl; Scraper bei 10 m aufgestanden aufgrund von Paraffin; Packer bis 572,5 m unter Widerstand eingebaut bis er durch das Paraffin fest aufgestanden ist; Casing bei 1006 m abgedrückt; leichter Druckabfall
Hochleiten 005	Während dem Swabben teilweise Reaktionsgas aufgetreten
Pirawarth 096a	Auf Singles leichter Wassersteinbelag; nach unten zunehmend; Sand aufgespült von 1087,4 bis 1087,7 m
Bockfliess 014	Sand von 1660,4 bis 1663,5 m aufzirkuliert
Bockfliess 035	Mechanische Wassersperre brachte keinen Erfolg; Verwässerung trotz geringer Bruttoreate bei 90 %; Produktionsversuch Wasser und Sedimente mitgeschwabbt
Schönkirchen T 059	Steigrohre voll Flüssigkeit und auf dem LocksetPacker liegen Metallteile; nach dem Setzen ist LSP um 6 m abgerutscht
Bockfliess 053	Sand aufgespült von 1634,4 bis 1639 m; Produktionsversuch liefert Öl und wenig Sand
Bockfliess 095	Beim Überfräsen von perm. Packer starke Klemmungen aufgetreten; beim Hochziehen fest geworden; abgeschraubt und mit Overshot Millingtool gefangen; nach Perforation ist Steigrohr voll Sand und Sedimente
Prottes T 012	Sand von 2732,7 bis 2733,7 m aufzirkuliert; dann fester Sand; Casing ist dicht und es wurde im Zuge der Casinglecksuche keines festgestellt
Pirawarth 105	Filter überspült und gefräst bis 911,4 m; beim Hochfahren Werkzeug fest geworden; 8 m³ KCL verloren bei ICGP
Matzen F 009	Sand von 1297,9 bis 1326,7 m aufzirkuliert
Matzen 378	Höherlegung war nicht erfolgreich aufgrund des geringen Zuflusses
Matzen 065	glatter Pumpgestängebruch bei 759 m; Produktionsversuch hat kein Sediment und keinen Sand gefördert
Roseldorf 017	Casing auf Höhe der alten Perforation abgedrückt; leicht undicht; TSD Übergang voll mit Sand und Perforationsschmand; Eisenspäne auf Bleiabdruck; Bailer bei 1032m voll mit Sand, Spänen und Schussschmand
Prottes 046	Sand von 1290 bis 1308,8 m aufzirkuliert; Casingleck von 986 bis 989 m festgestellt
Schönkirchen 127	Letztes Sandkammerrohr voll Sand; bei 1226,6 m Casing abgedrückt; Druckabfall
Prottes 086	WWL voll mit Ton und Spülung; bei 800 m Casing abgedrückt; undicht; Casingleck zwischen 982 und 1001 m; beim Ausbau von LSP tonhaltige Flüssigkeit auszirkuliert
Matzen 349	1742 bis 1747,3 m mit Birnfräser Engstelle befahren; Sand von 1751 bis 1769,2 m aufzirkuliert; Packergummi im Bohrloch verblieben
Schönkirchen T 039	Keine Perforationsänderung durchgeführt; denn Sonde förderte eruptiv nach Erhöhung der Bruttoreate
Schönkirchen T 009a	Bei 2827,7 m aufgestanden

Roseldorf 003	Stirnfräser bei 728,6 m fest aufgestanden; Birnfräser bei 1049,6 m aufgestanden; Sand bis 1082,2 m mit Birnfräser aufzirkuliert
Hohenruppersdorf 042	Produktionsversuch liefert SW, Sand und Ölspuren; Stirnfräser zwischen 2094 und 2101 m mehrmals rotiert bis BL wieder frei befahrbar; dann abzementiert und neu perforiert
Matzen 436	Scraper bei 2013,5 m aufgestanden; Sand von 1892 bis 1893,5 m aufzirkuliert; mit LSP öfters im Perforationsintervall fest geworden
Matzen 217	1614,7 m Sand getastet; LSP konnte bei 1593 m nicht gesetzt werden und so bei 1592,5 m abgeschossen; Casingleck zwischen 1037 bis 1041 m lokalisiert; Sand von 1591,8 bis 1591,9 und 1594,5 bis 1620,1 m aufzirkuliert
Niedresulz 010a	Bei Fahrt mit Plug kam es zu Problemen mit Sand und Schere; die mechanische Wassersperre reduzierte die Verwässerung auf 35 %
Matzen 182	Bei 897,5 m Engstelle mehrmals befahren; Sand, Cuttings bzw. Spülung aufzirkuliert; Fangarbeit ist gescheitert; Horizont zementiert und Sonde aufgewältigt
Matzen 151	Produktionsversuch liefert in diesem Horizont nur SW und Sand; Aufwältigung
Prottes 083	Während der Behandlung wird ein Casingleck entdeckt; da Produktionsversuch nur Spuren von Öl neben Sedimenten und Wasser liefert; Sonde liquidiert
Matzen 437	Casingleck entdeckt; Produktionsversuch liefert nur Spuren von Öl, Sand und Wasser; die Sonde wird liquidiert
Matzen 036	Produktionsversuch liefert Spuren von Öl und Salzwasser; Sonde wird liquidiert
Schönkirchen T 051	Während der Behandlung wird ein Loch am letzten Single bemerkt; es wird Korrosion vermutet; es treten ebenfalls Verluste von 13 m³ auf; Sonde wird liquidiert, da Produktionsversuch nur Salzwasser, Sand und Spuren von Öl liefert
Aderklaa 078	Casingleck entdeckt was zum Abbruch der Säuerung führte; Fish im Bohrloch verloren und mehrmals aufgestanden; bei 1427m wurde während dem Zirkulieren Ton- und Zementreste entdeckt; Liquidation und Zementbrücken
Pirawarth 024	Während der Behandlung wurde die Swabbgarnitur fest und es traten Verluste von 40 m³ auf; da der Produktionsversuch nur Salzwasser mit Spuren von Öl und Sand brachte, wurde die Sonde liquidiert
