

Saudi Arabia field-by-field Analysis

V1_12/2006 x-mas; engl-germ

Hans G. Jud

dipl. Betriebsökonom KLZ

Studien u. Analysen, erneuerbare Energien

Postfach

CH-2557 Studen BE

e-mail:

Hans.G.Jud@bluewin.ch

Associated with ASPO

Introduction

My little publication "Saudi Arabian Oilproduction field by field Analysis" has several aims: to show you the contribution of Saudi-Arabian Oilproduction over time / past and future / to the world and give you some more statistical information then was ever published over this wonderful great treasure of nature in the desert.

this documentation is written with my best knowledge and intended to give you the most accurate picture possible of Saudi Arabia over time since the beginnings of the oilproduction. No official statistic available worldwide gives single field by field data. It is kept like state's secret, so I had to put together every single part of a great puzzle of data from different provenance and precision over many years. I collected them, but only the latest presentation of Saudi Officials made it possible to draw that picture clearly and conclusively. The appearance of Mr. Saleri and Mr. Baqi at the CSIS in Washington in 2004 and of Mr. Nawad Obaid in November 2006 was not "par hasard"; it was well planned, giving the public in the world and especially in the oilguzzling and very oildependent industrialised west a insight over the future prospects of Saudi oilproduction, without "loosing their face" as reliable supplier of oil to the world.

Without loosing their face... the italian says: "far' bella figura"; this argument is strong and well present in the whole world: everyone likes to be integer, serious in the face of others. Does war contribute to that fundamental human wish? Or does "knowledge over facts" more to that and help mankind to be in peace among the nations. This is my little 2006-Christmas-gift to you: some fact over a really delicate issue, hoping to be a small contribution to preserve our friendship, among us as human beings, and among nations, based on better understanding of rather unpleasant facts, underlined by high energy prices.

In the same intention, a better understanding, this documentation is written in english and has a complete german translation at the end for those among you, who give preference to their own mother tongue. Please apologize my imperfectness in english. Thank you.

This documentation is also my Christmas-gift 2006 to our Federal Council (Bundesrat) together with the poster "the oil age" (world oil production 1859 – 2050) I got from my ASPO-friends. I am sure, that "energy" will be one of the most important issues being discussed in the next few years in the parliaments worldwide... so, what could be more helpful than facts?

Christmas 2006, Hans Jud

Content

The greatest fields first: 6 Giants

Total Saudi Arabia production

Simple mathematics: The complete less the Giants

Is there a new cycle?

Conclusion

Saudi Arabian Oilproduction

Analysis field by field

Past production-data of Saudi-Arabia keeps some very interesting secret; including the principal question: "how much oil does Saudi oilfields contain in total?" It was fascinating to put the parts of that great puzzle together and not too surprising, that we had a dream... a dream of endless flow of cheap sweet Saudi Crude Oil. The dream is over! Here I try to deliver some facts I analysed over the last months... yes, it was a several's month' job. At that point I'd like to thank all the people who published isolated data from that great Saudi Arabian country and all the persons supporting my work with critical comments and suggestions, first of all Dr. Colin Campbell and Dr. Werner Zittel. Thank you very much.

Data from Saudi Arabia does not allow to design field by field production, they are kept like state's secrets. Even the publicly available Saudi-production-statistics differ from source to source. Only in 2004 some Saudi Aramco officials made a PR-effort and lifted parts of the veil of the greatest Oilfield of the world: Ghawar. This was after more than 20 years of silence about oilfield data.

O&G-journal published many interesting single day values of some oilfields over time; other data is from MEES; giving short term insights on production of fields or projects; all this was a great help for designing the production curve over time delivering single points of the puzzle. Furthermore I found a old Oil-industry-inside-statistical work covering a period from 1930 to the late 1980's before the spurious reserve revisions of the middle east countries took place. Many very technical data was published by Matthew Simmons in the book "Twilight in the Desert", referring to very technical SPE-papers which would have been out of my reach without his book. This, together with the mathematical approach to oilproduction from Jean Laherrère was indispensable for understanding, what production is possible and what is not possible, but without Colin Campbell's data it would not have been possible to assess Saudi Arabia field by field. Only the modelling of every field over time allowed to fill the space between the few known isolated numbers and allowing totalling the numbers over time and per year to confirm the scientific correctness of the assumptions I made. This is true for any single field as it is for the complete data-sheet. Some of the latest data are "projected" production and NOT real production, but it was necessary for future simulation.

In the following I try to show some of the insights I got over the last time of Saudi Arabian Oilproduction-Analysis. For all these graphs and data please consider one most important notice by Dr Colin Campbell: "All data are wrong; the question is: by how much!"

The greatest fields first: 6 Giants

Ghawar (on-shore-field)

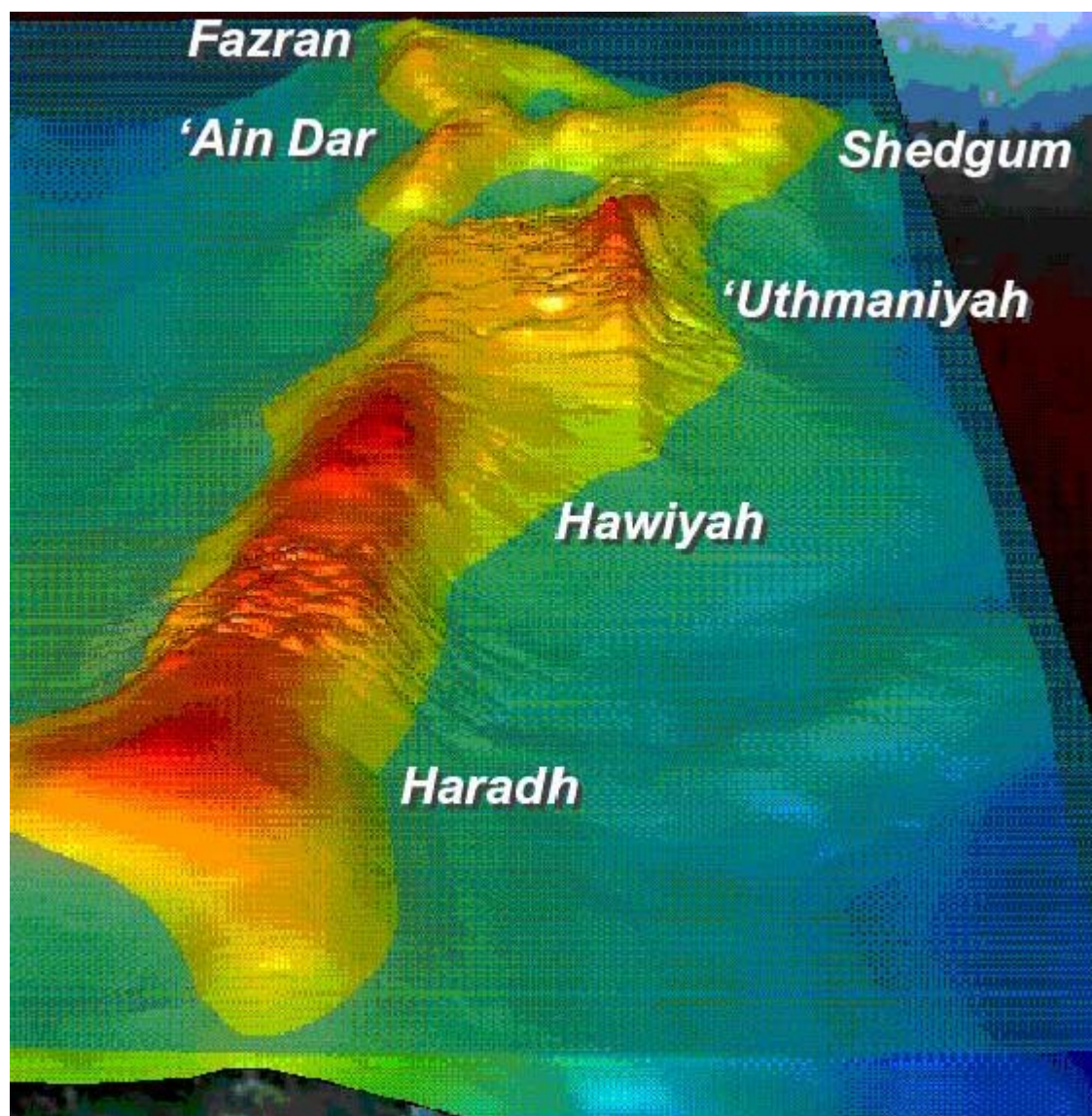


Figure1: the World's greatest Oilfield: Ghawar in Saudi Arabia (view from south to north)

this very illustrative 3-d image of Ghawar was published by Mahmoud M. Abdul Baqi and Nansen G. Saleri from Saudi Aramco at the February 24th 2004 CSIS-workshop showing the different parts of that Super Giant Oilfield. It is also fascinating as it is a scientific master-piece, to get such a (computer-generated) picture of a geological structure, which is about 2000m under ground and furnishing the world since more than half a century with one of the most precious energy-resources: crude oil. The northern part of this giant structure contains sweet light oil in layers up to 160 feet high, the more south, the heavier the oil is, the thinner the layers are with clear tendency to more complex micro-porosity.

As the Saudi Aramco representatives Mr. Mahmoud M. Abdul Baqi and Mr. Nansen G. Saleri disclosed in their "fifty year crude oil supply scenario" some production-data of Ghawar between 1993 and 2003 and the whole production data for the 'Ain Dar and Shedgum-Area it was possible to design the real trendline for Ghawar as a whole. They did not only present some detailed production-data but also a map, showing that outside the known Giants there is no further giant field identified, even the great number of exploration wells (shown by another map) could suggest the contrary... so, in what conditions are the

sources guaranteeing for future oilflood from Saudi Arabia and how exhausted are these known Giants, that backbone of today's and past's crude oil production??

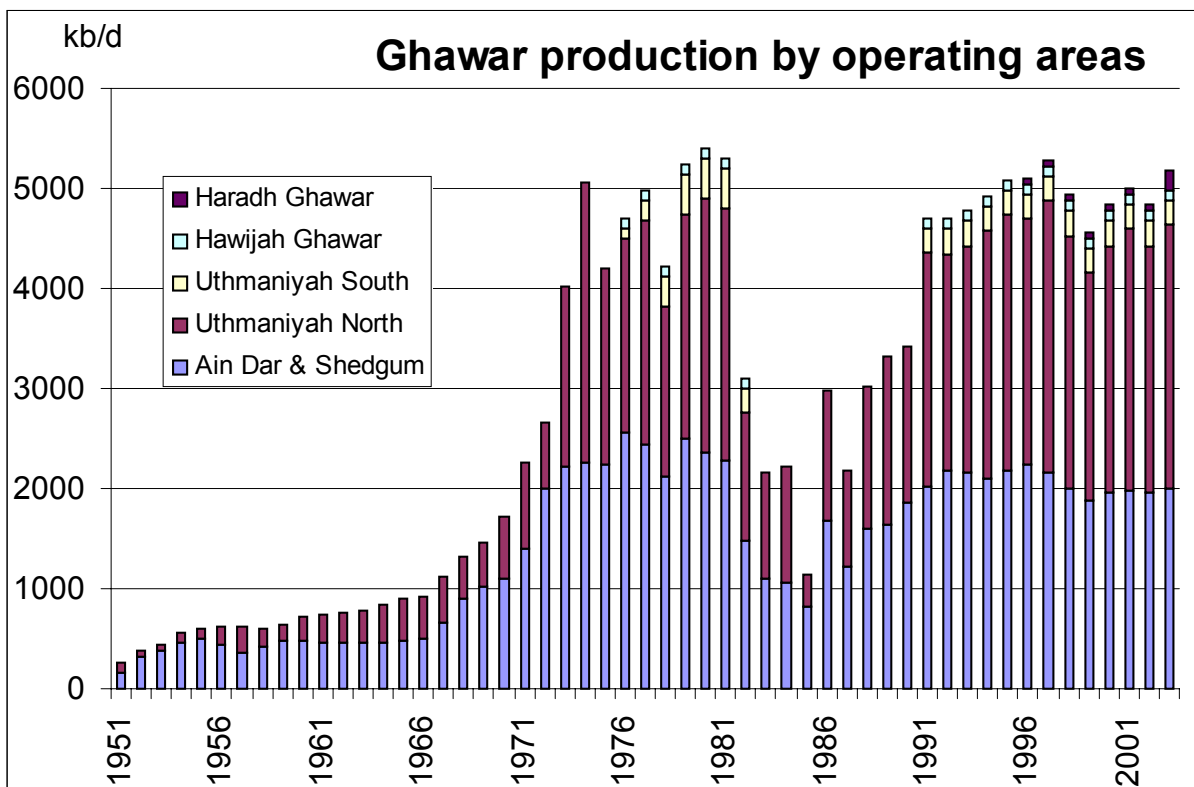


Figure 2: this graph shows the importance of the sweet spots 'Ain Dar and Shedgum (source Baqi & Saleri) and Uthmaniyah North of the Ghawar field (modelled by jud). The publication of Saudi Aramco officials allowed to design solid graphs pointing to the Ultimate the different parts of the Ghawar field will probably be able to produce:

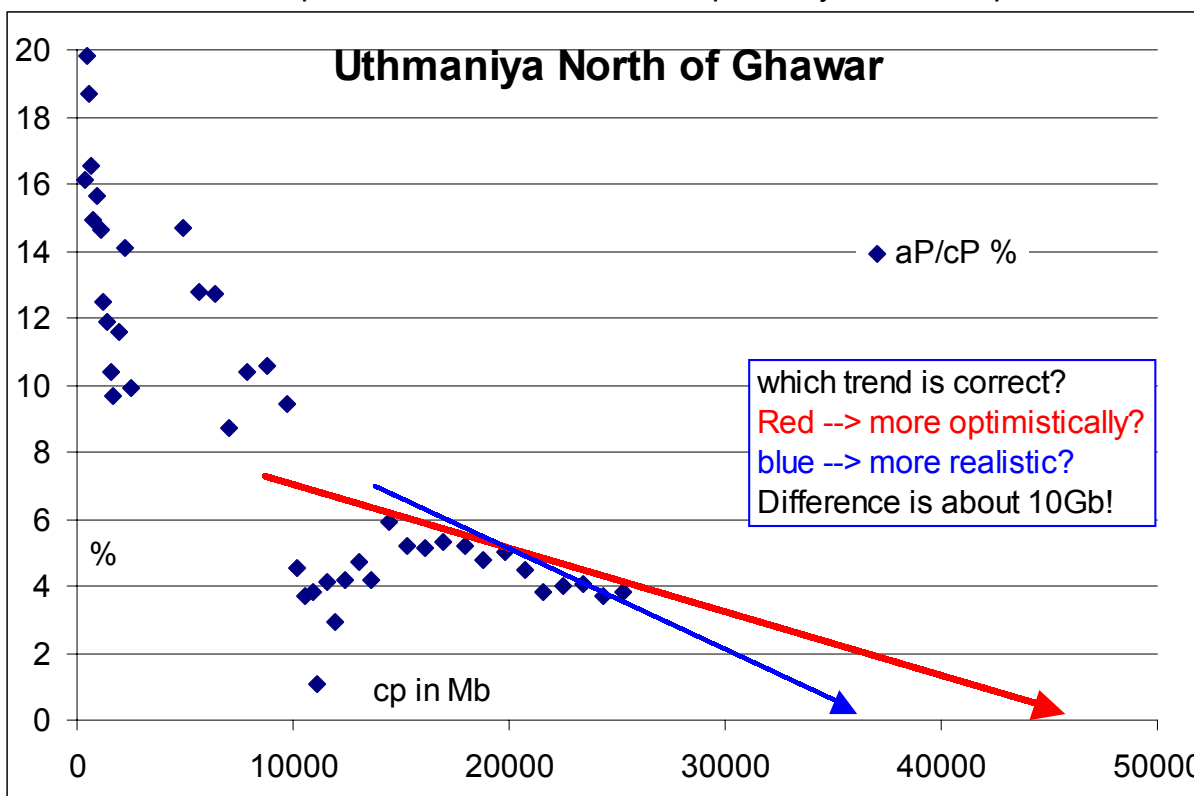


Figure 3: Utmaniyah North, one of the sweet spots of Ghawar; tends to a EUR of between 35 and 45Gb. Actual cumulative production (cp) is about 27Gb

The two other sweet spots are 'Ain Dar and Shedgum (data together)

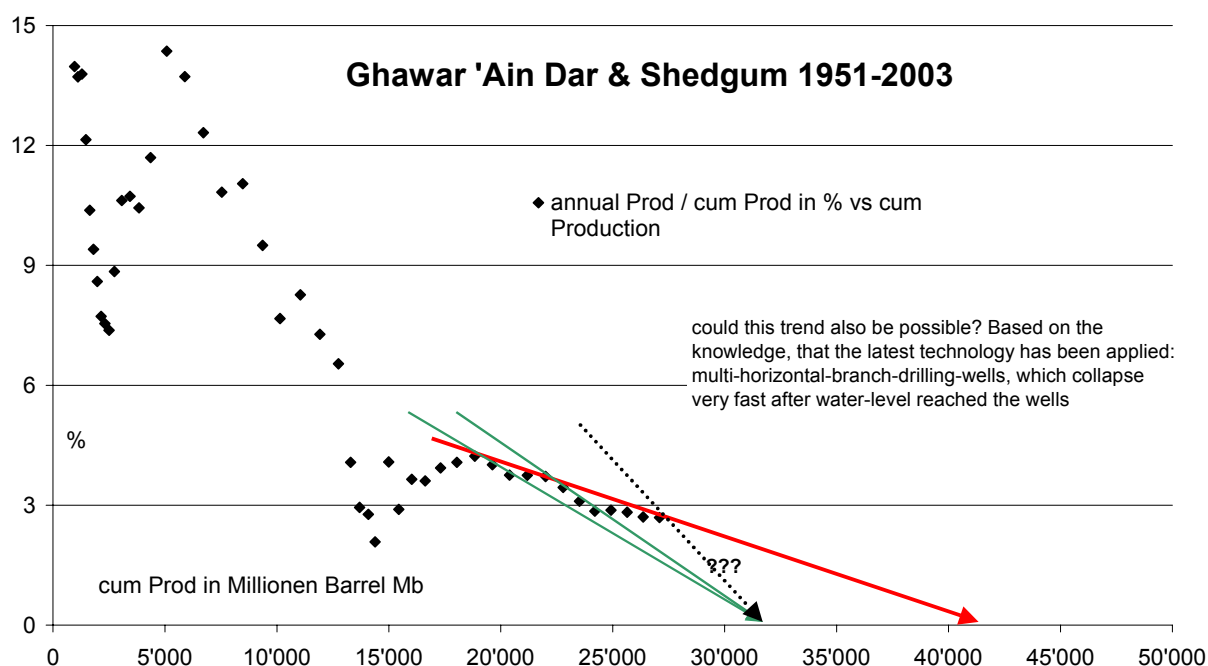


Figure 4: EUR of 'Ain Dar & Shedgum Area together (47% of 68Gb OOIP)

their production trend indicates a EUR between 32 and 41Gb. Baqi and Saleri published a value of 40.8Gb in 2004. Combined 'Ain Dar and Shedgum-Area with Uthmaniya could suggest a total EUR of 85Gb, applying the optimistic interpretation of both graphs. But the same "ap vs cp"-Graph for the whole Ghawarfield gives a clear EUR of 75 Gb. In the early times of Ghawar (1948-1952) the field was defined with 170Gb OOIP (original oil in place) and 60Gb recoverable oil; this was still confirmed by Aramco in 1975. These 60Gb is the amount of oil Ghawar will most probably have produced (cp) until Christmas 2006.