Schönkirchen 179	Während der Behandlung wurden Unmengen von Sand zwischen 1320 und 1327 m gefunden; trotz installierten ICGP; auch Schleifspuren am Sandkammerrohr und ein festgesteckter Torsionsanker traten auf; der Straddle war auch verstopft; es kam zu Verlusten von 62 m³; dann wurde eine Säuerung durchgeführt; Produktionsversuch liefert Sand bzw. Säuregemisch
Schönkirchen 176	Nach Zirkulation Verlust von 21m³; es trat auch ein Tiefpumpenbruch auf
Schönkirchen 165	Tubing und Casing sind dicht; es treten Verluste von 63 m³ auf; nachdem der Retainer aufgestanden ist wurde der Rollenmeißel verwendet; Produktionsversuch bringt nur Salzwasser und Sandspuren
Matzen 057	Es treten Verluste von 22m³ auf; die Sonde fördert eruptiv; nach der Säuerung wird nur Salzwasser und Sediment gefördert; daraufhin wird die Sonde liquidiert
Prottes 086	Es ist ein Tubingleck zwischen 1004 und 1034 m festgestellt worden; des weiteren wurde eine tonige Flüssigkeit aufzirkuliert; Verluste von 15m³; ein Casingleck wurde festgestellt von 1460 bis 982 m; durch dieses trat wahrscheinlich der Ton aus der Formation ein; Casing wurde erfolgreich zementiert und dann wurde eine PCP-Pumpe eingebaut;
Plattwald 006	Während der Behandlung wird Fluss in die Lagerstätte bemerkt; es wird auch Cellosize-Pille verloren; Produktionsversuch ergibt verschlammtes Salzwasser mit Sand und Spülung

Spannberg 020	Aufwältigung sollte nur als Test hergenommen werden und daher ist die Sonde als erfolgreich einzustufen
Prottes 081	Casingleck zwischen 1030 und 1040 m entdeckt; während der Behandlung sind Steigrohre bei 1203 m gerissen und die Singles von 1272 bis 1281 m waren voll grober Sedimente; trotzdem die Tiefpumpe wieder eingebaut
Prottes T Sued 001	Casingleck festgestellt und Reperatur eingeleitet; während der Fahrt kommt es zu starken Klemmungen; beim Einsatz von Birnenfräser ist ein Druckanstieg festzustellen; Casing wurde geschnitten und ausgebaut; wobei ab 1450 m starke Korrosion festgestellt wurde; im Zuge der Behandlung wurde auch ein Loch in das Casing gefräst
Gänsersdorf T 002	Starke Casingschaden; Bruchstück von 5" Casing ab 2250 m im Bohrloch verblieben; unterer Teil sehr stark korrodiert; Anschließend Arbeit unterbrochen und Mast umgelegt
Mühlberg 095	Swabben ergibt Spuren von Sand und Öl; hauptsächlich Salzwasser; Sonde wurde liquidiert
Mühlberg 005	Während der Perforation wurde kein Druckanstieg bemerkt; also Unsicherheiten bezüglich Schuss; Wiederholung der Perforation führte zu einer eruptiven Förderung im anschließenden Produktionsversuch
Plattwald 013	Produktionsversuch ergibt nur Salzwasser und Spuren von Sedimenten
Schönkirchen 182	Bei der Behandlung Sand und Sedimente zwischen 1248 und 1258 m festgestellt; anschließend mit PDS gemessen und kein Potential festgestellt;
Matzen 215	Bei 1657 m auf Sand aufgestanden; aber Höherlegung erfolgreich abgeschlossen und Produktionsversuch ergibt eine eruptive Förderung in den Tank; Anschließend Sonde mit Flutwasser totgepumpt was in der Folge zu einem Verlust der Förderung führte; Dieser Verlust kann auch nicht mit Säuerung und Stimulation behoben werden; Aufgabe des Horizonts
Prottes T 011	Während der Behandlung sind Gummiteile vom Packer im Bohrloch verblieben und es traten auch Klemmungen im Bohrloch auf; diese Klemmungen sind durch Fräsen behoben worden; Metallteile und erhöhtes Drehmoment aufgetreten; Casing angefräst; Teilliquidation fortgesetzt da nicht zur Perforation durchgetrunen
Bockfliess 103	Beim Höherlegen wurden immer wieder Klemmungen und feste Stücke bemerkt; Anschließend wurde mit dem Fräser ausgebaut und die Höherlegung durchgeführt; Dynamogramm am Ende ist in Ordnung; zwischen 1628 und 1643 m Sand und Wasserstein aufzirkuliert
Matzen 513	Die Steigrohre haben starke Korroionslöcher; Dichtheitsüberprüfung in Ordnung; Im Bohrloch befindet sich Sand; Produktionsversuch ergibt Salzwasser und Spuren von Öl und Sand; Liquidation
Bockfliess 082	Das Höherlegen war erfolgreich; aber der anschließende Produktionsversuch ergibt nur Salzwasser mit Sand; Sonde liquidiert
Stockerau Ost 008a	Sonde eingefahren bis 1000m und 6,5 m³ angeliftet; bis 2245 m eingefahren und 2,5 m³ angflitet; die Sonde ist mit Flüssigkeit tot
Niedersulz 012a	Mit KCL totgepumpt und anschließend Druckzementiert; bei 2146 und 2205 m aufgestanden; nach der Zementation den Zement aufgebohrt und anschließend Produktionsversuch durchgeführt; fördert eruptiv Gas und Öl; erneutes mehrmaliges Swabben liefert 1,8 m³ Flüssigkeit davon 400l Öl; Produktion nur für kurze Zeit erfolgreich;
Bockfliess 077	Während dem Swabben öfters bei 680 m aufgestanden und nicht mehr tiefer gekommen; Parrafin; Swabben ergab Salzwasser und Spuren von Öl; Liquidation

Matzen 424	Casinglecks; mittels Zementation ausgebessert; während dem Aufbohren des Zements und des permanenten Packers öfters im oberen Bohrlochbereich festgeworden; beim Rotieren wurde Rollenmeißel sehr stark abgenutzt; es fehlten sogar Zähne; Produktionsversuch ergab Spuren von Sand und Salzwasser; Sonde liquidiert
Prottes 202	Aufwältigung war erfolgreich und stündliches Swabben bringt nach eruptiver Förderung 1m³ Öl;
Spannberg Sued 005	Ab 1702 m Bohrloch voll Sand; versucht mit Lockset-Packer tiefer als 2122,5m zu fahren; gescheitert und auch keine Zirkulation des Sandes mehr erhalten; keine Perforation durchgeführt; nicht in das entsprechende Intervall vorgerückt
Aderklaa 079	Die Zusatzperforation verlief ohne Probleme; Produktionsversuch negativ, da der Helvethorizont in diesem Bereich sehr tonig ist; Liquidation der Sonde
Matzen 466	Während dem Ausbau wird in den Steigrohren Wasserstein und Sand bemerkt; Während dem Einbau der Rohre mehrmals aufgestanden; der anschließende Test ergab das eine wirtschaftliche Einrichtung als Injektor nicht möglich ist und somit wurde die Sonde liquidiert
Matzen 402	Beim ersten mal zündete die TCP nicht; Nach erfolgreicher Perforation brachte der Produktionsversuch nur Sand und Salzwasser; Man versuchte den Zufluss mit einer Säuerung zu verbessern, jedoch scheiterte auch dieses Vorhaben und Sandproduktion steigt
Prottes T 002	Sand aufzirkuliert; Produktionsversuch ergibt nach erfolgreicher Perforation eine eruptive Förderung; danach Sonde mit Flutwasser totgepumpt und Pumpe wieder montiert; Sonde konnte nach Aufwältigung nur 2 mal kurz Öl fördern; ansonsten blieb die Rate bei 0
Matzen 424	Die Aufwältigung wurde erfolgreich durchgeführt; Produktionsversuch liefert nur Salzwasser und wenig Gas; auch eine Säuerung kann den Zufluss nicht verbessern; Sonde teilliquidiert
Matzen 356	Casingleck zwischen 1153 und 1418 m festgestellt; man versucht mit Fräsen zum Straddle zu gelangen; jedoch verbleibt er in der Sonde, da man nicht zu ihm vordringt; Während dem Fräsen wurden auch Casingteile zu Tage gefördert; welches auf eine Beschädigung des Casings zurückzuführen ist; die Sonde wird liquidiert;
Prottes 003	Das Casingleck wurde zwischen 230 und 239 m lokalisiert und zementiert; anschließend wurde der Zement aufgebohrt; Im Bohrloch wurden bei 1200 m Sand entdeckt; anschließend baute man die Pumpe wieder ein und fuhr erneut zur Behandlung um einen TPWechsel durchzuführen; TPW hat nicht stattgefunden
Bockfliess 022	Während der Behandlung wurden Engstellen in dem Bereich zwischen 801 und 820 m festgestellt, was als Casingschäden identifiziert wurde; während dem Fräsen mit dem Birnfräser wurde das Casing beschädigt und es wurden alte Eisenteile und Zement zu Tage gefördert; Sonde liquidiert
Schönkirchen 134	Die Sonde ist undicht oberhalb von 1228 m und es wurde ein Casingleck im Bereich von 535 bis 540 m lokalisiert; Dieses Leck wurde zementiert und dann wurde die Sonde höhergelegt; Produktionsversuch ergibt nur Salzwasser und Sand; Sonde liquidiert
Schönkirchen 297	Bei 1253 m mit der Fräsglocke aufgestanden; Dabei sind Teile der Fangglocke abgebrochen und im Bohrloch verblieben; Es wurde auch eine Undichtheit der 5 1/2" Casingmuffe im Bereich des Rohrkopfes festgestellt; Produktionsversuch ergab nur Salzwasser und Sedimente; Sonde liquidiert
Pirawarth 079	Klemmungen beim Hochfahren des Filter, der zum Teil auch im Bohrloch verblieben ist; der WWL musste überfräst werden; Kronenrohr hat sich um 7 cm verkürzt; Sand angetroffen; PCP eingebaut nach Aufzirkulieren des Sandes; Produktionsversuch ergab Öl und Salzwasser; PCP fest im Sand; Sonde liquidiert
Prottes 065	Produktionsversuch liefert Sand; Sonde liquidiert

Matzen 167	Produktionsversuch liefert nur Salzwasser und Sand; Sonde liquidiert
Matzen 230	Produktionsversuch erfolgreich; Sonde wurde konserviert
Schönkirchen 027	Sand bei 1253 m aufzirkuliert; selektiver Produktionsversuch ergibt nur Salzwasser, Sand und Spuren von Öl; Liquidation
Prottes 200	geringe Verwässerung und eruptive Förderung während PV; Sonde mit Flutwasser aufgefüllt bis sie einsaugt; die Pumpe wurde wieder eingebaut; seither keine Förderung
Prottes 216	Der Produktionsversuch nach erfolgreicher Aufwältigung liefert neben Salzwasser, Spuren von Sand und Öl; Sonde liquidiert
Matzen 430	Die letzten 8 Single weisen Korrosionslöcher auf; Fish in der Sonde verloren; Fangarbeiten; es wurde bemerkt, dass der LSP undicht ist und die Singles unterhalb Korrosionsmerkmale bzw. oberhalb Sand aufweisen; ein Casingleck wurde im Bereich von 1251 und 1260 m festgestellt und zementiert; aufgrund des geringen Lagerstättendruckes konnte kein Gaslift mehr installiert werden und somit musste eine PCP installiert werden