The aapg.org -homepage mentions Abdulkader Afifi, Senior Geological Consultant at Saudi Aramco as source mentioning during his U.S.-tour as a distinguished AAPG-Lecturer in 2004 that Ghawar produced 55 Gb of oil end 2003. Thanks the published "total Ghawar-production" between 1993 – 2003 it was possible to analyse, that EUR 75-76 Gb is not only confirmed by past production (annual production over cumulative production in % versus cumulative production (ap/cp% vs cp)), but also by applying 8% decline-rate until 2040 based on the actual production of 5mb/d. Further hint of Ghawar's finite potential is quoted by platts.com in April 2006: a 8% decline "without additional drilling and maintenance". The latest confirmation is delivered by Mr. Obaid Nawaf during his presentation "Saudi Arabia's Strategic Energy Initiative: Safeguarding Against Supply Disruptions" at CSIS November 9th 2006:

Without "maintain potential" drilling to make up for production, Saudi oilfields would have a natural decline rate of a hypothetical 8%. As Saudi Aramco has an extensive drilling program with a budget running in the billions of dollars, this decline is mitigated to a number close to 2%.

And there is also a hint that future decline rates could be far higher! Thanks to the newest technology, which is applied in S.A.

These depletion rates are well below industry averages, due primarily to enhanced recovery technologies and successful "maintain potential" drilling operations.

So, it's rather questionable if Ghawar will produce 85 Gb of light crude oil; but probable, that it will deliver significant amounts of heavy oil (very slow production!)

Let's go more in details again: during SPE Middle East Oil & Gas Conference in Bahrain (March 12-15, 2005) one more graph of a part of Ghawar was presented: 'Ain Dar North... ..and we get the same results; first: 'Ain Dar North (data ex SPE# 93439-graph)

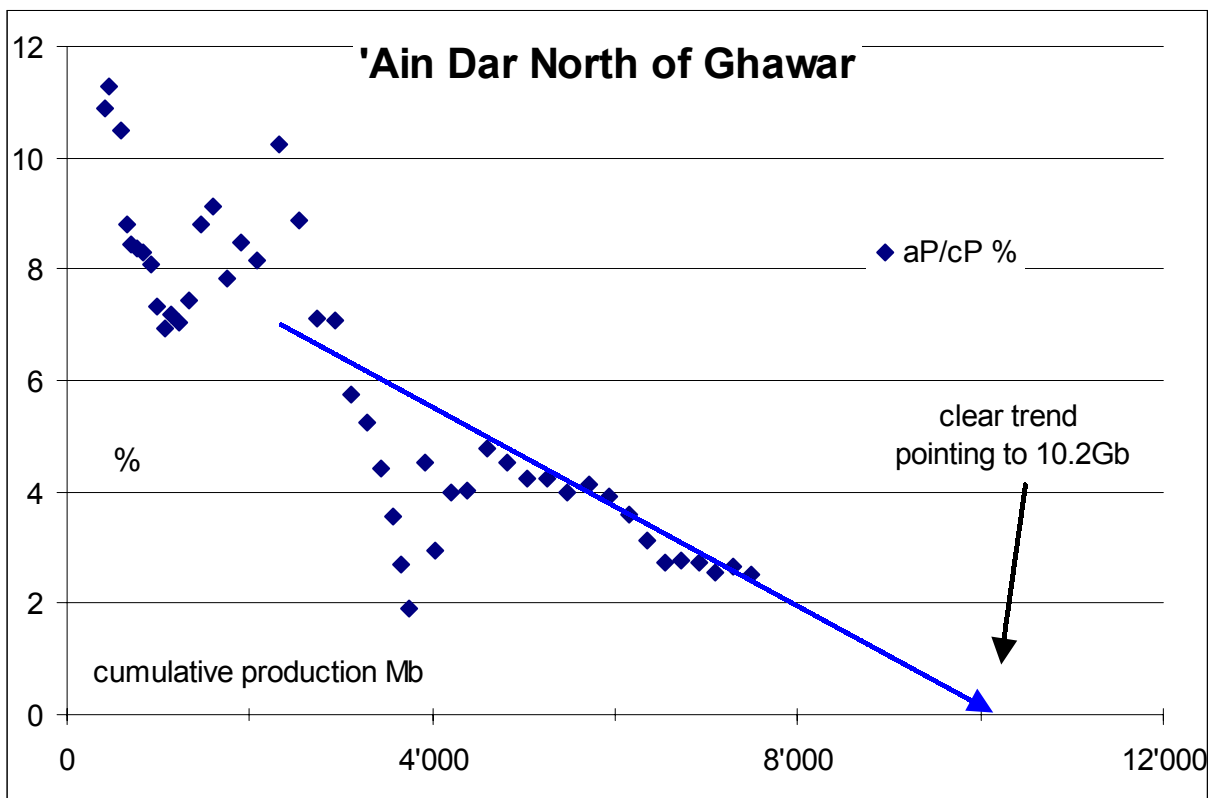


Figure 4a: 'Ain Dar North with very clear trend to 10.2Gb EUR

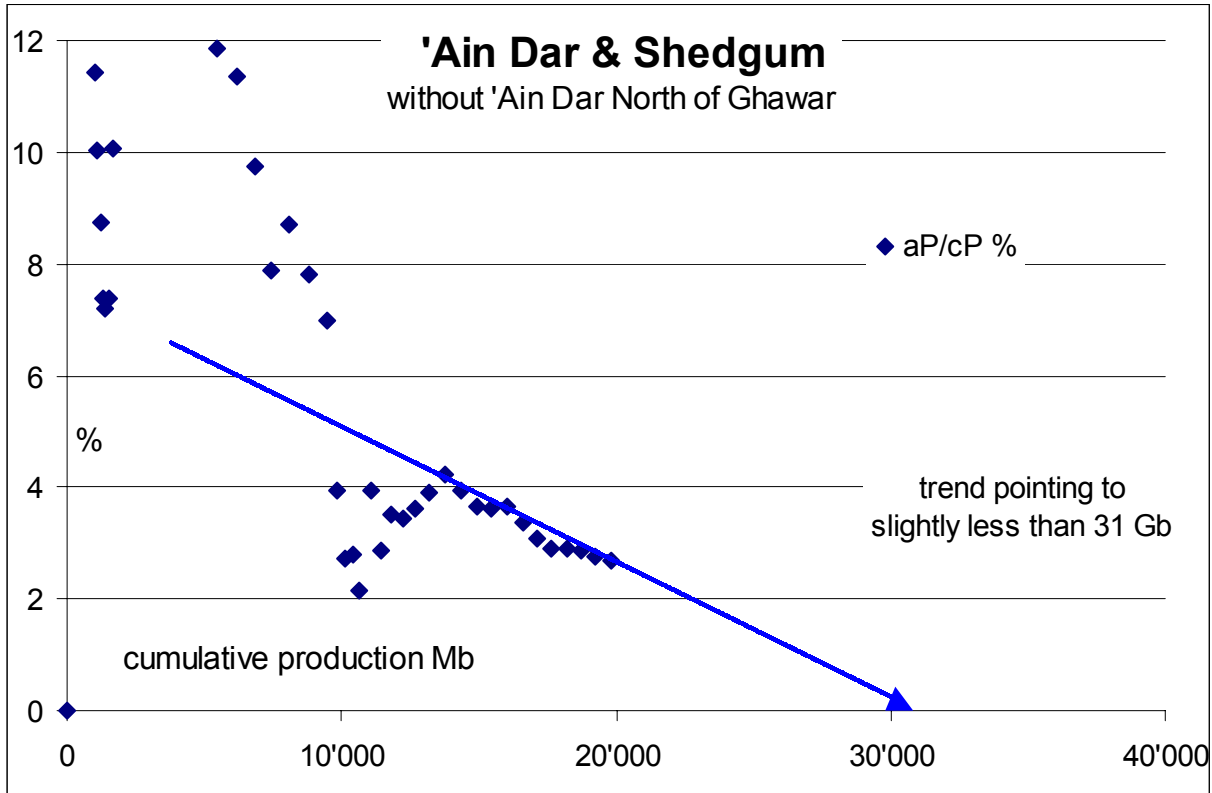


Figure 4b: Second: 'Ain Dar & Shedgum Area LESS 'Ain Dar North
Baqi & Saleri claim in 2004 that proven reserves are 40.8Gb (60% of OOIP). Based on past production-analysis this is EUR; 60% rf is very high and the oil is still in the ground! It is a great challenge to produce it already today, and it will be a even greater in future.

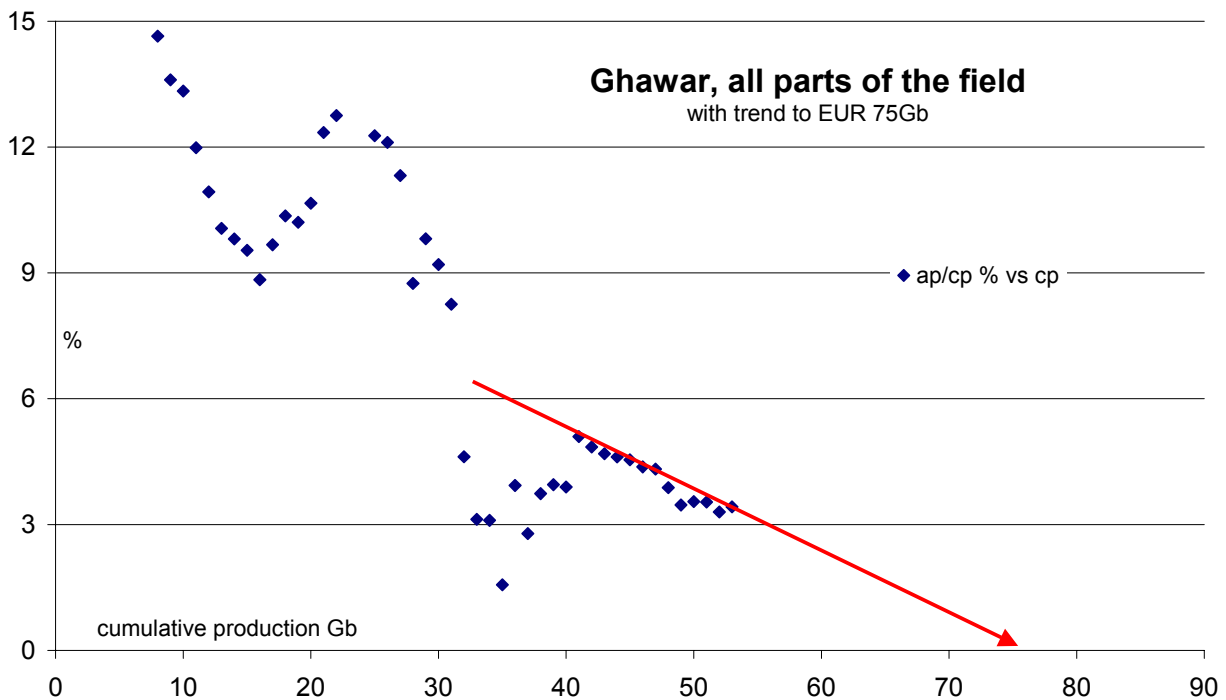


Figure 5: Equal graph for the entire Ghawar-field based on production data up to 2003 including all advanced technology already applied: giving clear EUR 75Gb (not 85Gb!)

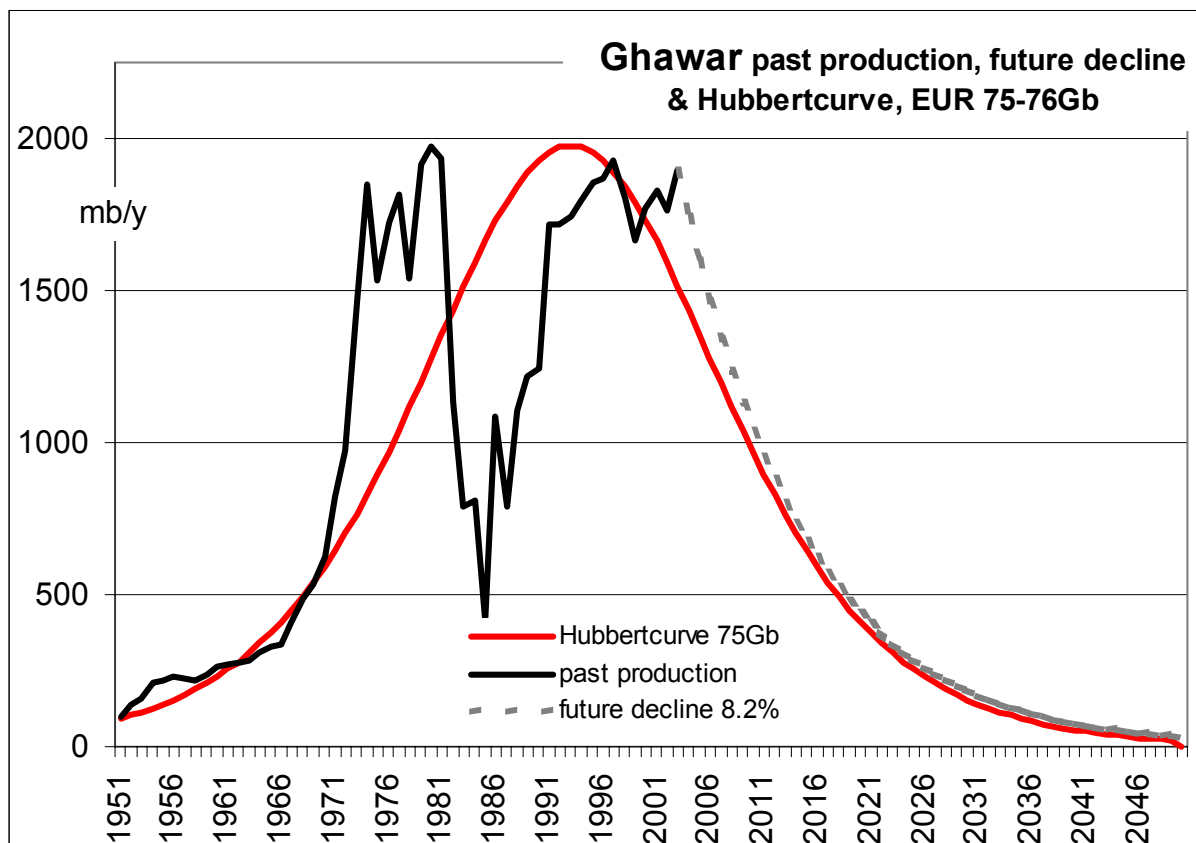


Figure 6: it must be suggested, that the “Halliburton project” (started in the early 1990’s) has already influenced Ghawar’s production over the last 10 years, for which data had been published (1993-2003). The drilling for mitigating the decline referred above by Mr. Obaid must consequently be done in other fields. (graph: values in Mb/y)

total Saudi Arabia production

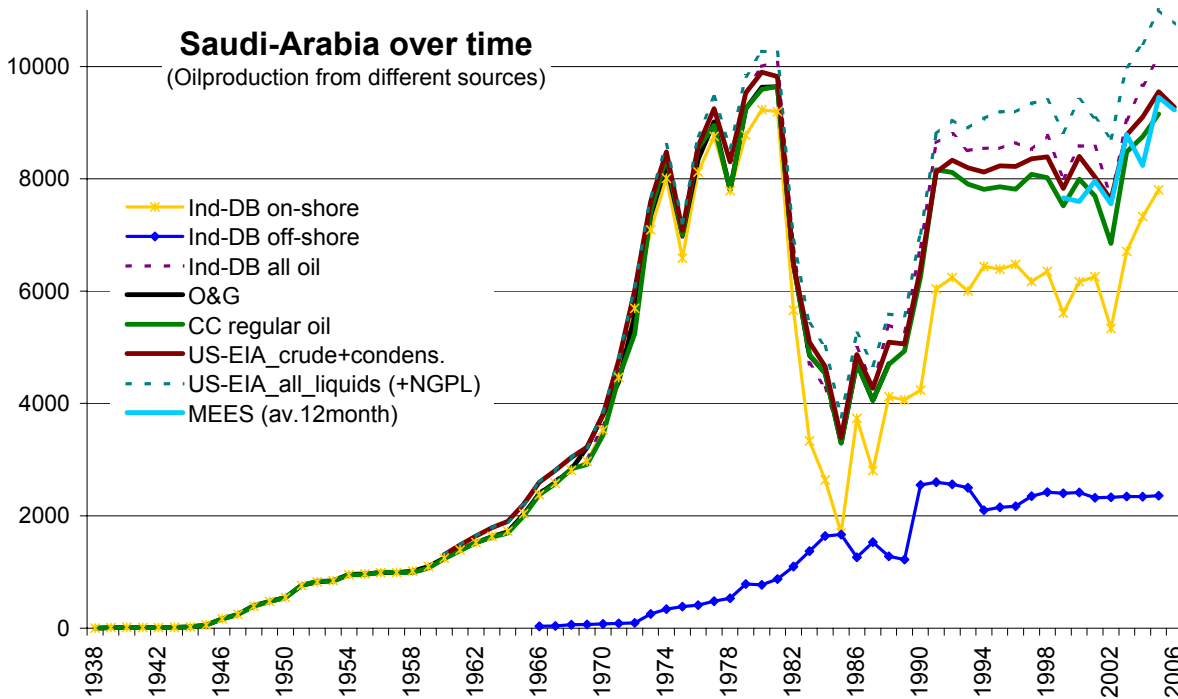


Figure 7: different statistics include different qualities of oil and produce different values... it's a strong task to a get good trend based on consistent values! (CC regular oil only, without NGL and heavy oil)