Matzen 041	Produktionsversuch liefert nur 2,5 m ³ Salzwasser und 0,5 m ³ Öl;
Prottes 212	Bei 1347,5 m aufgestanden mit Tubingcutter und Kratzer; 2,7 m vom Schusskopf im Bohrloch geblieben; Sonde steht seit Behandlung
Matzen F 202	Starke Klemmungen bei 1507 m aufgetreten; Teile von Rollenmeißel und permanentem Packer im Bohrloch verblieben; Sand bei 1512,1 m bis 1531,4 m aufzirkuliert; PV zuerst eruptive Wasserförderung; danach Gas
Matzen 054	Bei 1626,1 m aufgestanden und Sand bis 1630,6 m aufzirkuliert; dabei Flüssigkeit in die Perforation von 1627,5 bis 1628,5 m verloren; Produktionsversuch liefert SW und Sand; Säuerung durchgeführt; neuerlicher Produktionsversuch Sand und KCL; Sonde liquidiert
Matzen 292	Produktionsversuch liefert unwirtschaftlichen Zufluss
Matzen 133	Bei 1630,8 m Sandsohle getastet; Sand zirkuliert von 1630,8 bis 1634,9 m; Produktionsversuch ergibt 5,8 m ³ SW + 1m ³ Öl + Sand
Bockfliess 072	2 Single voll mit Sand und bei 1205,9 m aufgestanden; bis 1236 m zirkuliert; zwischen 880 und 899 m hoher Widerstand beim Hochfahren; Single verbogen; starke Klemmungen bei 894 und 904 m; Bohrlochbefahrung nur bis 905 möglich
Matzen 303	Bei 551,6 m Sand gefunden; Sand und Spülung aufzirkuliert bis 841 m; Sand abermals von 838,6 bis 850 m aufzirkuliert; Sonde fördert Gas im Produktionsversuch
Matzen 362	Aufgestanden bei 1559 m; Produktionsversuch zeigt hohe Verwässerung
Schönkirchen T 057	Produktionsversuch zeigt geringen Zufluss; Säuerung durchgeführt; nach Säuerung wurde auch Sand gefördert; Casing ist bei 1144 m undicht; Sand wurde zwischen 1304,8 und 1315,5 m aufzirkuliert; erneuter Produktionsversuch liefert eruptiv Gas
Bockfliess 167	Bei 1203,8 m glatter Pumpgestängebruch; Tiefpumpe und 1 Single ist voll Sand; Sand zwischen 1298,8 und 1335,2 m aufzirkuliert; bei 1336,3 m erneut auf Sand getroffen; bis 1360,4 m aufzirkuliert; Produktionsversuch liefert SW, KCL, Ölsuren und Sand
Hochleiten 021	Chemische Wassersperre ist nicht erfolgreich; Verwässerung konstant hoch;
Hochleiten 029	Tiefpumpenwechsel erfolgreich; Verwässerung bleibt trotz chemischer Wassersperre hoch;
Matzen 327	2 Packergummi im Bohrloch verblieben und bei 1407,5 m aufgestanden; zwischen 736,3 und 738 m leichten Widerstand mit Srafer gemerkt; der Sand konnte zwischen 1407,5 und 1413,1 m nicht aufzirkuliert werden; Produktionsversuch ergab geringen Zufluss und die anschließenden Säuerung lieferte erhöhte Sandproduktion

Schönkirchen T 035	7" Casingrohre geschnitten und entfernt; Sonde eruptiv während dem Produktionsversuch; Säuerung durchgeführt; Produktionsversuch liefert nur ein Säuregemisch und KCL
Matzen 443	Mit Fräskrone von 1326 m bis 1340,8 m aufgestanden; mehrmals diesen Abschnitt gefräst bis wieder leichtgängig befahrbar; bei 1340,8 m und 1340,9 m kein Fortschritt mit Fräser erzielt; LSP musste freigeschlagen werden; bei 1347,7 m erneut aufgestanden (Filter)
Schönkirchen T 50	65 m³ Verluste von KCL in die Perforation; der Produktionsversuch ergab keinen Zufluss;
Ebenthal 006	Velocitystring verbessert den Wasseraustrag
Altlichtenwarth 022	Bei 444 m auf Sand aufgestanden; von 1438 bis 1446 m Sand aufzirkuliert; alter Sandfilter war verstopft; Produktionsversuch ergibt unwirtschaftliche Produktion; Liquidation
Ebenthal 007	Ringmesser ist bei 1839 m aufgestanden; bei einer Casingengstelle ist man mit Packer aufgestanden; Scraper ebenfalls bei 1839,6 m aufgestanden; Sand zwischen 1837 und 1838,5 m mit Bailer entfernt und fester Sand konnte ab 1838,5 m nicht mehr mit Bailer entfernt werden; im Steigrohr wurde 5 m Sand entdeckt; Einbau von 1,9" erhöht Wasseraustrag
Schönkirchen 248	Mit Scraper bei 1255,5 m aufgestanden; Produktionsversuch liefert geringen Zufluss; danach gesäuert; wiederum sehr geringer Zufluss und starker Druckabfall; Liquidation
Matzen 054	Bei 1321,2 m aufgestanden und Sand bis 1323,0 m aufzirkuliert; Produktionsversuch ergab Ölsuren und Sedimente; Liquidation
Kasernberg 001	Keine Zirkulation hergestellt; Cellosize eingepumpt; 4 1/2" Rohre von 765 bis 771 m geschnitten und es wurden Zementschlämme gefunden
Schönkirchen 230	Sand von 1321,4 bis 1330,9 m aufzirkuliert; Verluste bei Perforation; Mit Cellosize Sand bis 1331 m aufzirkuliert; bei Filter traten 60 m³ Verluste von Carbolite auf
Prottes 203	17 m³ KCL-Verluste während der Behandlung; Sand bei 810 m getastet und diesen bis 876,2 m aufzirkuliert; darunter fester Sand
Matzen 372	Produktionsversuch ergab Formationswasser und Sand aber keine Spuren von Öl; Liquidation
Pirawarth 012	10 m³ Flutwasser verloren und Produktionsversuch ergab KCl und viel Sand; bei 808 m auf Sand aufgestanden; diesen bis 815 m aufzirkuliert; Liquidation
Matzen 275	Zement vorgefunden bevor Casingleck zementiert wurde; Produktionsversuch durchgeführt; geringer Zufluss, der von SW und KCL dominiert wird; Liquidation
Kasernberg 001	Verluste von 26 m³ KCL in Formation; Produktionsversuch ergibt geringen Zufluss und Säuerung durchgeführt; Sonde fördert nun eruptiv in den Tank; Säuerung und Swabben lieferte Sand
Schönkirchen 068	4 Single sind voll mit Sand und es existiert eine Engstelle zwischen 1176,8 und 1192,8 m; bei 1215, 9 und 1245 m aufgestanden; obere Schicht Sand und ab 1245 m beginnt Wasserstein bis 1322 m;
Bockfliess 051	Mit Scraper bei 1629,7m aufgestanden; Produktionsversuch ist unwirtschaftlich; Sonde liquidiert
Schönkirchen 103	6 Single sind voll mit Sand, der zwischen 1112 bis 1260 m aufzirkuliert wurde; Zirkulationsverluste in die Perforation; ein Casingleck wurde zwischen 707 und 709 m festgestellt und zementiert; ein Produktionsversuch ergab geringen Zufluss und viel Sedimente; Liquidation
Schönkirchen T 014	Bodendüse konnte bei 2381 m nicht gezogen werden und es wurde ein Loch in das Tubing perforiert; Perforation und nachfolgender Produktionsversuch ergeben eine eruptive Förderung, von KCL und Gas; Druck sinkt rasch

Matzen 132	Sand wurde bei 1623 m festgestellt; bis 1626 m aufzirkuliert; Verluste in die Perforation; der Produktionsversuch ergab SW und Sedimente; eine Säuerung und Wassersperre konnten die Verwässerung ebenfalls nicht reduzieren
Matzen 268	Bei 1629,3 m aufgestanden und der Sand wurde mit Verlusten in die Perforation bis 1631,7 m aufzirkuliert; danach wurde eine Wassersperre gesetzt; Verwässerung trotz Wasserglasbehandlung hoch
Matzen 043	Bei 1631 m auf Sand aufgestanden und Sand bis 1637 m aufzirkuliert; es konnte dann keine Zirkulation hergestellt werden und das Einbringen von Wasserglas war auch nicht erfolgreich
Kasernberg 001	Bei 686,8 m auf Sand aufgestanden; aufzirkuliert, gesäuert und geswabbt; eruptiv Flüssigkeit und feinste Sandteile gefördert; wieder Pille einzirkuliert und Sand aufgespült; Filter eingebaut und Produktionsversuch ist sandfrei; geringe Reserven vermutet; Liquidation
Plattwald West 001	1323 m Sand aufgestanden; zwischen 1073,5 und 1082,8 m Fracsand zu Tage zirkuliert; auch Sand zwischen 1055,8 und 1572 m aufzirkuliert; Sand zwischen 1578 und 1581 m mit Cellosize zirkuliert; Verluste in Perforation; geringer Zufluss; daher Säuerung und Sandzufluss wurde erhöht
Matzen 163	Produktionsversuch ergab eruptive Förderung von Öl und Formationswasser; mit FW totgepumpt und es kam nur noch geringer Zufluss; 600 l Öl und viel Ton bzw. Sand
Aderklaa 025	Casing wurde getestet; Druckabfall, obwohl Casingflansch dicht; anschließender Produktionsversuch ergab Fluid mit wenig Feinsedimenten;
Prottes 087	Scraper bei 1329,8 m aufgestanden; bei 456 m Sand getestet und bis 460 m aufzirkuliert; es konnte kein Spiegel getestet werden während dem Produktionsversuch
Schönkirchen 321	Sand von 1288,7 bis 1343 m aufzirkuliert; Produktionsversuch ergab geringen Zufluss, der durch Säuerung verbessert werden sollte; nach Säuerung viel Sand geswabbt; Liquidation eingeleitet
Schönkirchen 272	Drilltubing bei 1333,8 m aufgestanden; es konnte keine Zirkulation hergestellt werden; mit Cellosize zirkuliert; Produktionsversuch liefert SW und Sedimente; Liquidation
Schönkirchen 201	Mehrmals auf Sand aufgestanden; Produktionsversuch ergab 4,5 m³ FW, 400 L Öl und Gas; Spiegel zwischen 300 und 400 m; bei 1314,7 m neuerlich Sand getestet; Sand von 1314,7 bis 1335, 3 m aufzirkuliert und Verluste in den Ottang Sand
Matzen 284	1130,5m aufgestanden und Sand bis 1203,4 m aufzirkuliert; Produktionsversuch liefert SW, viel Sand und Spuren von Öl;
Schönkirchen T 047	Casingleck zwischen 2280 und 2282 m festgestellt; erfolgreich zementiert und Sand zwischen 2736 und 2736,6 m wegrotiert; neuerlich Sand zwischen 2725,5 und 2732,2 m aufzirkuliert
Matzen 331	Bei 1388,9 m aufgestanden und bis 1427 m zirkuliert; Sand zwischen 1421 und 1423 m fester, daher mit Cellosize zirkuliert; Produktionsversuch ergibt Sand und SW; Liquidation
Pirawarth 088	Bei 1229,5 m fest aufgestanden; mit Rollenmeißel gebohrt; eine Lochfahrt mit UCI von Schlumberger unternommen; im Bohrloch ist ein Expandable Sand Screen eingebaut und während der mehrmaligen Bohrlochbefahrung immer wieder auf Sand aufgestanden; ESS durchlässig; während dem Swabben wurden auch Sedimente angetroffen
Prottes 026	Bei 1311,1 m Sand getestet und bis 1318 m Sand aufzirkuliert; mit Plug bei 1271 m aufgestanden; mit Rollenmeißel bis 1281 m nachgefräst; Produktionsversuch liefert geringen Zufluss; Säuerung; KCL und Säuregemisch geswabbt