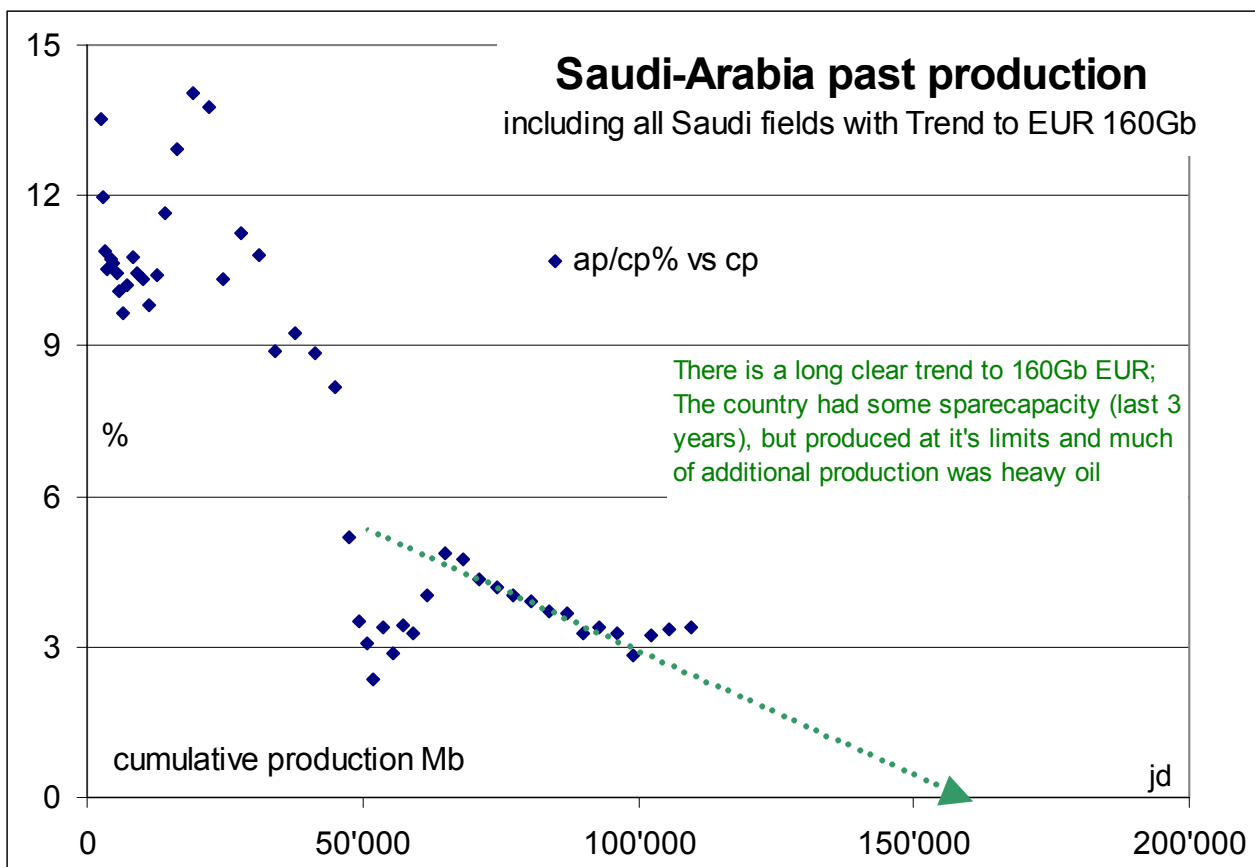


Figure 8: $ap/cp\% \text{ vs } cp$ for Saudi Arabia (Jean Laherrère gave us that important tool) please take the following references: before the “spurious reserves revisions” of the OPEC-countries in the 1980s, Saudi reserves have always been between 160Gb and 170Gb. At

Abqaiq (on-shore field)

The field was discovered in 1940 and begun production in 1946, since then the field has produced about 11Gb. Peak production was in 1972 with 930kb/d over the whole year (mb/d / Year, Saudi Aramco) and daily peak was (O&GJ) in 1973 with 1'094kb/d. Since then, the field is in steady decline.

Baqi & Saleri told at CSIS in 2004, the field could be produced at max. annual depletion rate (% of initial Proved Reserves) of 2.8% → 405mb/y. This is very doubtful after 60 years of production and 73% of reserves produced — the actual production is far lesser: 450kb/d (Cordesman & Obaid 2004; Saudi National Security Assessment). Mentioning the U.S Embassy in Riyadh as source, findarticles.com lists a production capacity of 650kb/d for Abqaiq in 1994. This value is also mentioned in SPE-paper #57322 (Simm. p. 89).

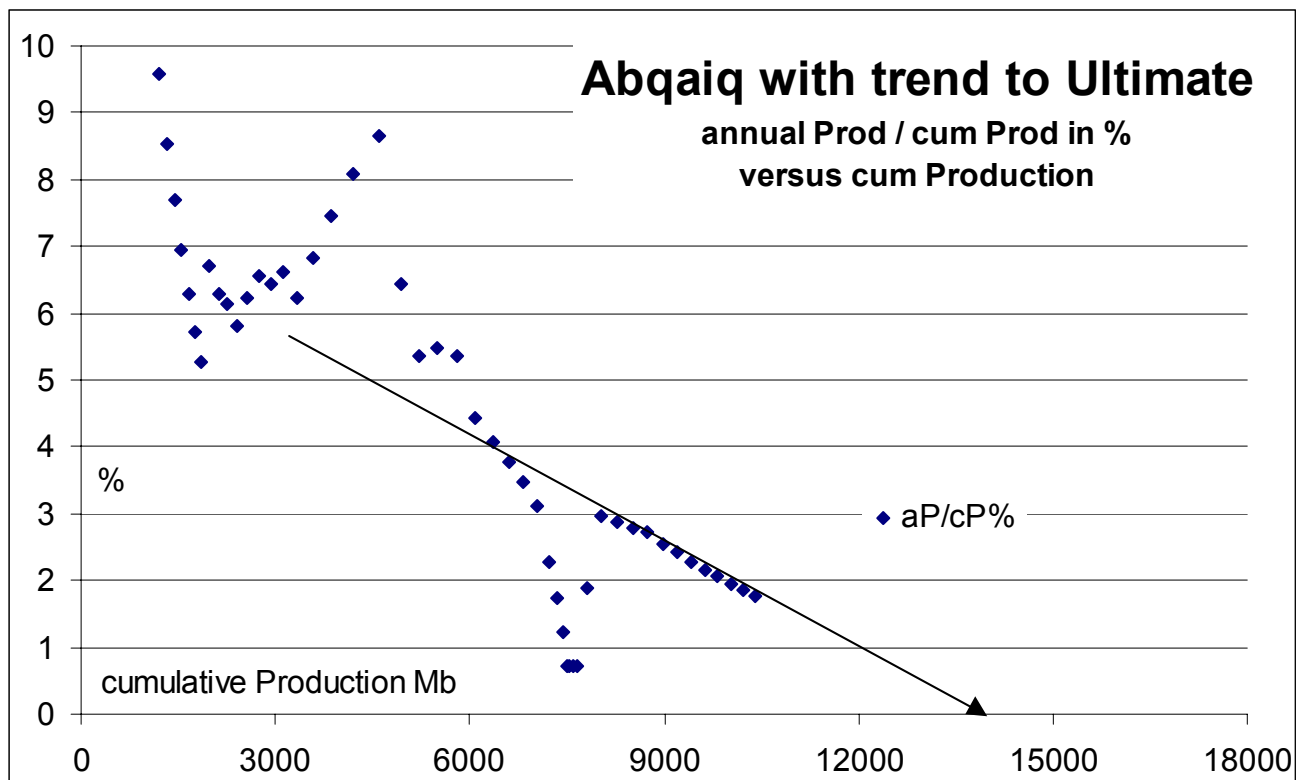


Figure 10: production trend of Abqaiq indicates to EUR of 13.5Gb; own calculation gives a cp end 2003 of 10'571Mb. Baqi & Saleri give following values: 73% of the reserve is produced (end 2003), so EUR should be 14'480Mb (14.5Gb). In 2002 Ali Naimi, Saudi Arabia's Oilminister told news reporters, that "the field was still producing 500kb/d, so the field is declining at around 3.2%, what I used for my calculation. I combined with Hubbertcurve for 14.5Gb. Future will prove if 14.5Gb was justified....

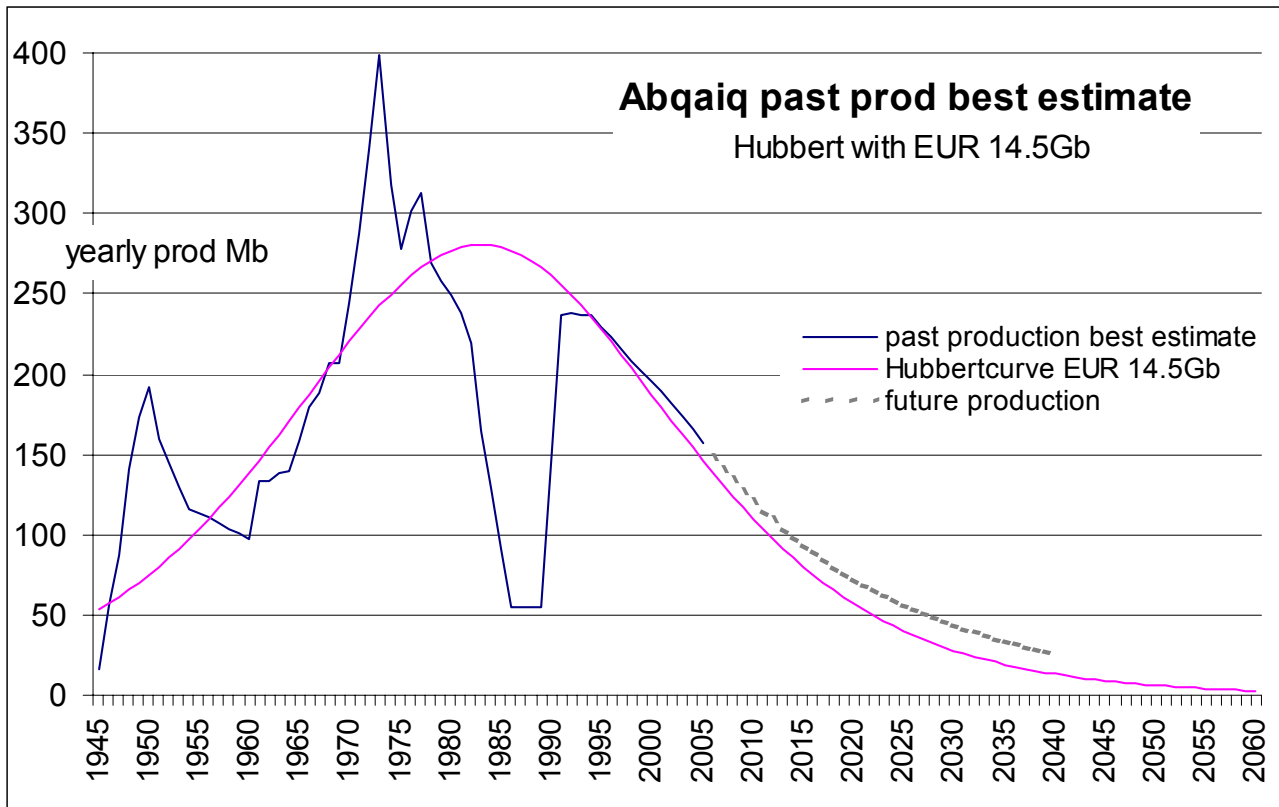


Figure 11: Abqaiq production-profile best estimate Jud with Hubbertcurve for EUR 14.5Gb
there is also left a great difference between Industry-database-production-statistic (on-shore) and the data from Saudi Aramco: Saudi Oilminister Ali Naimi told news reporters with the newspaper "Upstream" in 2002, that Abqaiq had produced more than 70% of it's reserves and was still producing 500kb/d; in the 2004 CSIS-presentation Baqi and Saleri presented graphs of Ghawar and Shaybah, showing 4830kb/d respectively about 500kb/d production for the year 2002; these 3 fields combined would total 5830kb/d, BUT we have a total Saudi on-shore-production of only 5330kb/d in 2002 (Industry-database). Which value is correct and who is wrong? What field has been rested? It is interesting to see, that ALL different sources of statistical material showed this break-in for the year 2002; but as the off-shore-production was flat, the break-in must have concerned a ON-shore field... which one? Was Abqaiq rested in 2002? the difference of 500kb/d would be perfect; Further: is it possible, that the whole rest of Saudi on-shore fields were also rested, to fit production and statistic values for the year 2002? Two years later the Abqaiq-value for "% reserves produced" was given with 73%., when in the northern part of the field dead wells were revived with new Multiphasepumps (SPE #83910; Simmons p.187). It can be assumed, that production of the years before 2002 is modelled too optimistically, when 12 out of 14 wells were effectively dead with watercuts higher than 75%, leading to much lower EUR. As we haven't more precise data from Saudi Aramco, it's good for a surprise!

Berri (off-shore)

This field was complicated to model. Combined field-production of total Saudi-production together with indication of cp showed, that the field must have been rested without finding any other hint on this fact in the literature.

USGS gives in their "1994 minerals report" a "remaining reserve" of 11Gb for Berri. End 1993 cp was 2.5Gb, giving a total of 13.5Gb; and OOIP less past production is "remaining reserves", even most of that "remaining reserves" will never be produced (rf!).

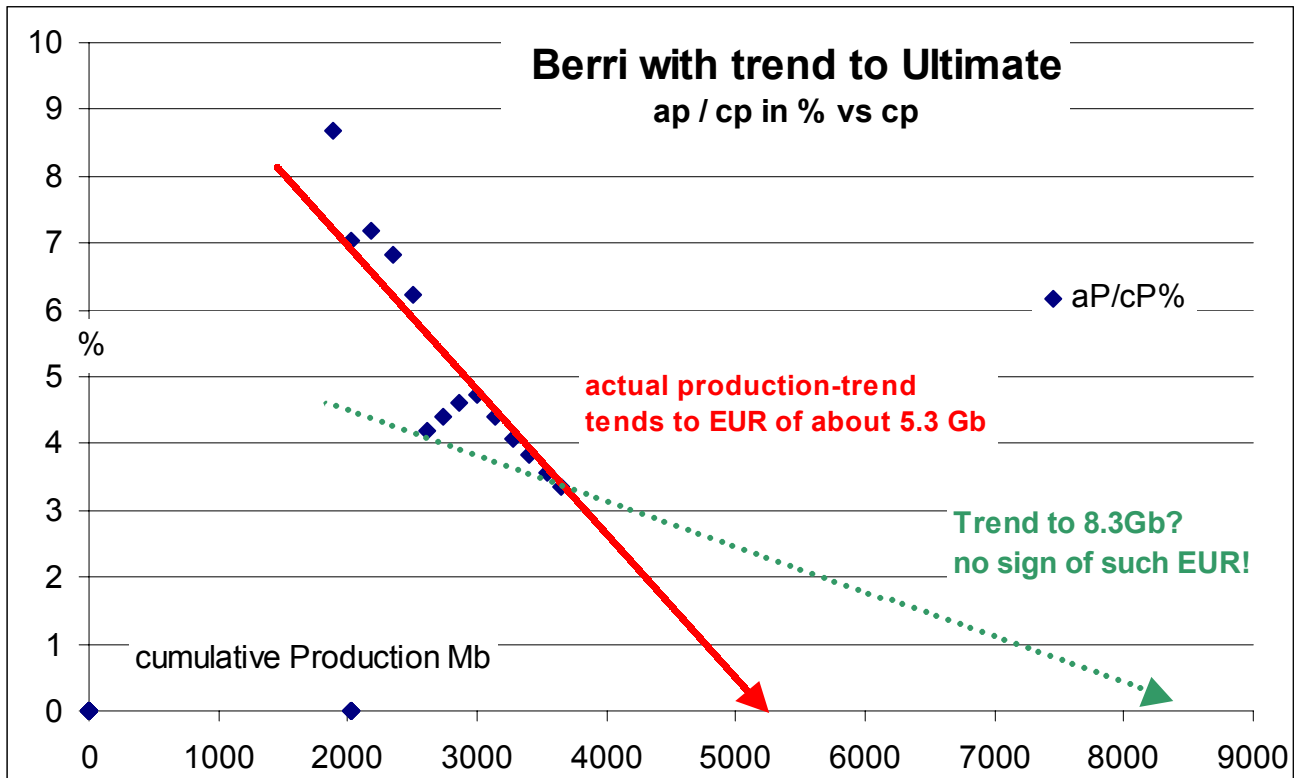


Figure 12: ap/cp% vs cp for Berri with clear trend to 5.3Gb; giving a good rf of 39.3% Berri seems to be far away from the "reported reserves" of 8'248mb the O&GJ mentions for the year 1973. Later, in 1977 it was revised down at 3'861mb. Considering the 1.3Gb cumulative production for Berri for end1977, the revised value is quite accurate (giving a total of about 5.2Gb). Next piece of information we find in a 1991-paper (Simm. p. 194) saying, that Berri had already produced a total of 1.7Gb (cp) with the hint "that this is less than 20% of OOIP"; so OOIP must be higher than 8.5Gb, and there is another hidden piece of information in it: the field must have been rested in the 1980's! This two cp-values, one hidden in Simmons book, has been the explanation of the surplus of totalled individual fields compared with Saudi production statistics during this time. The GAO-report to the U.S. Government of 1978 gives a av. daily prod. for Berri of 766kb/d (1976), meanwhile the O&GJ lists a daily peak-output of 807kb/d.

In 1994 Simmons gives two values of “production-capacity”: 300kb/d (page 196) and, referring to a SPE-paper 400kb/d without reference-data (page 89). In 2004 Saudi Aramco Officials at CSIS presented their “maximum annual depletion rates (% of initial proved reserves)” for Berri with 4.1% and 28% of the reserve produced. This would mean, that the “reserve” (Saudi definition for OOIP?) would be about 13.5Gb. Carbonate reservoirs typically yield 20-45% of OOIP, so 45% is about 6Gb and 4.1% (674kb/d) corresponds to peak-output in the mid 1970’s. So, the values in the 1990’s show that there is, even after resting the field, a very steep decline. My graph shows a projected future production declining at 5% annually, giving a cp of 5.8Gb in 2050; past production-trend (calculated with $ap/cp\%$ vs cp) points to 5.3Gb. Is the Berri-field eventually contributing substantially to the calc. difference opening between the off-shore-statistic and the total of field-by-field-projection? Any way, since 1997, Saudi Technicians are reevaluating how to tap all the oil “left behind” and use Berri as a fieldlaboratory for the most modern oilfield technology. The description of that masterpiece of applied engineering knowledge is impressing (Simmons p.195). Or are there new off-shore fields on-stream, because even Safaniya and Zuluf have seen their peaks in 1981 and are in decline since then? Or is it the Marjanfield? Future will prove if all Saudi off-shore-Giants will have a second life with modern technology and for how long this will last.

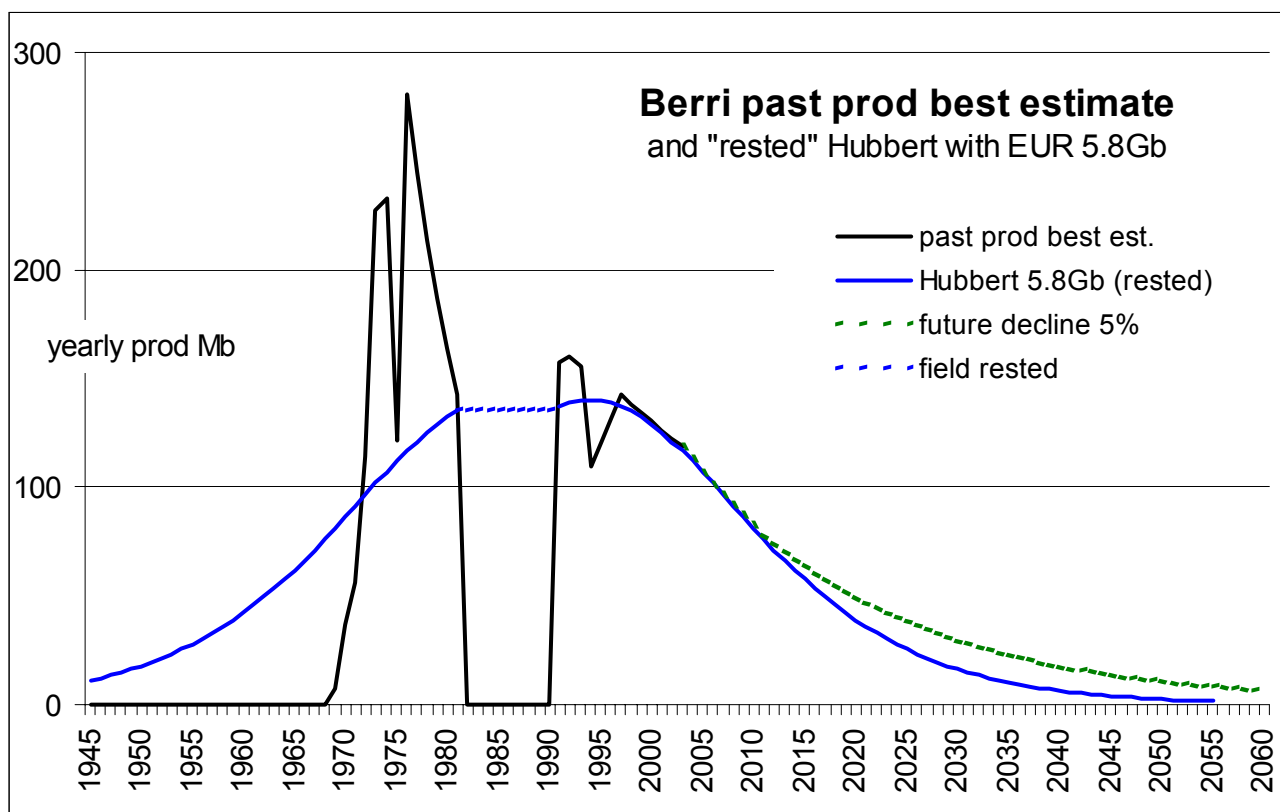


Figure 13: “rested Berri-field with simulation of 5.8Gb EUR” by Jud

The Cretaceous Geologic Formation



Figure 14: cutting of a geologic map of the cretaceous formation with sandstone reservoirs in the region being the basis of Safaniya, Zuluf, Marjan and also the greatest oilfield of Kuwait: the Burganfield which is in decline (and Kuwait has downsized dramatically their proved reserves)... Could same happen to Saudi Arabia very soon?

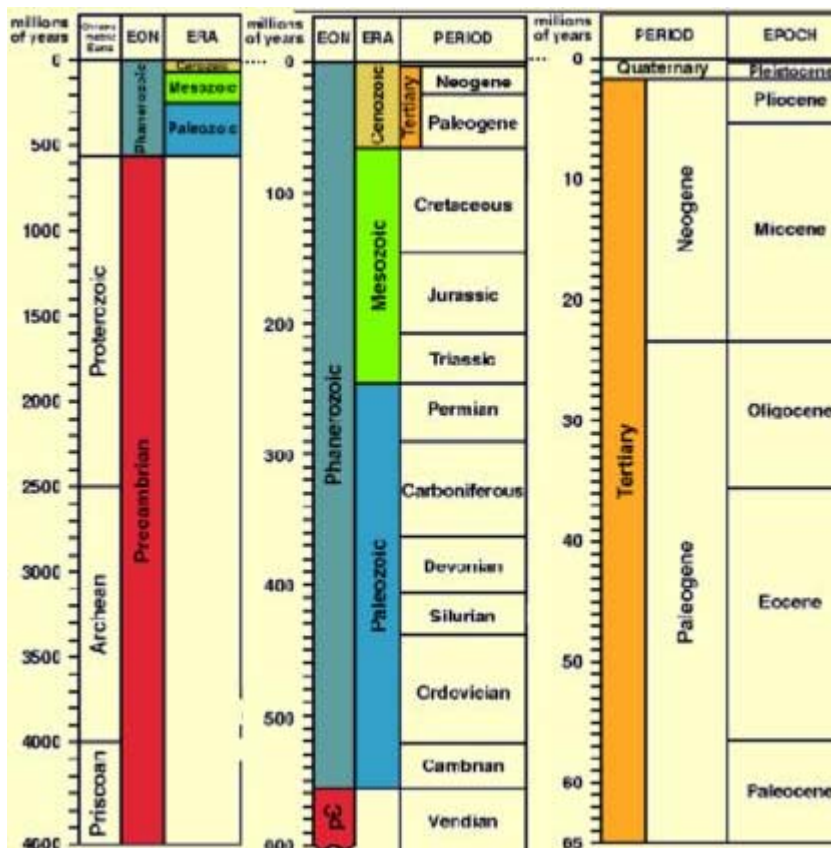


Figure 14a): This is the timescale showing the different geologic periods with their formations over time in three different scales (from left to right)

Safaniya the greatest off-shore-field worldwide

Safaniya is not part of the geologic jurassic formation but of the cretaceous sands.

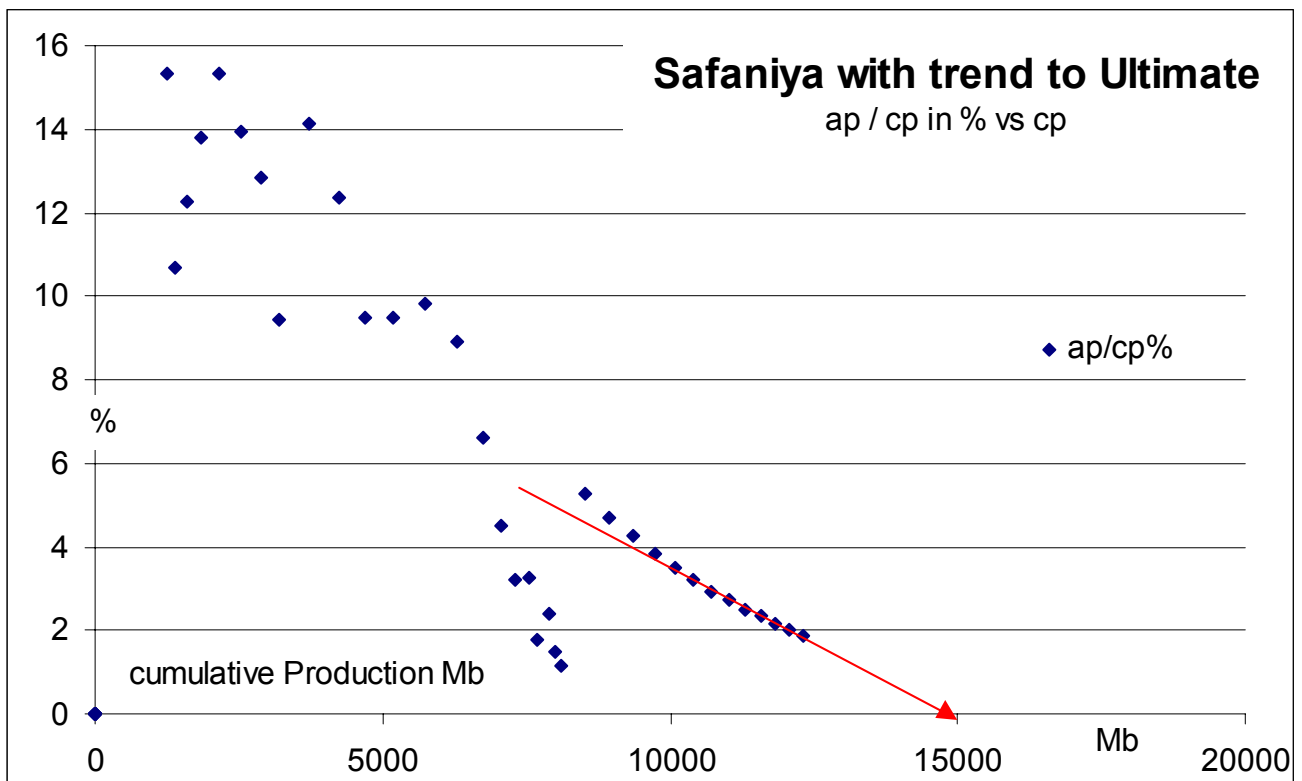


Figure 15: Safaniya seems to have a EUR about 15Gb; cp end 2003 is about 12.5Gb. It is not excluded, that the field was produced at higher rates especially after 1998, but we have no data, confirming this. The hints are: relatively small "26% of reserves produced" (CSIS 2004 giving 48Gb OOIP, recovery factor 31.2%), as well as the difference to the off-shore-Industry-statistic (flat) and the great range of claimed production-capacity: 500-600kb/d (Simmons) vs. 1500kb/d (Cordesman & Obaid).

If Obaid is correct with his production-capacity, he proves two things: Berri is in decline exactly like I modelled before, and second, he fills the "statistical difference" to the off-shore-statistic with one single field without proving higher OOIP or essentially higher EUR for the same field: Safaniya. In the same time he is limiting the Zuluf and the Marjan-field to the "pessimistic" option of my simulations and concedes the faster production of Safaniya, at the price of faster decline later.

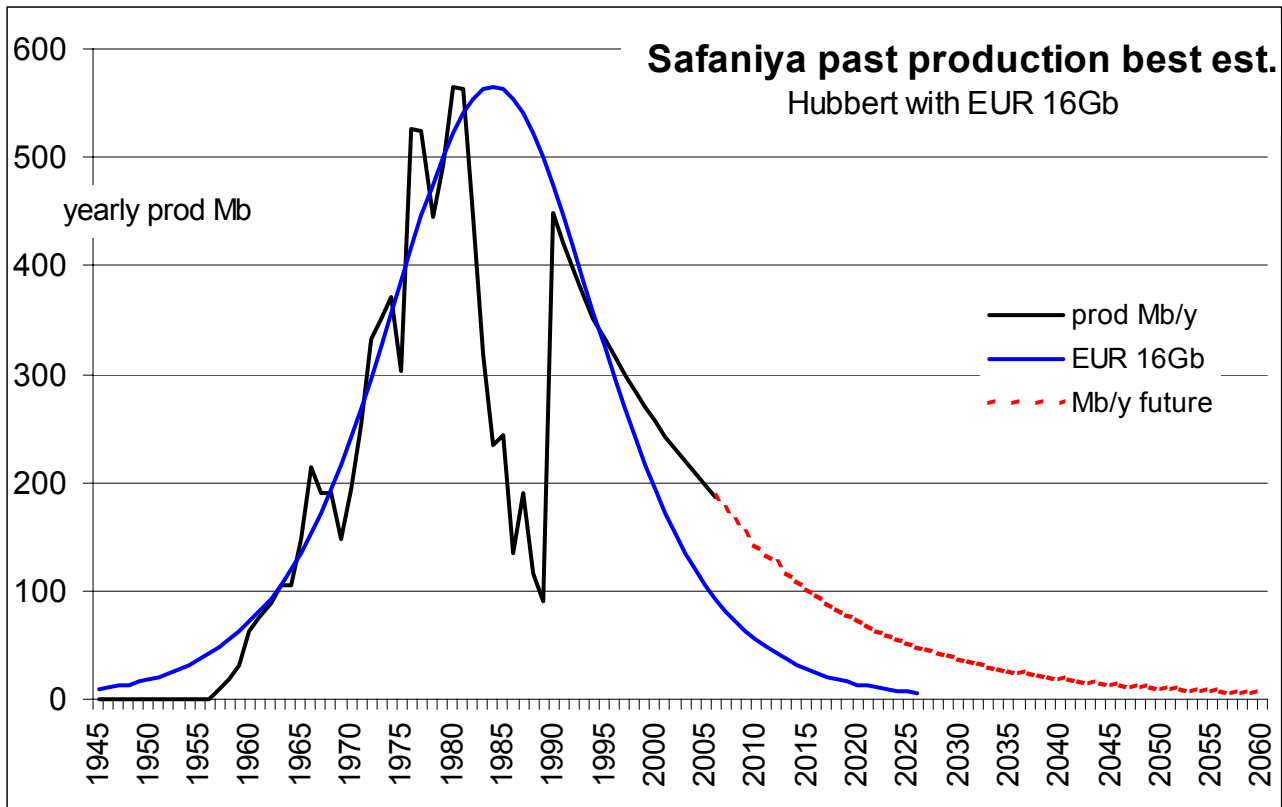


Figure 16: this is the Safaniya-field with production-data and future trend based on EUR 16Gb (slightly higher than trend indicates); Proven Reserves for Safaniya were reported in 1970 with 25.6Gb; in 1974 they were indicated with 12.6Gb, and in 1977 with 14.4Gb. Is it the “same game of undefined values” letting free space for interpretations if it’s “OOIP” or “remaining reserves” or “estimated ultimately recoverable” (EUR) and how precise these values are? If above production is less or more correct, cp (end2003) is 12.5Gb and OOIP should be 48Gb. Consequently EUR 16Gb would give a recoveryfactor (rf) of 33.3%.