18.4 Steigrohrstatistik

Datum	Sonde	EU/NU	Dimens.	Einbau teufe	Fehler teufe	Fehler art	Einbau Datum	Bemerkungen
16.01.2006	Schö 298	EU	2 7/8"	1.297,83	870	Riss	17.12.2002	STR über TPS durchgeschliffen u. eingedrückt
24.01.2006	Schö 085	NU	2 7/8"	698,61	54,4	korr. Loch	26.07.2005	Korrosionsloch mit Schliff nur dieses eine Rohr
26.01.2006	Bo 058	EU	2 7/8"	608,96	120	korr. Loch	30.01.2004	Korrosionsloch Ø 5 mm, unter Stauch
14.02.2006	S 069	EU	2 7/8"	647,79	327	korr. Loch	22.03.2005	Korrosionsloch unter Stauch
15.02.2006	S 044	EU	2 7/8"	817,81	200	Schliff	03.08.2004	Mehrere Löcher, Durchschliff
20.02.2006	HI 072	EU	3 1/2"	901,5	754	korr. Loch	19.07.2005	Korrosionsloch Ø 6 mm,
08.03.2006	Pro 38	EU	2 7/8"	403,5	389	korr. Loch	18.01.1983	Korrosionsloch Ø 10 mm,
15.03.2006	ST 57	EU	2 7/8"	1.129,00	37	korr. Loch	19.05.2000	Mehrere Korrosionslöcher
03.04.2006	S 235	NU	3 1/2"	1.000,15	154	Schliff	14.12.2004	Schliff ca. 30 cm
05.04.2006	S 138	NU	2 7/8"	1.096,00	240	korr. Loch	27.06.2002	Korrosionsloch Ø 8 mm,
10.04.2006	S 127	EU	2 7/8"	1.169,85	668	Schliff	16.09.2005	PCP Schliff durch Protektoren (Sediment)
05.05.2006	Eb 9	EU	2 7/8"	1.226,00	773	Riss	11.08.2004	Riss 10 cm
10.05.2006	Ma F 12	NU	2 7/8"	698	154	Schliff	20.11.2001	zwei Zapfen durchgeschliffen
17.05.2006	Pir 39a	EU	2 7/8"	977,67	455	Schliff	24.09.2003	Schliff-Riss ca. 6 cm ; Kolbenstange fast durchgeschliffen
19.05.2006	Pro T 6	EU	2 7/8"	2.214,64	2.171,44	Riss	24.04.2004	Riss 10 cm; PS mit Sedimenten u. Ablagerungen verlegt
31.05.2006	Ma 7	EU	2 7/8"	1.057,90	224	korr. Loch	10.01.2006	Korrosionslöcher beim Stauch bei 224 u. 495 m
12.06.2006	Pir 96a	EU	2 7/8"	992,61	917	Schliff	09.11.2005	PCP Installation/ Schliff ; Ø 10 mm, Loch
26.06.2006	Bo 109	NU	2 7/8"	1.198,50	979	korr. Loch	28.06.2005	Loch lt. Vetcomessbericht
24.07.2006	Pro 86	EU	2 7/8"	953	940	Riss	23.08.2039	Riss unterstes Single (PCP unterstes PG schwingt)
18.08.2006	S 65	EU	2 7/8"	903	893	Schliff	16.12.2003	Schliff ca. 20 cm
01.09.2006	ST 90	EU	2 7/8"	2.736,00	365	korr. Loch	04.10.2002	Korrosionsloch Ø 6 mm,
06.09.2006	S 137	NU	2 7/8"	1.027,53	378	Riss	09.09.2005	Riss ca. 20 cm
15.09.2006	Bo 14	EU	2 7/8"	890,23	885	Riss	28.09.2005	Riss ca. 14 cm
25.09.2006	HI 063	EU	3 1/2"	747,41	745	Riss	22.04.2002	Riss ca 10 cm; 1,5 müber TPS
20.01.2005	S 098	EU/NU	2 7/8"	697,39	690	Riss	01.08.2003	Riss ca. 5 cm

Datum	Sonde	EU/NU	Dimens.	Einbau teufe	Fehler teufe	Fehler art	Einbau Datum	Bemerkungen
14.02.2005	Pro T 12	EU	2 7/8"	1.201,27	1.126,00	Riss	10.05.2004	Korrosions Riss
01.03.2005	Ma F 5a	EU	3 1/2"	550	550	korr. Loch	31.07.1997	Korr. Loch im letztem Single Ø 10 mm
18.03.2005	Pro T 17	EU	3 1/2"	662,54	662,54	Riss	10.02.2004	20 cm Riss im Pumpenpasstück
21.03.2005	HI 65	EU	3 1/2"	807	487	Riss	20.01.2000	Riss 1,5 m
21.03.2005	S 69	EU	2 7/8"	651	645	Riss	16.10.2003	Riss 10 cm
07.06.2005	S 169	NU	3 1/2"	804	720	Schliff	24.06.2004	Schliff ca .30 cm
22.06.2005	Schö T 43	EU	2 7/8"	1.002,12	975	Riss	13.08.2003	Riss 20 cm Gasanker abkorrodiert
11.07.2005	StU 65	EU	3 1/2"	1.086,00	1.059,00	korr. Loch	11.08.2004	Korr. Loch im letztem Single Ø 5 mm
22.07.2005	S 085	EU	2 7/8"	799,39	235	Schliff	22.07.2003	Schliff 30 cm
22.07.2005	S151	NU	2 7/8"	1.000,89	269	korr. Loch	24.11.2003	Korr. Loch Ø 5 mm
18.08.2005	Bo 141	EU	2 7/8"	1.000,64	788	Schliff	18.06.2004	Schliff
19.08.2005	Ma F 21	NU	2 7/8"	701,93	490	korr. Loch	10.01.2005	Im 53. Single je ein korr Loch bei Zapfen u. Muffe
30.09.2005	S 096	NU	2 7/8"	1.147,68	750	Schliff	03.02.2004	Schliff
19.10.2005	S 129	EU	2 7/8"	806,41	427	Schliff	09.11.2004	Schliff Loch ca Ø 5 mm
15.12.2005	Ma 476	NU	2 3/8"	1.426,60	1.080,00	korr. Loch	06.02.1995	3 korr. Löcher (CEV 216)
13.01.2004	ND Mau 1	EU/NU	3 1/2"	899	780	Schliff	15.11.2001	85. u. 86 ste Single Durchgeschliffen
20.01.2004	Ma 052	EU	2 7/8"	1379	1338	korr. Loch	19.11.1999	Vetco-Messung 67 Stück rot; Sonde wird inhibiert
22.01.2004	Ma NW 6a	EU	2 7/8"	802	214	korr. Loch	24.08.2000	Korr. Loch Ø 15mm
28.01.2004	Bo 134	EU	3 1/2"	623	27	Riss	20.02.2002	Beim 3. Single Riss ca. 5 cm
28.01.2004	Pro 46	EU	2 7/8"	1321	315	Riss	26.03.2001	Beim 34. Single Riss ca. 20 cm
04.02.2004	Pro 29	EU	2 7/8"	500	288	Riss	25.07.2003	Riss ca. 7 cm
09.02.2004	Ma NW 6a	EU	2 7/8"	900	816	korr. Loch	23.01.2004	Korr. Loch Ø 2mm; 10cm nach Gewinde im Stauchber
18.02.2004	Bo 023	EU	3 1/2"	659	655	Schliff	20.01.2003	Schliff 4m über Pumpe
10.03.2004	Schö 063	EU	2 7/8"	1.252	1026	korr. Loch	30.05.1979	korr Löcher von 1026 - 1082 m
19.03.2004	Pro 003	EU	2 7/8"	1.345	235	Schliff	09.10.2000	Steigrohre durchgeschliffen u. aufgeschlitzt