Zuluf (off-shore field)

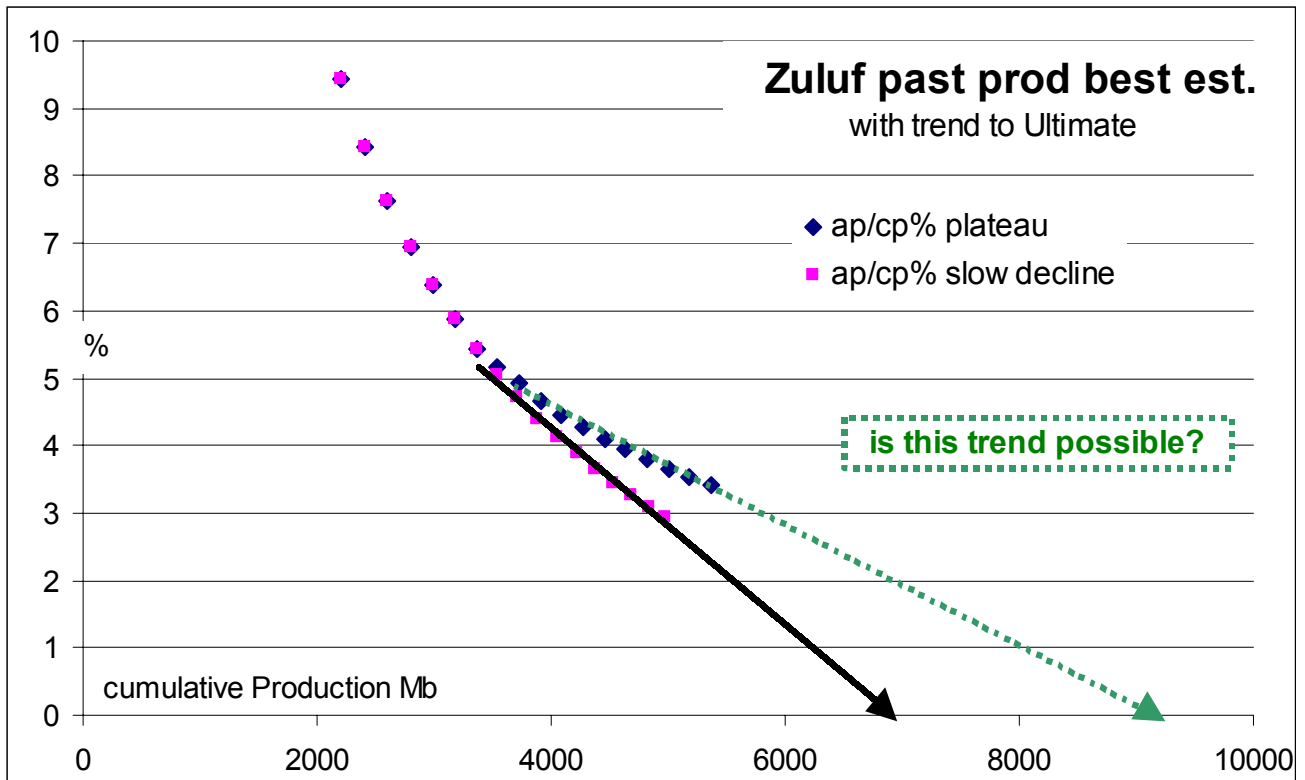


Figure 17: past production of the field gives a EUR of 6.9Gb; is 9.2Gb possible?

For the Zuluf-oilfield we have 2 scenarios: few data show a slow decline of little more than 2%/y after peak in 1981 (658kb/d) down to 500kb/d in 1994 and further giving the EUR at 6.9Gb. A second theoretical production-trend is based on the “actual potential production capacity” of 500kb/d for which we find only one hidden hint from a unnamed third-party-source in Simmons book “Twilight in the desert”. If the first scenario is more realistic (with steady decline of 2%), but production now has been pushed up to the capacity-limits of 500kb/d; then a future decline of >10% must result (shown in grey with a small spike in production in Figure 17) to EUR of 6.9Gb. It is very probably, that the Zuluf-field has also be part of the vast program of off-shore horizontal sidetrack wells (like Berri and probably also Safaniya) to keep off-shore-production flat. A corresponding sign we can read out of the “Saudi National Security Assessment, where production capacity is indicated with 800kb/d (safaniya is 1’500kb/d) distinctly higher than Simmons. But, if the values of Simmons are applied, we get a steady decline in off-shore fields, so the truth must be somewhere between what actual production is concerned... the question of a steeper future decline remains unanswered, but is assumed to be higher.

If actual production would be 500kb/d (so it is claimed by the hint (Simmons p.123) then production would have been flat for about 10 years since 1994. The question, which one corresponds to the reality, remains unanswered actually, missing any further data of that field. It is not excluded, that this could be correct, because off-shore-production statistics shows a flat or even a slightly increasing trend since mid-1990’, meanwhile totalling off-shore-fields give a declining trend; the gap between must be filled by new fields or by higher production in existing fields. Consequently, the production trend in this 2nd scenario points to 9.2Gb EUR, and this means also for future production a slower decline

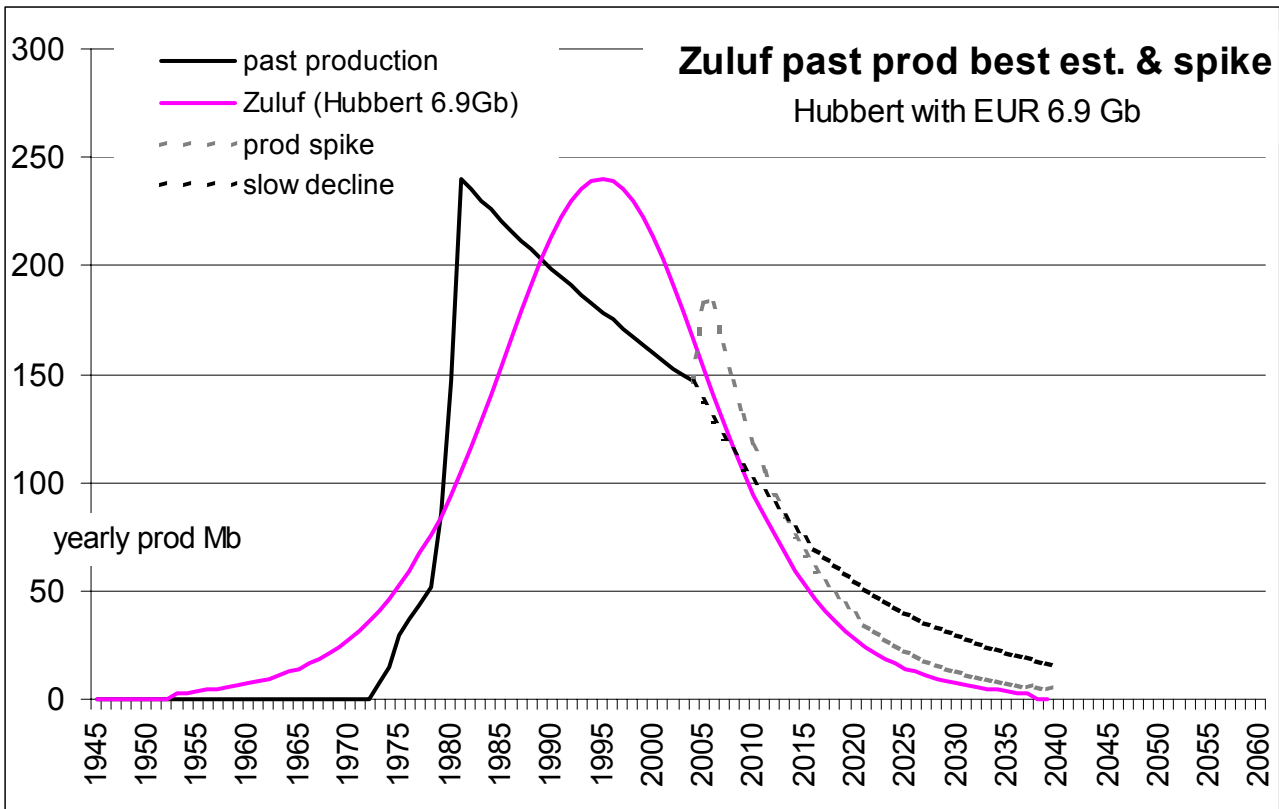


Figure 18: Zuluf with slow decline and actual production-spike

And the second scenario: (next graph)

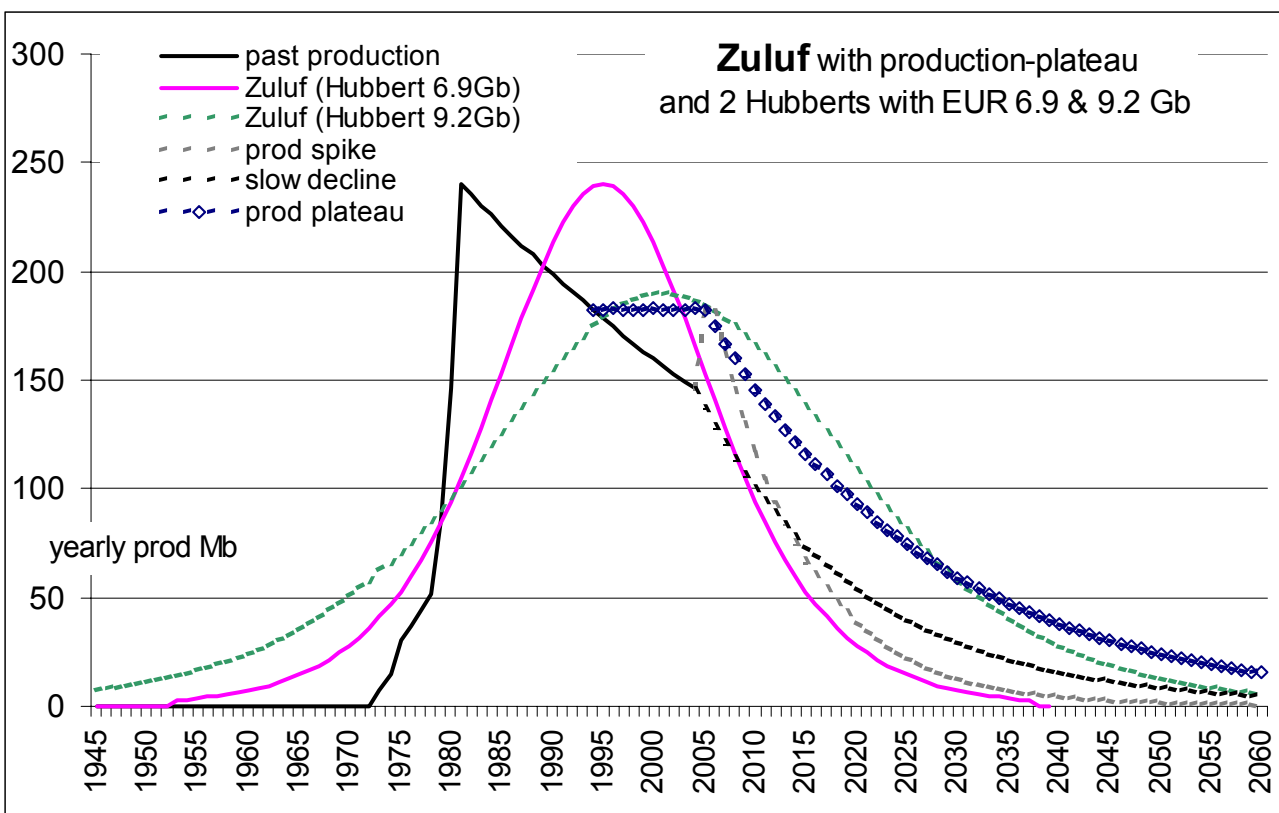


Figure 19: Zuluf with production-plateau and higher EUR of 9.2Gb

Marjan the last-found major off-shore-field

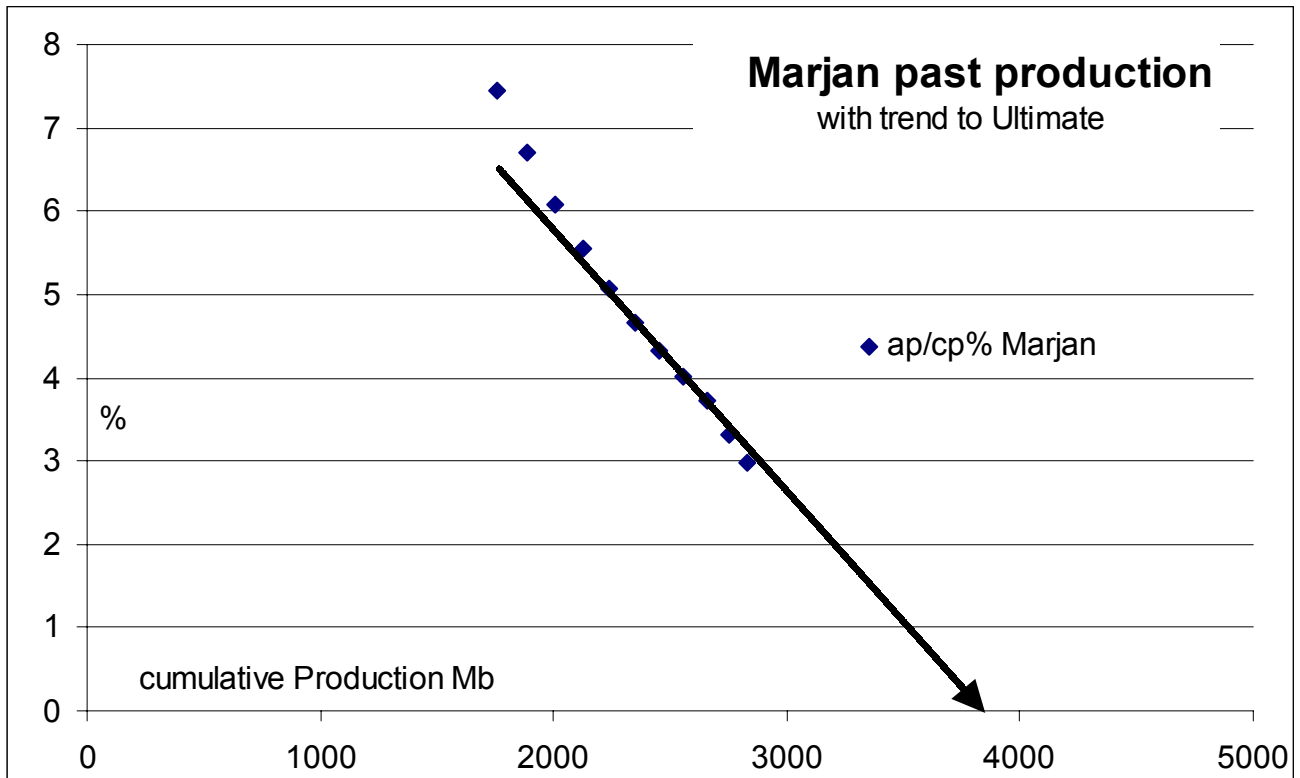


Figure 20: the latest “great field” of my little Saudi-Arabia-Analysis is the Marjan-field with production trend to a EUR of around 4Gb

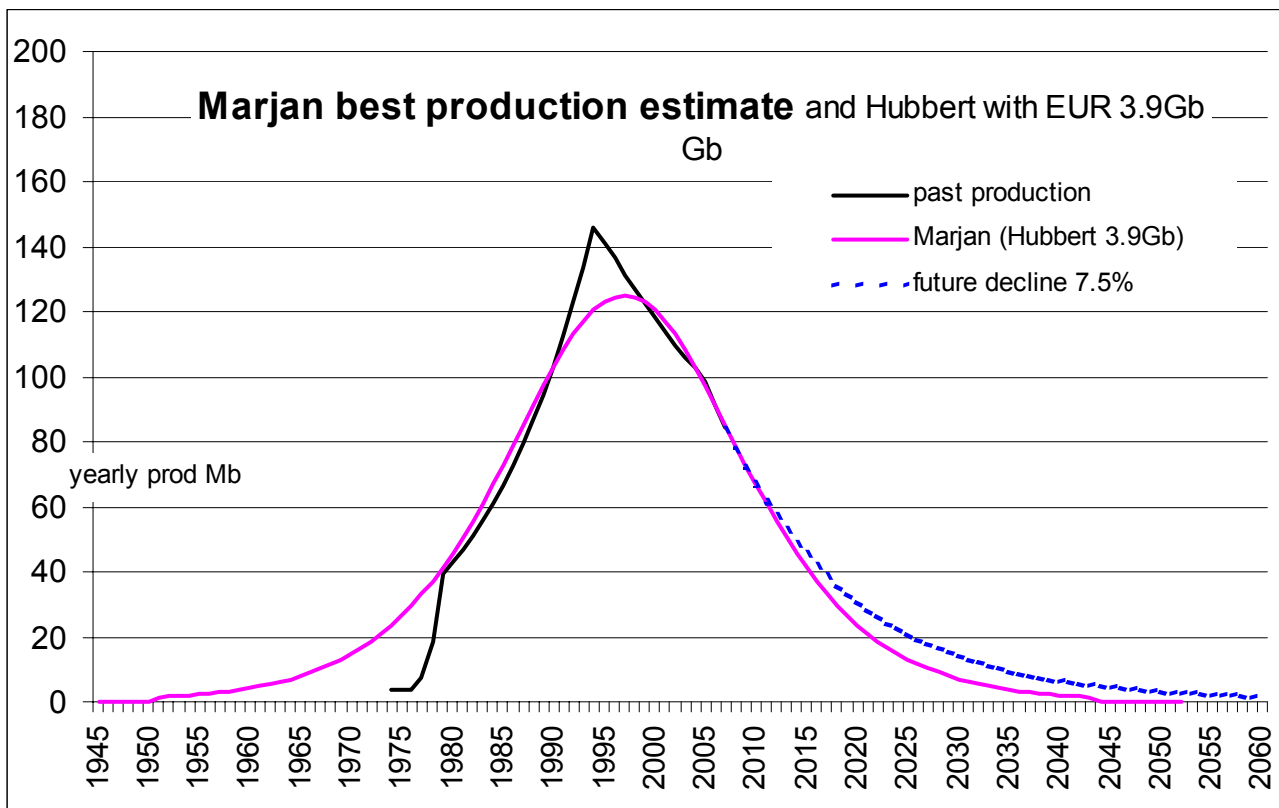


Figure 21: Marjan past production best estimate with future decline and Hubbert of 3.9Gb EUR. A great challenge for the production of that field is the highly toxic and corrosive hydrogen-sulfide-gas (H_2S), making all operations expensive. A second challenge is the declining pressure in the reservoir. Nevertheless Cordesman & Obaid claim a field-production of 450kb/d (out of 11'200kb/d-production-capacity)

Simple mathematics the complete less the Giants

After all the single "great fields" of Saudi-Arabia lets turn around our point of view: Total Saudi-production less the 6 Giant fields production gives all small fields production together.

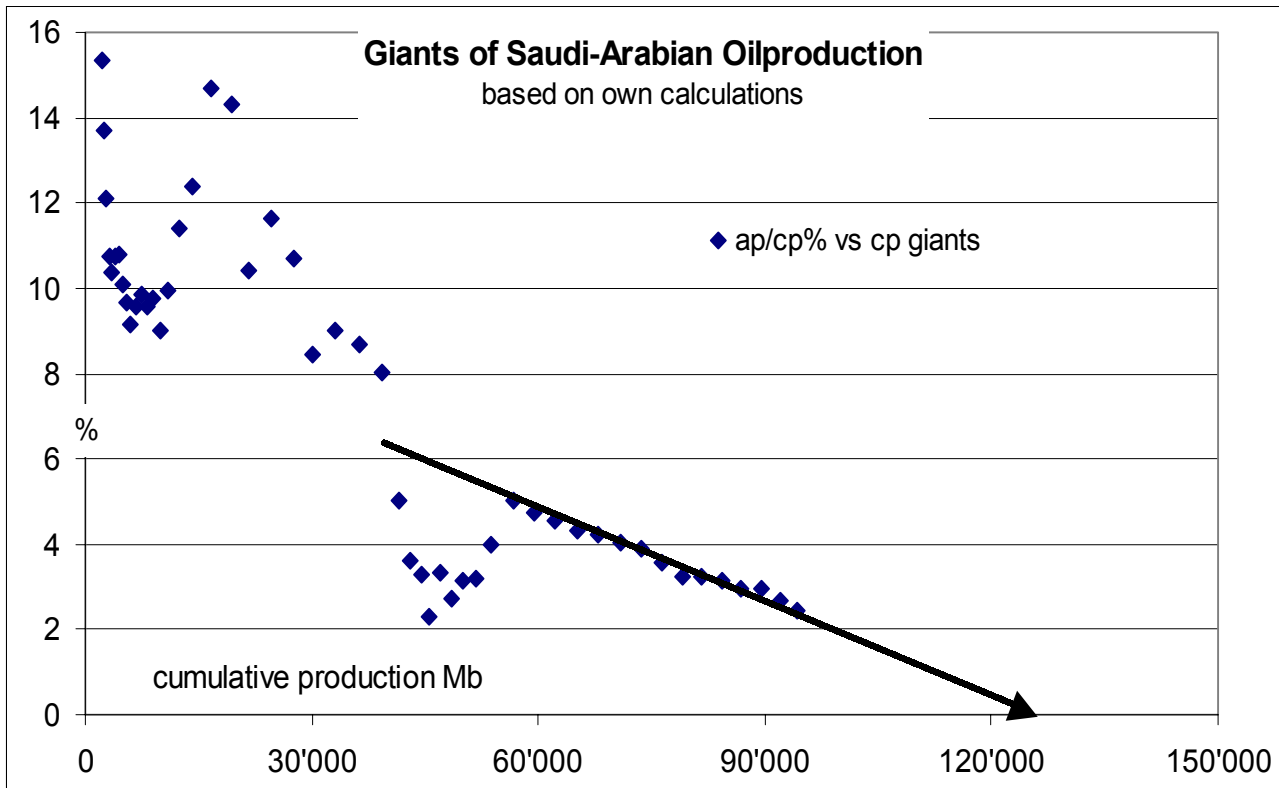


Figure 22: past production for the 6 Giants points clearly to EUR 125Gb

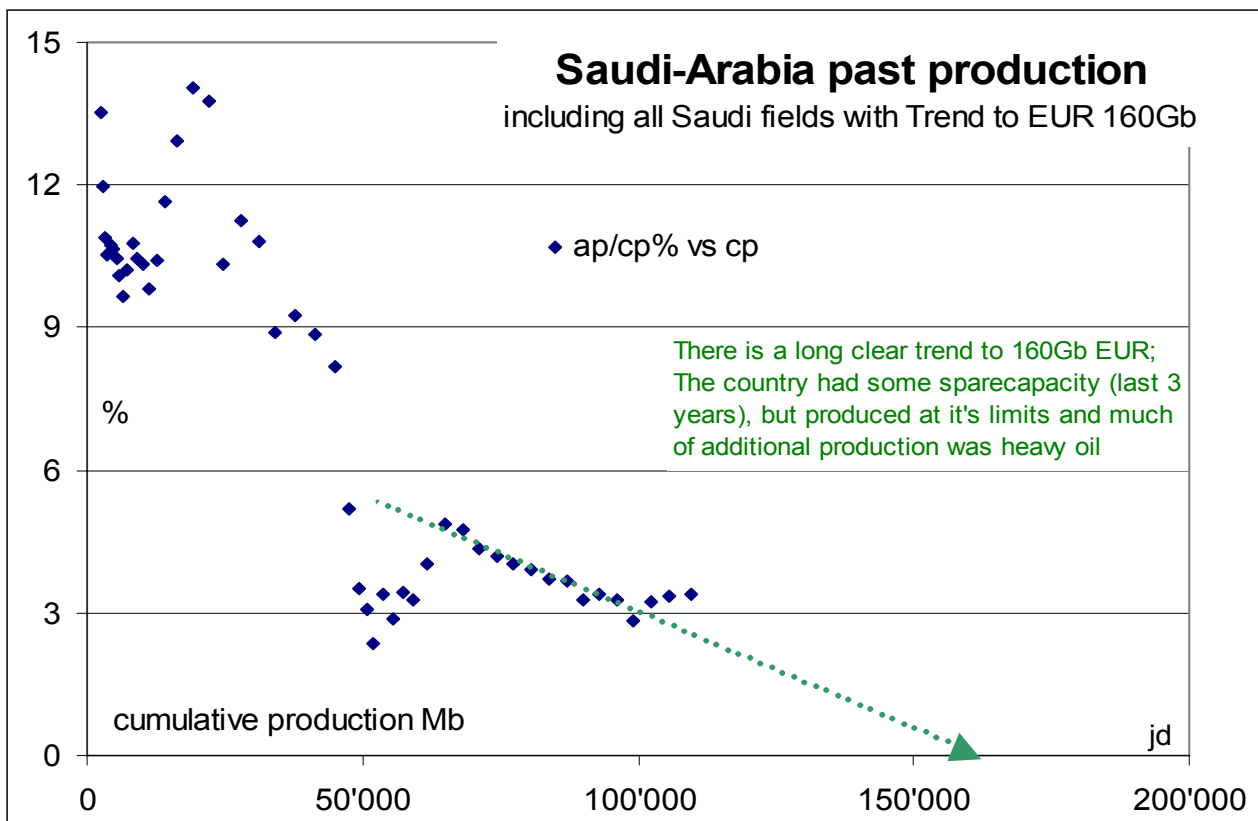


Figure 23: Saudi-production trend for all fields tends to a EUR of about 160Gb.

The difference of EUR is 35Gb; the “ap/cp% vs cp”-analysis for the rest of Saudi fields gives no clear trend to identify. So I decided to calculate a Hubbert-curve with a EUR of generously 40Gb fitting very well with past production of the “rest of Saudi fields”.

Is there a new cycle?

Because Saudi-Arabia lets the rest of the world in the dark of their real Reserves I doubled these 40Gb for a further simulation with 80Gb, suggesting, that there could in fact be more oil in the ground that could be recovered...

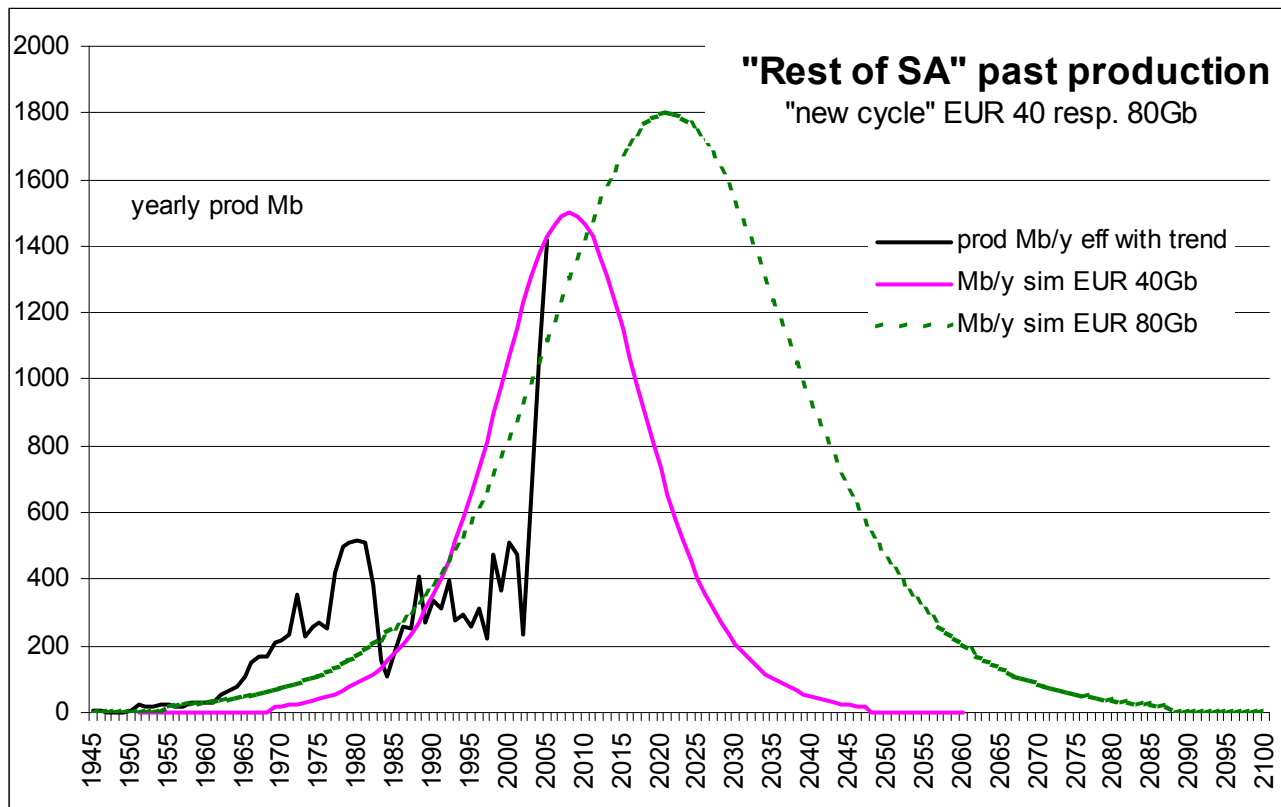


Figure 24: past Saudi production of all small fields and 2 Hubberts for 40/80Gb.

Following the discovery of Saudi Oilfields over time we can find around 100 different names of identified fields. Nowhere in the complete research I could find any single data of one of all the numerous fields. Is it possible, that the Saudis can eventually put in production new fields out of this long list in a very short time, quit out of their pocket? Could there eventually be a “new cycle of Saudi-Oil-Production”? Oilfields in general need time to be developed; and we have no sign of such activities. I combined a new cycle with the existing production (EUR 165Gb out of 6 Giants and about 20 smaller fields) and 40Gb new cycle. In 1979 the Senate Staff Report detailed how Saudi Aramco was estimating its reserves. Then the OOIP of all found fields was approx 530Gb. If EUR is 160Gb, then rf would be 30.2%; adding the 40Gb (as in my simulation) rf would jump to 38.7%... is this possible? In 1979 only the Hawtah-Trend was unknown. This group of 11 fields was found 1997. Their complete potential is not more than 200kb/d

So lets go into the details of the “rest of Saudi Arabia”. First the identified small fields

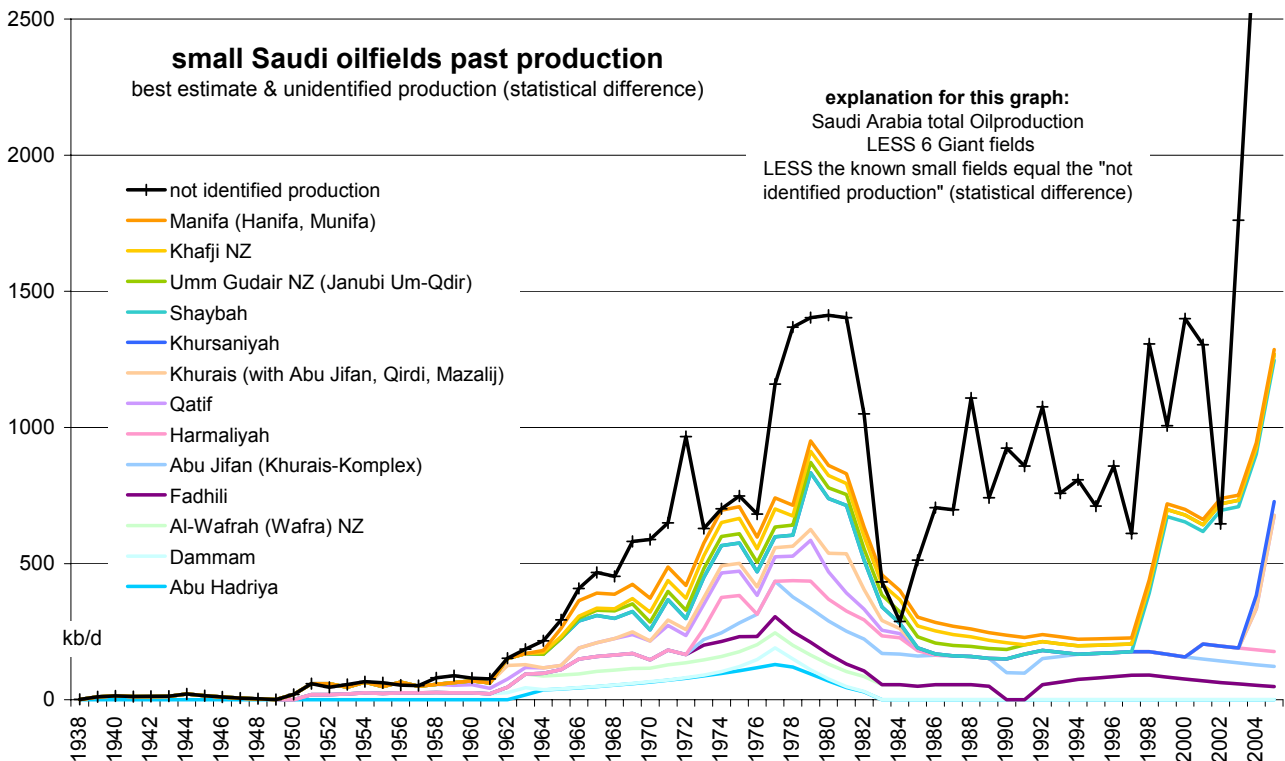


Figure 25: the contribution of known small Saudi Oilfields up to the year 2005. The “not identified production” could be unknown production from known fields (small or giants) or from other fields; working through all available material it could not be ascertained to any field. In the early 1980’s and in 2002 we have a “negative” contribution of this category; this means, that one or more “known” (modelled) field did not contribute as much as is modelled. Further, for this presentation I had to take the statistics including ALL qualities of oil (heavy, sweet light, off-shore, NGL...) the difference between the different statistics can be as high as 1mb/d and more. There are grounds for supposing, that the “unidentified production” was contributed largely by those fields, that are subject to “new projects” actually. This graph gives a oversight of the production, identifying the missing information especially in the last 25years. I am happy to get more detailed data, if you can furnish me. Thank you.

Some of the known “small fields” of the past reappear as “new projects”; The research didn’t bring to light really new names! Are these “new projects” in old fields, presented by Saudi Aramco representatives all what can be expected from this great country in the future? Are they sustainable or only a short-living flash in the pan? Some sceptical question is justified... It really could be fallacious to hear the loud noise of PR instead of reading between the lines.

For example the message, that “Saudi Oilfields have a hypothetical natural decline of 8%”. I have to confess you, that my simulation for many of the fields is designed for a much less steep decline. But, if this was the central point of the message, the situation in Saudi Arabia is really bad!

For this reason let’s look in the future of the same “small fields”, among them Qatif and Abu Safah, Khurais, Khursaniyah, Shaybah and Manifa. They all are expected to produce much more than they did in the past.