26.03.2004	Ma 250	EU	2 7/8"	1059	935	Riss	18.02.2000	von 114 Stück 62 rot u. 21 blau
14.04.2004	Ma 102	EU	3 1/2"	528,31	75	korr. Loch	04.10.2002	Korr. Loch Ø 5mm
16.04.2004	Ma 347	EU	2 7/8"	1278	872	Abriss	05.09.1998	Rohre beim Ausbauen abgerissen

Datum	Sonde	EU/NU	Dimens.	Einbau teufe	Fehler teufe	Fehler art	Einbau Datum	Bemerkungen
04.06.2004	Schö 196	EU	3 1/2"	768	63	korr. Loch	20.08.1999	3 1/2" Muffe vom Übergang auf Schlussm.durchgeschl
25.06.2004	Schö 44	EU	2 7/8"	848	381	korr. Loch	29.07.2003	3 Korr. Löcher
29.06.2004	S 279	EU	2 7/8"	1169	280	Schliff	11.05.2000	Rohre ab 280 m durchgeschliffen
05.07.2004	Ma 371	EU	2 7/8"	1223	1200	Schliff	09.12.1999	Schliff / Riss ca.1 m; durch PG Schliff
07.07.2004	S 135	NU	2 7/8"	697	694	Schliff	12.11.1998	Schliff / Riss ca. 5 cm; durch PG Schliff
28.07.2004	Bo 174	EU	2 7/8"	1001	307	korr. Loch	25.04.2002	Korr. Loch
09.08.2004	Eb 9	EU	2 7/8"	1217	970	Riss	23.11.1999	Riss ca. 20 cm
12.10.2004	Ma 58	NU	2 7/8"	1617,6	1250	korr. Loch	11.09.1992	Korr. Löcher bei 1250 u. 1275 m, Ø 2 cm
11.11.2004	S 280	EU	2 7/8"	1241	1195	korr. Loch	18.09.2000	Korr. Loch bei 1195 Ø 5 mm
23.11.2004	S 147	EU	2 7/8"	1000	526	Riss	06.08.2003	Riss ca. 15 cm
13.12.2004	S 235	EU	2 7/8"	1002	150	Riss	05.04.2001	Riss ca. 15 cm
07.01.2003	S 066	NU	2 7/8"	895	440	korr. Loch	23.10.2001	korr. Loch Ø 3 mm
13.01.2003	S 170	NU	2 7/8"	994	376	Schliff	24.01.2001	Durchschliff bei der Muffe
27.01.2003	S T 69	EU	2 7/8"	1198	788	abgerissen	21.12.1976	Rohre abgerissen, Bruchstück außen korrodiert u. mehrere Löcher
05.02.2003	Ma 235	NU	2 7/8"	1422	520	korr. Loch	14.02.1994	2 korr. Löcher Ø 3 cm im letzten Single über FV
13.02.2003	StU 139	EU	3 1/2"	1054	874	korr. Loch	22.04.2002	95. Single Lochfraß
20.02.2003	Bo 071	EU	2 7/8"	1006	110	korr. Loch	06.02.2003	korr. Loch
05.03.2003	Pro 094	NU	2 7/8"	1134	185	Riss	04.01.1999	Riss 10 cm
25.03.2003	S T 51	EU	2 7/8"	2712	2710	korr. Loch	21.05.1999	korr. Loch Ø 10 mm im letzten Single
10.04.2003	StU 65	EU	3 1/2"	1087	200	korr. Loch	08.03.2000	22. Single aufgeplatzt, 6 Singles korrodiert
30.04.2003	S 255	EU	2 7/8"	1220	10	korr. Loch	14.01.1993	korr. Löcher je Ø 5cm bei 10; 386; 644; 744 m
05.05.2003	S 297	NU	2 7/8"	945	176	korr. Loch	02.08.2001	korr. Loch Ø 2 mm
15.05.2003	S 094	NU	2 7/8"	848	290	Riss	28.02.2002	Riss 15 cm
26.05.2003	Ad 78	EU	3 1/2"	1882	55	Löcher	26.08.1987	korr. Löcher Ø 2 mm bis 5 cm; 55; 73, 91, 1060 m in den Muffen
03.06.2003	StU 139	EU	3 1/2"	1054	193	korr. Loch	13.02.2003	korr. Loch Ø 5 mm
05.06.2003	StU 65	EU	3 1/2"	1087	1043	Schliff	10.04.2003	Durchschliff 5. Single über Tiefpumpensitz
27.06.2003	Ho O 1	EU	3 1/2"	601	594	korr. Loch	04.09.2002	Riss 40 cm

Datum	Sonde	EU/NU	Dimens.	Einbau teufe	Fehler teufe	Fehler art	Einbau Datum	Bemerkungen
18.07.2003	Ma 170	NU	2 7/8"	922	798	Riss	04.10.1999	Riss 7 cm
24.07.2003	Pro 029	NU	2 7/8"	502	55	Zapfen	29.08.2002	beim 5 u. 6. Single Zapfengewinde durchgeschliffen
25.07.2003	S 026	NU	2 7/8"	351	2	korr. Loch	25.09.1996	3 Löcher bei 2 m; mehrere Zapfen durchgeschliffen
04.08.2003	S 141	EU	2 7/8"	902	322	korr. Loch	20.06.2002	korr. Loch
04.08.2003	Pro 051	EU	2 7/8"	650	645	Riss	04.01.1999	Riss 20 cm
07.08.2003	Ma F8	NU	2 7/8"	1014	995	Schliff	13.12.1998	Durchschliff 20 cm
14.08.2003	S 052	NU	2 7/8"	1331	640	Schliff/Riss	06.02.2002	Durchschliff - Riss 15 cm
20.08.2003	S 114	EU	2 7/8"	961	480	Schliff/Riss	11.10.2001	Durchschliff - Riss 50 cm
02.09.2003	Ma 075	EU	2 3/8"	1652	808	korr. Loch	22.09.1993	2 korr. Löcher Ø 2 cm, Muffen vom Wasserstein angegriffen
29.09.2003	S 258	EU	2 7/8"	519	103	Riss	04.03.1997	Riss
13.10.2003	StU 65	EU	3 1/2"	1078	265	korr. Loch	05.06.2003	Schliff u. korr. Löcher
30.10.2003	S 105	EU	2 7/8"	751	75	korr. Loch	21.03.2003	korr Loch beim Muffenstauch
24.11.2003	S 151	NU	2 7/8"	1000	167	korr. Loch	02.08.2001	korr. Loch Ø 4 mm
12.12.2003	StU 139	EU	3 1/2"	1044	405	korr. Loch	11.06.2003	korr. Loch 45. Single, die 2 Single vorher Schliff
15.12.2003	S 65	EU	2 7/8"	855	372	Riss	13.12.2002	Riss 6 cm
08.02.2002	Ma 195	NU	2 7/8"	707	230	korr. Loch	07.06.2001	korr. Loch Ø 3 mm
12.02.2002	Bo 58	EU	2 7/8"	657	692	Schliff	31.08.2000	62 von 88 Rohren rot, Protektoren abgeschliffen (SAND)
15.02.2002	Pir 103	EU	2 7/8"	906	423	korr. Loch	31.01.2000	korr. Loch Ø 3 mm
20.07.2002	Bo 134			623	623	Pumpe	30.07.2001	Loch in Tubing-Pumpe
27.02.2002	Schö 194	NU	2 7/8"	600	539	Schliff	05.10.1995	Durchschliff
28.02.2002	Schö 127	EU	2 7/8"	1018	514	Riss	26.01.2000	Riss 23 cm
06.03.2002	Bo 169	EU	2 7/8"	1196	308	Riss	12.01.2000	Riss 50 cm
15.03.2002	HL 50	EU	2 7/8"	934	934	korr. Loch	27.06.1997	5 korr Löcher Ø 1 cm Sonde Liquitiert
02.06.2002	Schö 146	EU	2 7/8"	905	585	Riss	25.07.2001	Riss 18 cm