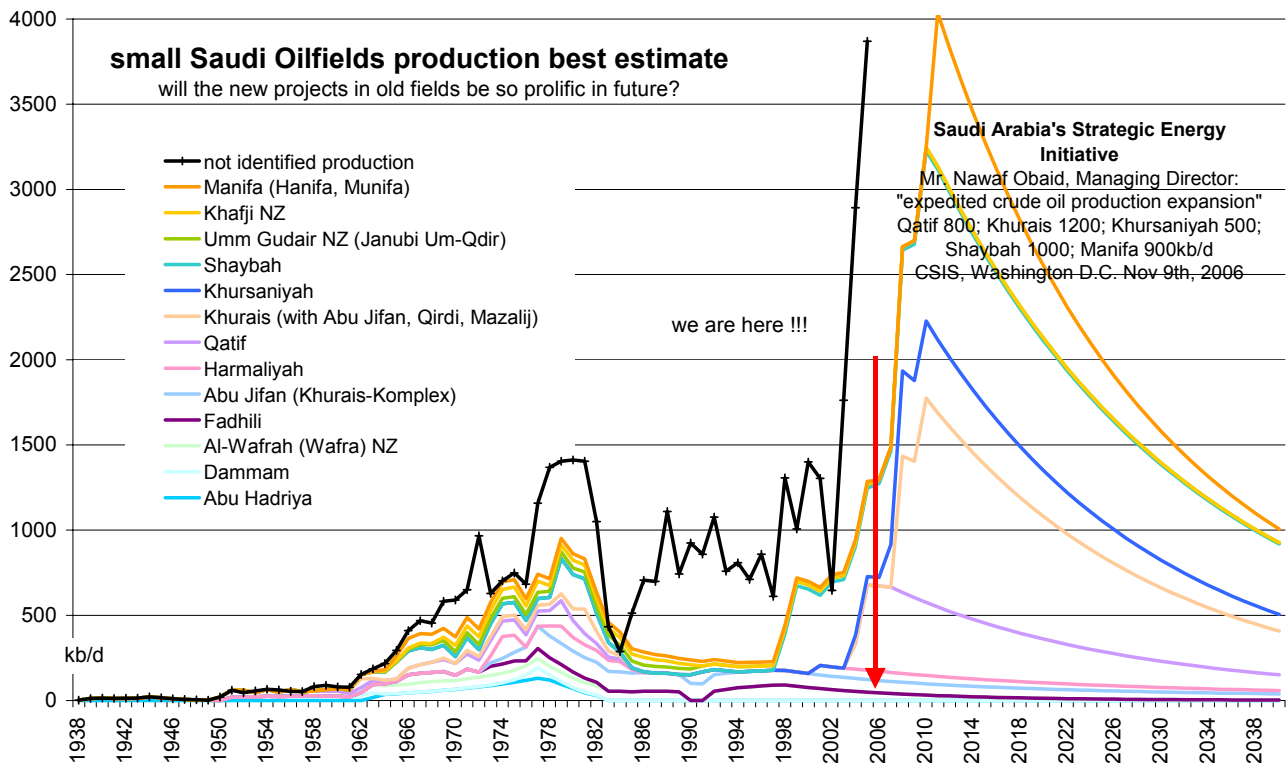


Figure 26: small fields "great future" — wow, what a jump ?!

Why should Saudi Arabia have produced their most precious Giants to the limits of damaging the fields in the past, if they have had so many prolific smaller field? Is the "not identified production" one time more out of the "old-known-and-proven" 6 Giants? So how long can their extremely high production be maintained... If this is true, that means, that there is NO "new cycle" in sight and NO sign of other prolific fields guaranteeing EUR beyond the 160Gb less or more proven. And further, will these small fields, revived with new technology, really spill so bountiful as it is communicated by Saudi officials. If these new projects have this or that "capacity", it doesn't mean "production".

The contribution of these projects seems to be very generous, but they pale confronted with the expected decline of the today giants and cannot fill the gap, as next graph will show you.

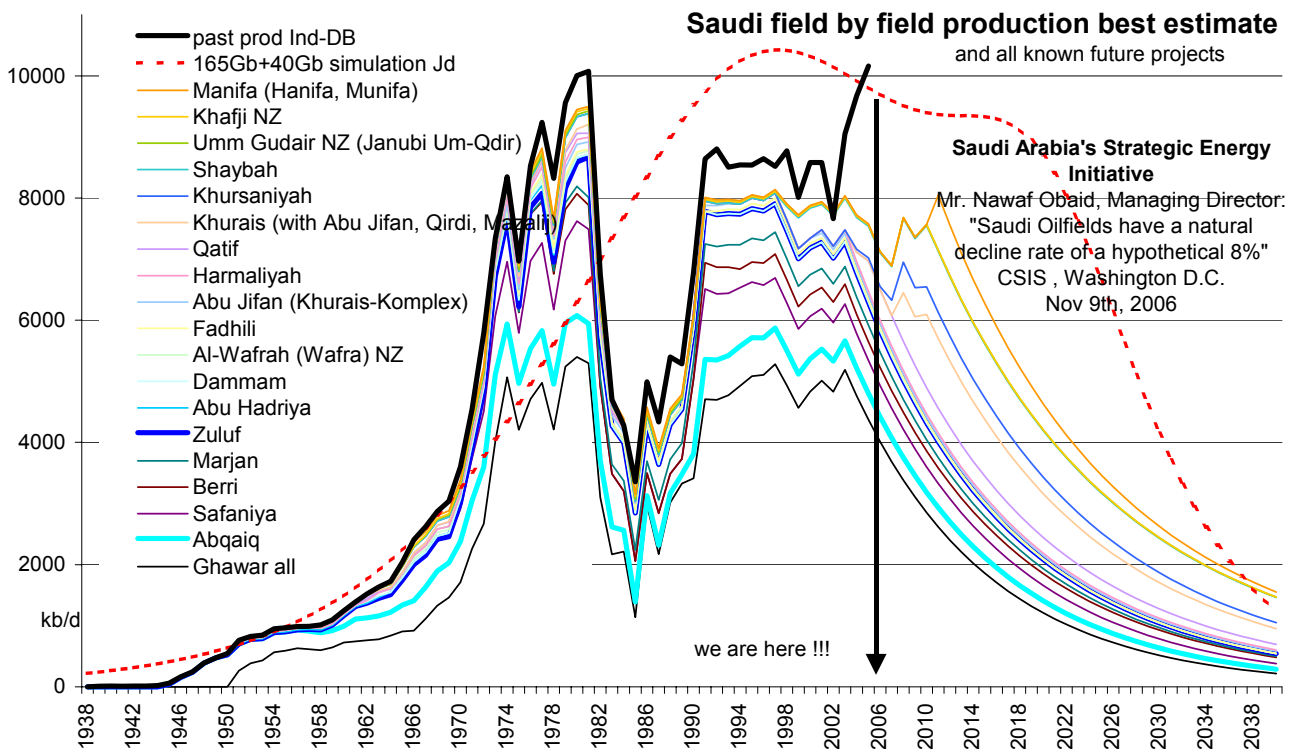


Figure 27: all known saudi fields / projects, past and future production with Hubbert

All of the principal oilproducing regions in the world are already in decline or at peak. Because the increasing own consumption of petroleum-based products in the producing nations, they can afford less for exportation; we can see higher prices in tighter markets since several years. Did our governments ever ask the really important questions based on facts, not on speculation (hope): How much oil can be produced in future) and derivate out of the results corresponding measures against economic (ecologic) collapse? Until today, I see all around the world the wrong conclusions. It does NOT help to design future demand scenarios, based on ever increasing growth (IEA) and claim, if there is enough investment, we can find accommodation for our demand, ignoring the missing base of resources. The only way to escape a very probable collapse is reducing demand with a "Marshall-plan" all around the world, to substitute oil and other non-renewable energies by real sustainability (avoid use), by energy-efficiency-measures (less new cars with less consumption per kilometre; better isolations for buildings...) by legal prescriptions and by the use of renewable energies where ever we can do it and by changing our way of life (reduce ecological footprint). If, one day in very short future, we haven't enough crude oil (hidden in so many products of our daily life, even hidden in our food) for the really important needs, we will face nearly insurmountable problems with social unrest.

Knowledge includes responsibility

Colin Campbell's heritage is, apart from his great analytical work, his proposition to a solution: The Oil depletion protocol, also called "Rimini-protocol" or "Uppsala-protocol" based on the locations, where it was presented to the public (www.peakoil.net).

From the perspective of the climate-change I can only recommend you to study the Contraction & Convergence-model of Aubrey Meyer, for which he got the City of London award of business, academia, politics & activism in 2005 (www.gci.org).

Back to the Saudi production: If Saudi Arabia peaks, so does the world" this said Matthew Simmons; and I think he is absolutely right. I see no possibility to balance out the decline we face from Saudi-Arabia. And this decline is at the door, not years away. The last month's data from Saudi Arabia showed a decline like announced by Saudi officials.

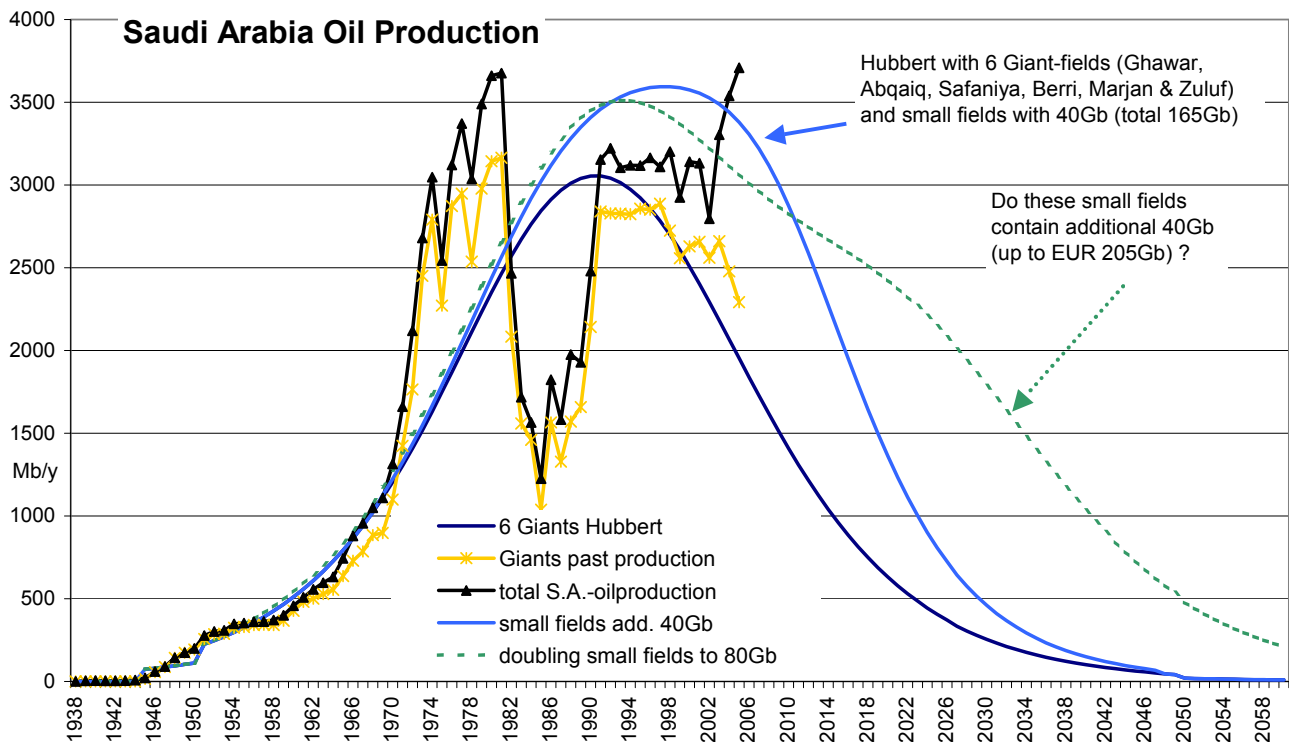


Figure 28: The weight of the Giants compared with the smaller fields, combined with 2 Hubberts for 6 Giants, all known fields (165Gb) with evtl. 40Gb more.

that picture would be a little bit different: before declining “existing production” very fast at 8%, the additional drilling sets in and mitigates the actual decline...

(CSIS Washington November 9th 2006: “Without “maintain potential” drilling to make up for production, Saudi oil fields would have a natural decline rate of a hypothetical 8%. As Saudi Aramco has an extensive drilling program with a budget running in the billions of dollars, this decline is mitigated to a number close to 2%”)

The long production-plateau of the giants in Saudi Arabia was possible thanks to the best and newest technology. The political influences and the partial resting of very stressed fields during several times allowed the maintaining of such a long plateau. This plateau must come to an end and will surprise the world with very high decline-rates.

This conclusion is based on the geologic constraints and proved by the simple mathematical equation. EUR of the analysed 6 giants is less than 130Gb, meanwhile past production amounts to 95Gb for these fields; much over the mid-depletion-point.

So let's look again to the all known and clearly identified fields and their production in the past combined with my model (2 cycles)

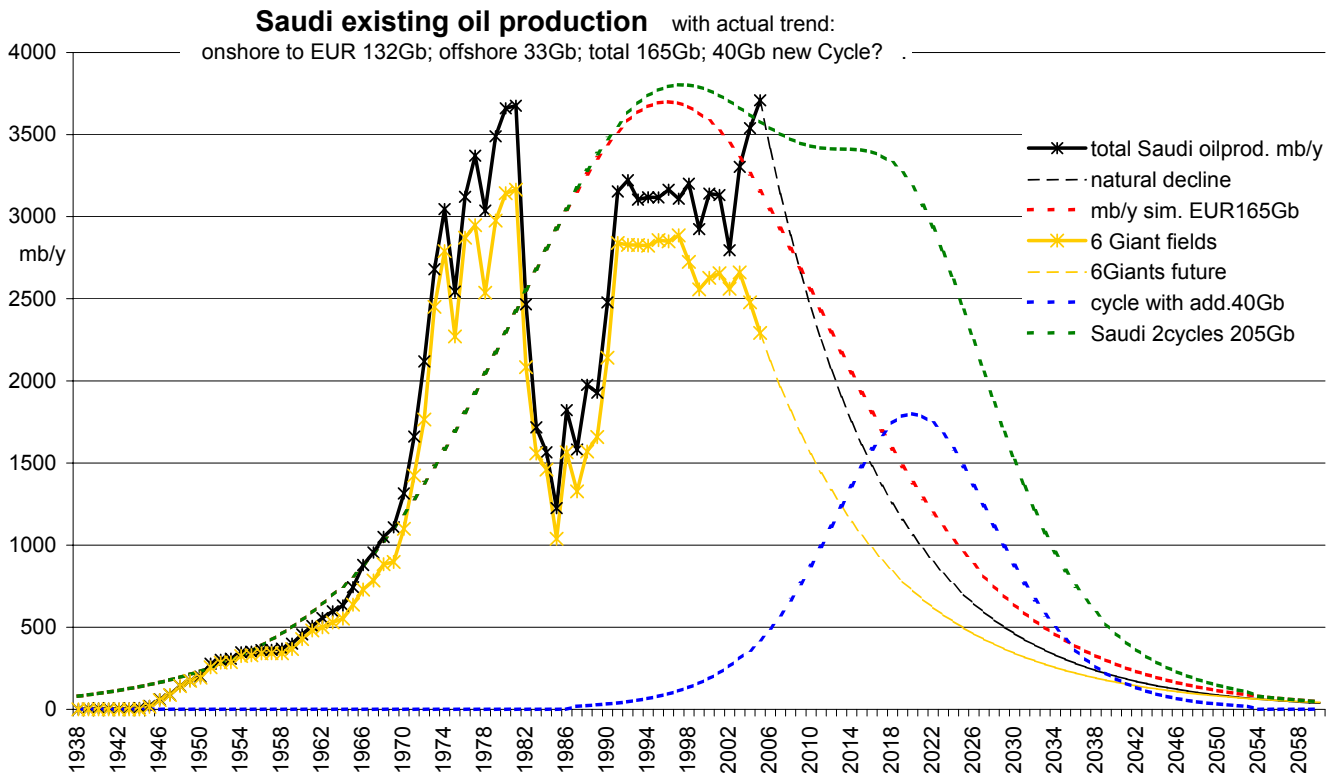


Figure 29: Saudi past production, “natural decline”, Hubbert with 165Gb, “new cycle” with 40Gb and combined Hubbert 2 cycles

But it does not sound for a new cycle... words like “maintain potential drilling” means the same known fields... the names of the “new projects” are old known fields...

field	Ghawar	Abqaiq	Safaniya	Berri	Marjan	Zuluf	total
EUR Gb	75	14.5	16	5.8	3.9	6.9	122.1
cp end 2005 Gb	58.7	10.9	12.9	4	2.7	5.1	94.3
left for prod Gb	16.3	3.6	3.1	1.8	1.2	1.8	27.8

Approx. numbers of the most important 6 Saudi Giant fields (calculated / estimated by Jud)

The simulations are theoretical and show the “Rest of Saudi-Oilproduction” (including the very tiny fields, compared with the giants of the past) back to the beginning in 1938. What is important is the fact, that cp end 2005 for the “small fields and the rest” is 15.4Gb; let’s compare these 15.4Gb with the EUR 35Gb - 40Gb identified in the analysis: we consider, that very soon we will reach “mid-depletion-point for the rest”... and this would ultimately be the prove for declining Saudi Oilproduction very soon, even now, making it impossible to reverse the decline. The names of the “new projects” are most known fields of the past, who didn’t deliver the quantities hoped... will they do it in the future? (see again Fig. 25). We also calculate, that about half of Saudi future production would have to come from other fields than the 6 Giant; the remaining reserves are about equal, what further confirms decline. Today’s cp (end2005) is about 110Gb; considering the production-trend and EUR, thanks to the application of very modern technology, production plateau could be maintained for so many years. The price will be a steep decline.

In december 2006, OPEC-countries concluded to reduce their output from febr 1st 2007. This has less to do with “keeping prices high”, but more with their limited ability to rise their production. Further they take Angola on board and expect, that the Non-OPEC-countries will increase their output by 1.8mb/d. (Note: Angola and Nigeria have great off-shore potential! Russia (Gazprom) and Algeria (Sonatrach) signed cooperation → O&G August 8th 2006.)