24.06.2002	Bo 130	EU	2 7/8"	1081	750	Riss	13.06.1996	Sonde Liquitiert
24.06.2002	Pir 39	NU	2 3/8"	839	407	korr. Loch	28.08.1986	Sonde Liquitiert
25.06.2002	Schö 138	NU	2 7/8"	1054	169	korr. Loch	01.01.2000	korr. Loch Ø 5 mm
09.07.2002	Schö 98	NU	2 7/8"	705	714	Riss	12.10.2001	Riss 10 cm

Datum	Sonde	EU/NU	Dimens.	Einbau teufe	Fehler teufe	Fehler art	Einbau Datum	Bemerkungen
16.07.2002	Bo 059	NU	2 7/8"	1172	717	Riss	08.10.1999	Riss 8 cm
02.08.2002	Schö 221	EU	2 7/8"	857	580	Loch	19.11.1999	Loch 1 m über Lok-Set
13.08.2002	Schö 25	NU	3 1/2"	410	50	Riss	20.01.2000	Riss 20 cm
19.08.2002	Schö 256	EU	2 7/8"	804	259	korr. Loch	19.09.2000	korr. Loch
02.08.2002	Pro 29	EU	2 7/8"	502	55,7	Riss	10.05.1999	Riss 15 cm
30.08.2002	StU 65	EU	3 1/2"	1086	86	korr. Loch	08.03.2002	korr. Loch Ø 5 mm
05.09.2002	Ho O1	EU	3 1/2"	603	575	Riss	16.08.2001	Riss 20 cm
16.10.2002	Schö 019	EU	3 1/2"	645	67	korr. Loch	10.10.2000	korr. Loch
02.12.2002	Bo 58	EU	2 7/8"	657	508	korr. Loch	13.02.2002	korr. Löcher
09.12.2002	Schö 298	EU	2 7/8"	1297	27	korr. Loch	12.08.1999	korr. Löcher Ø 1 - 4 cm
28.03.2001	Pro 21	TP		304				Loch Ø 3mm
30.03.2001	Schö 278	EU	2 7/8"	1102	435	korr. Loch	05.07.1994	
04.04.2001	Schö 235	EU	2 7/8"	1002	230	korr. Löcher	27.08.1998	3 Löcher Ø 2mm am Stauch
06.07.2001	Schö 217	EU	3 1/2"	899	65	Riss	06.11.1993	Riss bei 65 m , 2 Löcher Ø 5mm bei 230 u. 333 m
10.07.2001	Schö 195	EU	3 1/2"	845	338	korr. Loch	25.01.1995	Loch Ø 5mm
31.07.2001	Schö 151	NU	2 7/8"	1000	162	Riss	16.03.2000	Riss 30 cm
01.08.2001	Schö 150	NU	2 7/8"	817	707	Riss	28.11.1997	Riss 15 cm
02.08.2001	Schö 109	NU	3 1/2"	648	253	korr. Loch	21.08.1998	Loch Ø 3mm
06.08.2001	Pro 27	EU	2 7/8"	1205	46	korr. Loch	09.07.1996	Löcher Ø 5 mm bei 46 u. 50 m
07.08.2001	Schö 119	EU	2 7/8"	704	240	korr. Loch	31.05.2000	
16.08.2001	Ho O 1	EU	3 1/2"	611	360	Riss	05.07.2000	
22.08.2001	Schö 44	NU	2 7/8"	851	38	Riss	19.06.2000	Riss 15 cm
01.10.2001	Ma 341	NU	2 3/8"	1302	830	korr. Loch	31.12.1981	Löcher bei 960, 950 u. 830 m
31.10.2001	Bo 121	EU	3 1/2"	653	100	korr. Loch	04.07.2001	Loch Ø 3 mm
14.11.2001	Stu 109	NU	3 1/2"	648	326	korr. Loch	14.09.2001	Loch in Muffe
11.01.2000	Bo 169	EU	2 7/8"	1197	556	Korr. Loch	26.11.1997	Vetcomessung: 28 rot, 26 blau
14.01.2000	Schö 25	NU	2 7/8"	421	42	Riss	10.12.1997	25 cm Riss
20.01.2000	Schö 180	EU	3 1/2"	520	36	Durchschliff	20.02.1992	Sonde liquitiert

Datum	Sonde	EU/NU	Dimens.	Einbau teufe	Fehler teufe	Fehler art	Einbau Datum	Bemerkungen
27.01.2000	Schö 127	EU	2 7/8"	1018	250-1050	Durchschliff	18.08.1998	Durchschliff ab dem 30. Single bis zum 118 Single, 63 Stück
28.01.2000	Pir 103	EU	2 7/8"	913	739	Korr. Loch	16.04.1999	2 Korr. Löcher beim Stauchansatz
09.02.2000	Pro 37	EU	2 7/8"	753	24	Korr. Loch	12.11.1998	2 korr. Löcher mit je 5 mm Ø
10.02.2000	Ma 250	EU	2 7/8"	1058	325,8 / 342,5	Korr. Loch	20.06.1997	korr. Löcher
18.02.2000	Ma 200	NU	3 1/2"	901	88,24	Korrosion	17.10.1996	3x Muffen ausgerissen, Rohre stark korrodiert
25.02.2000	Bo 182	NU	2 3/8"	1621	1577	Zapfen	28.09.1984	Zapfen ausgerissen
29.02.2000	Schö 111	EU	2 7/8"	1152	538	Riss	01.04.1998	Riss 20 cm lang, Vetco 64 rot, 34 blau
02.03.2000	Schö 147	EU	2 7/8"	816	508	Riss	15.03.1999	
03.03.2000	Bo 183	EU	2 7/8"	1199	750	Riss	11.11.1998	10 cm Riss
17.03.2000	Ma 294	EU	2 7/8"	1549	213,45	Korr. Loch	25.02.2000	2 mm korr. Loch 10 cm unter Muffe
21.03.2000	Ma 420	NU	2 3/8"	935	1230	Korr. Loch	11.01.1983	Ø 1 cm korr. Loch, und bei 1369 m 8 x Ø 1 cm
24.05.2000	Schö 249	NU	2 7/8"	730	180	Korr. Loch	16.10.1999	3 mm Ø korr. Loch
25.05.2000	Schö 113	EU	2 7/8"	1035	570	Riss	28.07.1999	3 cm Riss
05.06.2000	Schö 120	EU	3 1/2"	795	45	Korr. Loch	07.01.1999	6 mm Ø korr. Loch
08.06.2000	Ad 68	EU	2 7/8"	1270	564	Riss	25.08.1997	30 cm Riss
15.06.2000	StU 140	NU	2 7/8"	1066	102	Mufe ausg	06.03.1997	Muffe ausgerissen
14.07.2000	Pro 99	EU	3 1/2"	650	184	Riss	29.04.1999	Riss
25.08.2000	Bo 71	EU	2 7/8"	763	83	Korr. Loch	14.01.1999	mehrere Korr. Löcher im Stauchbereich
28.08.2000	Ma 157	EU	2 7/8"	462	375	Riss	12.04.1991	Riss
31.08.2000	Bo 58	EU	2 7/8"	657	811	Korr. Loch	06.04.2000	Korr. Loch Ø 3 mm
01.09.2000	Schö 138	NU	2 7/8"	1054	329	Korr. Loch	28.03.1995	2 Korr. Löcher
11.09.2000	Ma H 703	EU	2 7/8"	718	606	Korr. Loch	17.10.1997	Korr. Loch
12.09.2000	Schö 256	EU	2 7/8"	957	420	Korr. Loch	24.04.1998	Korr. Loch Ø 4 mm
21.09.2000	Schö 94	NU	2 7/8"	613	280/430	Korr. Loch	27.07.1999	Korr. Loch Ø 4 mm
09.10.2000	Pro 3	EU	2 7/8"	1344	975	Riss	06.05.1999	Riss 10 cm
17.10.2000	Pro 32	EU	2 7/8"	1015	155	Korr. Loch	21.03.1997	Korr. Loch
20.10.2000	Pro 26	NU	2 7/8"	707	70	Schliff	27.07.1992	Schliff Loch Ø 10 mm

This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.