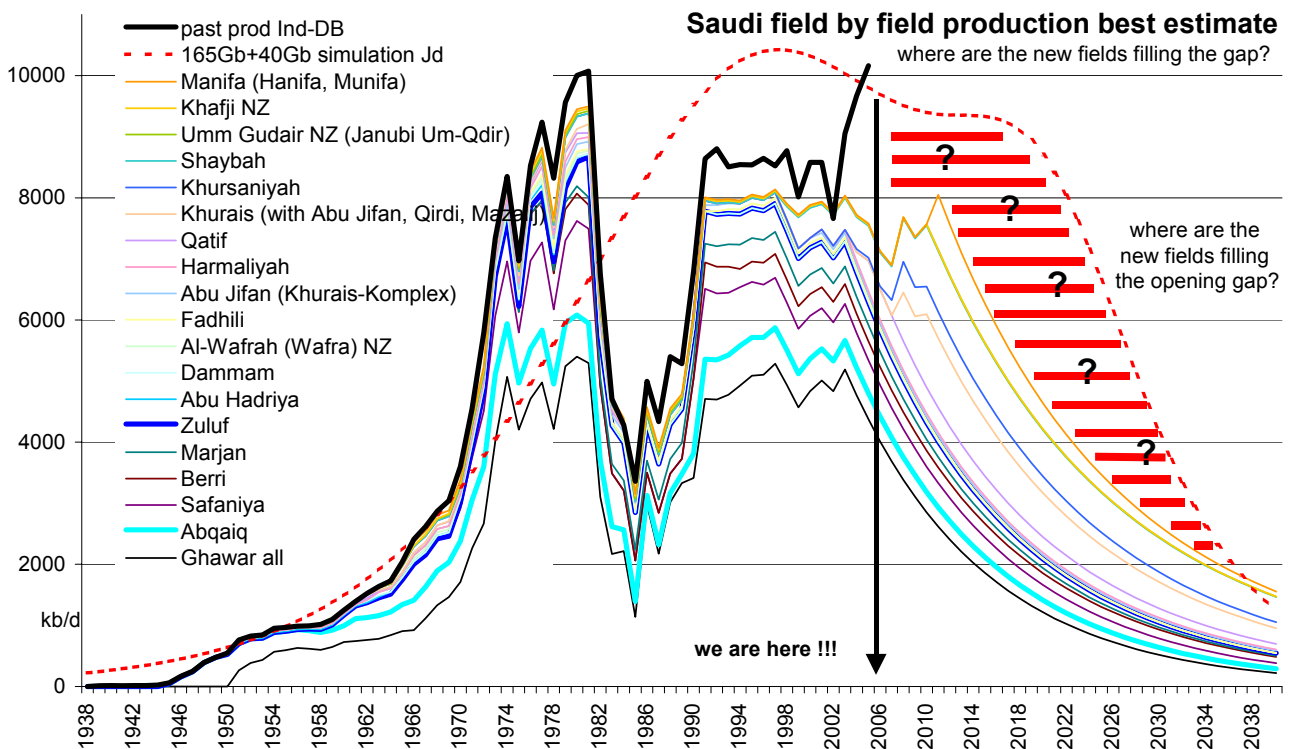


Figure 30: all known fields with “hypothetical natural decline” and opening gap

Looking at this graph we see, that future Saudi oil-production-capacities are built much more on hope and the “trust-me-believing” than on substantiated facts on new oilfields. Maybe, the “No-news” are the message! I’d say, that half to two third of the modelled Saudi-future-oilproduction has no fieldname and no project name. Can YOU give me these missing names (data!), please? The speculations on the real dimensions of Saudi-Oilfields must have their root in the then Saudi Oilminister Sheik Ahmed Zaki Yamani’s strategy to confuse the western nations over real facts. He was the de facto OPEC representative over many years and suppressed all publication of real data.

If the West would have taken seriously the known facts (which were reliable in the oil-industry!) and the justified conclusions of the then scientific group named “The Club of Rome”, so the fears of Mr. Yamani, the West would change to a much more sustainable economic system, reducing the use of oil, depriving the capital power of the oil-rich States in the Middle East and undermining the influence of the Arabian Nations beyond the other Nations. What really has changed since then?

Not only the Saudis were interested in confusing the real facts. Look at the today’s lobbying of the Energy-oligopolists in all Western Countries Governments!!! The UN-sustainable way of life, the carelessly of the oil-guzzling people and the stupidity of the short-time-profit-oriented Western culture is their big business. And as long as we had enough of the stuff, everyone saying “we will soon face a problem” was ridiculed or even economically “liquidated” (other opinion → no job!)

We have got several hints in the past few years, that Saudi Spare Capacity vanished. This means, that the EUR of only 40Gb for the “unknown rest of Saudi-Arabia” is more likely than the very generously 80Gb which is also simulated, but could not been filled. One time more the simple question: Do YOU know of any new cycle or development of really NEW fields in Saudi Arabia? So please let it know to me. Thank you.

Conclusion:

If there is a “new cycle” we are in decline anyway. Even 80Gb could not reverse but slowing the downward trend. Comparing these speculative 80Gb with the whole Northsea-Area of 60Gb I think, this would really be much... but not sufficient. And it does NOT change the general picture of depletion, if we find another “Northsea” elsewhere...

As we are in the more likely scenario of “only 40Gb” “unknown rest” we can be sure, that we are in decline NOW and we remain in decline. The longer the plateau will be, the steeper the decline will be also. Most modern technology leads to the highest decline-rates we experience... today in the north-sea and Mexico and and and...! Decline-rates in the two-digits-area for Saudi-Arabia... this will hurt all of us!

The claimed reserves of Saudi-Arabia of 260Gb and even much more are first NOT “remaining reserves” and second, even for “EUR” rather “paper-barrels” and more a PR-exercise for the public. As long as the Saudis do not allow any public release of more valid data and give them free for examining by international experts, we should be cautious and apply the much uncomfortable scenario of immediate decline.

Even it was a challenge to analyse field-by-field-data for Saudi Arabia, it was also a pleasure, leaving only very few space for further speculation on Saudi Reserves.

Thank you Mr. Baqi, Mr. Saleri, Mr. Obaid and many others, giving us the opportunity to “read between the lines”. This even shy truthfulness after many years of fulfilled unlimited Saudi supply-promises will help to take pressure from the energy-markets and open the way to sustainability. Saudi Arabia kept his promises over the past. We got your message and we understood it; it’s now our turn to act. Every day waiting in action from government-side in our highly oil-dependent countries in the whole world is a crime to our economies and to the human mankind.

I am deeply affected and totally unhappy, that a few stupid presidents in that beautiful world drove their countries in destructive wars with weapons of mass destruction and manipulated religions who destroyed all and everything: Life, infrastructures, resources, credibility, humanity and even hope, letting back terrorism, thousands of dead innocent people, violated international laws and outmanoeuvred international organisations, oppressed nations and so many broken soul. This only for economic egoism, manipulated believing and rapacity. I am so sorry for all those concerned human beings.

We have missed the time to change our structures to sustainable structures in time, even we have could it know... It’s a shame, we did it NOT; I’m sorry, now it is late, very late, may be too late.

But we have no other choice, only the way in real sustainability

Hans Jud

German Translation

Einführung

Meine kleine Publikation über Saudi Arabiens Oelproduktion (Feld — Feld — Analyse) hat verschiedene Ziele:

Sie möchte Ihnen zeigen, welchen Beitrag Saudi Arabien über die Zeit, in die Vergangenheit und in der Zukunft, geleistet hat und vermutlich leisten wird, und Ihnen ein paar Statistische Informationen zu geben, die Sie sonst nur sehr schwer finden können über diesen „Schatz der Natur in der Wüste“.

Ich habe die Dokumentation im besten Wissen geschrieben um Ihnen ein möglichst genaues Bild von Saudi Arabien zu vermitteln seit der Zeit der ersten Tage der Oelförderung. Keine einzige Statistik, weltweit vermittelt Ihnen Feld-Feld-Daten. Sie sind gehütet wie Staatsgeheimnis, deshalb musste ich alle einzelnen Datenfragmente, verschiedener Herkunft und Genauigkeit, verteilt über den gesamten Zeitraum, zu einem grossen Puzzle zusammen setzen. Ich habe diese Daten gesammelt, aber erst die allerjüngste Publikation eines Saudischen Vertreters machte es möglich, das Bild zu komplettieren. Das Erscheinen von Mr. Saleri und Mr. Baqi am CSIS in Washington im Jahre 2004 war bestimmt kein Zufall; es war gut vorbereitet und dazu gedacht, der Öffentlichkeit in der Welt, vor allem aber im Ölverschwenderischen und ölabhängigen industrialisierten Westen mehr Einsicht zu vermitteln in die Saudische Ölproduktion in der Zukunft, ohne aber dabei das Gesicht als zuverlässiger Ölproduzent zu verlieren, der Saudi-Arabien in der Vergangenheit war.

Ohne das Gesicht zu verlieren... der Italiener sagt: „far' bella figura“, dieses Argument ist stark und in der ganzen Welt gut vertreten: jedermann wünscht vom anderen als integer, ernsthaft zu erscheinen gegenüber den anderen. Trägt Krieg diesem fundamentalen Wunsch bei? Oder sind es eher Fakten und Wissen über Tatsachen, die den Völkern und den Nationen die Möglichkeit zum friedlichen Zusammenleben geben? Es ist deshalb mein kleines Weihnachtsgeschenk 2006 an Sie: einige Daten über eine wirklich heikle Sache, zwischen uns als Menschen, zwischen den Nationen, basierend auf einem besseren Verständnis eher unpässlicher Fakten, unterstrichen durch hohe Energiepreise.

In der selben Absicht, einem besseren Verständnis, habe ich die Dokumentation zweisprachig geschrieben, englisch und deutsch. Die komplette Übersetzung (nur Text) ist für all jene gedacht, die mit der eigenen Muttersprache besser zurecht kommen. Ich danke für Ihr Verständnis.

Diese Dokumentation ist ebenso mein Weihnachtsgeschenk an den gesamten Bundesrat, zusammen mit dem Poster „the oil age“ (Weltölproduktion 1859 — 2050), welche ich von ASPO-Freunden erhalten habe. Ich bin sicher, dass „Energie“ eines der wichtigsten Themen sein wird, das unsere Parlamente weltweit diskutieren werden in den nächsten wenigen Jahren... deshalb, was könnte da hilfreicher sein als Fakten?

Weihnachten 2006, Hans Jud

Inhalt

Die grössten Felder zuerst: 6 Giganten

Die Saudische Ölproduktion insgesamt

Einfache Mathematik: Das Gesamttotal abzüglich die Giganten

Gibt es einen neuen Zyklus?

Schlussfolgerung

Feld — Feld — Analyse

Die vergangene Produktion von Saudi Arabien versteckt ein paar interessante Geheimnisse, und die Hauptfrage: Wie viel Öl hat Saudi Arabien insgesamt? Es war faszinierend, die einzelnen Teile des riesigen Puzzles zusammensetzen, und nicht wirklich überraschen, dass wir einen Traum hatten..... den Traum von endlos fliessendem Öl. Dieser Traum ist vorbei! Hiermit versuche ich ein paar Fakten zu liefern aus Analysen, die ich im Verlauf der letzten Monate gemacht habe... ja, es war eine Arbeit von mehreren Monaten. An dieser Stelle möchte ich danken: Allen, die im Verlauf der Zeit einzelne Daten publiziert haben über Saudi Arabien und damit einen kleinen Stein zum gesamten Puzzle beitrugen. Zuerst aber Hr. Dr. Colin Campbell und Dr. Werner Zittel, die mit wertvollen kritischen Kommentaren und Hilfestellungen zum Zustandekommen dieser Studie beigetragen haben. Danke

Saudi Arabien publizierte keine Daten über einzelne Ölfelder, die scheinen wie Staatsgeheimnisse gehütet zu werden. Selbst die verfügbaren Statistiken weichen von Quelle zu Quelle beträchtlich voneinander ab. Erst im Jahre 2004 haben Saudische Vertreter in einer PR-Offensive einen Teil von Feld-Daten verfügbar gemacht, insbesondere über das weltgrösste Ölfeld: Ghawar. Dies nach mehr als 20 Jahren Stille.

Das O&G-Journal publizierte im Verlaufe der Jahre immer wieder einzelne Tageswerte von einzelnen Feldern, andere Daten habe ich aus MEES, die meist einen kurzen Einblick in eine kurze Zeitspanne erlaubten oder in ein Projekt; all dies war eine grosse Hilfe, die Produktionskurven, geradezu „angeknüpft“ an einzelnen Datenpunkten, zu zeichnen. Weiter habe ich eine interne Statistik aus der Ölindustrie gefunden, die die Zeitspanne zwischen 1930 — 1980 gut abdeckt, bevor die OPEC-Staaten die Zahlen insgesamt derart verschleierten, dass solide Analysen nicht mehr zu machen waren. Sehr viele, sehr technische Daten veröffentlichte Matthew Simmons in seinem Buch „Twilight in the Desert“; diese Daten sind abgestützt auf SPE-Studien, welche ohne seinen Beitrag ausserhalb meiner Reichweite gelegen hätten. All dies zusammen mit dem mathematischen Gerüst, das von Jean Laherrère stammt, wäre die Simulation nicht möglich gewesen. Auch ohne den Beitrag von Colin Campbell wäre es nicht möglich gewesen, Feld — Feld — Analysen zu machen. Erst diese Analyse über die Zeit erlaubte es, das gesamte Geflecht zwischen einzelnen Zahlenwerten zu spannen. Nach und nach konnte ich so die leeren Räume füllen. Die Jahrestotale und die (sehr wenigen) cp-Werte zu bestimmten Zeitpunkten gaben mir die Sicherheit, dass die Analyse und die Einschätzungen insgesamt wissenschaftlich korrekt sind. Das gilt sowohl für einzelne Felder als auch für das Datengeflecht für Saudi Arabien insgesamt. Die jüngsten Zahlen sind zum Teil 2003-Daten, d.h. ich hatte für die späteren Jahre die Produktion auch zu schätzen

Gerne teile ich nachfolgend meine Einsichten, die ich im Verlauf der Analyse erhalten habe über die Saudische Ölproduktion. Bitte beachten Sie aber ganz zwingend die allerwichtigste Bemerkung; sie stammt von Dr. Colin Campbell: „Alle Daten sind falsch, die Frage ist nur: um wie viel!“

Die grössten Felder zuerst: 6 Giganten

Ghawar

Figur 1 zeigt ein computergeneriertes 3-D-Bild vom weltgrössten Ölfeld von Süd nach Nord.

Dieses sehr illustrative Bild haben Mahmoud M. Abdul Baqi und Nansen G. Saleri am 24. Februar 2004 anlässlich des CSIS-Workshops gezeigt. Es zeigt die einzelnen Teile von Ghawar. Es ist faszinierend und auch als wissenschaftliche Meisterleistung anzuerkennen, eine geologische Struktur in 2000m Tiefe abzubilden und so der Öffentlichkeit ein Bild zu vermitteln, aus welcher Quelle die Welt seit über 50 Jahren mit einem der wertvollsten Rohstoffe überhaupt versorgt wird: Rohöl. Der nördliche Teil von Ghawar enthält leichtes Rohöl, das ist in Schichten bis 160 Fuss (ca 50m) eingelagert; je mehr gegen den Süden, desto schwerer wird das Oel, um so dünner werden die ölführenden Schichten, die einen klaren Trend zu komplexeren Mikro-porosität zeigen.

Ebenso enthüllten Mr. Baqi und Mr. Saleri die Produktionsdaten über die Jahre 1993 bis 2003 von Ghawar sowie die gesamte Zeitreihe der beiden Teilfelder `Ain Dar und Shedgum zusammen als Graphiken. Daneben zeigten sie auch eine Karte die zeigte, dass die Bohraktivitäten ausserhalb der bekannten Gebiete keine weiteren Giganten verraten würden, obwohl die grosse Anzahl das

Gegenteil davon suggerieren wollten. Also, in welchem Zustand sind nun die bekannten Felder, welche in der Vergangenheit das Rückgrat der Saudischen Produktion stellten und für die Zukunft noch grosse Oelförderungen versprechen, wie ausgebeutet sind sie wirklich?

Figur 2 zeigt die Telfelder von Ghawar in einer Säulengraphik; sie soll Ihnen die Wichtigkeit der Teilfelder zeigen, insbesondere der „sweet spots“ `Ain Dar und Shedgum. Bitte beachten Sie, dass ich alle diese Daten modellieren musste, also immer mit einer gewissen Unsicherheit behaftet sind, ABER die Totalisierung aller Einzelfeldkurven entspricht der gesamten Saudischen Produktion im entsprechenden Jahr. Aus diesen Modellierungen war es möglich (dank dem mathematischen Modell von Jean Laherrère) auf die EUR (die geschätzte insgesamt mögliche Produktionsmenge) zu schliessen.

Figur 3 zeigt Uthmaniyah Nord, einen weiteren „sweet spot“ von Ghawar mit einer EUR in der Bandbreite von 35 — 45 Gb (Milliarden Fass). Die kumulierte Produktion ist bei etwa 27Gb.

Figur 4 zeigt die beiden erstgenannten „sweet spots“ (Quellen v. „süßem Leicht-Öl“) `Ain Dar und Shedgum (47% von 68Gb OOIP). Deren Produktionstrend zeigt zwischen 32 und 41 Gb EUR. Baqi und Saleri publizierten 40.8Gb im Jahr 2004. Das Total könnte suggerieren, dass alle Teilfelder insgesamt 85 Gb förderbares Öl enthielten, wenn die optimistische Aussage beider Bandbreiten gemessen würde. Der gesamte Trend für Ghawar insgesamt tendiert aber rel. genau auf 75Gb. In der frühen Zeit von Ghawar (1948 — 1952) war bekannt, dass das Feld insgesamt ca 170Gb OOIP (Original Oel in der Lagerstätte) hatte, wovon ca 60 Gb förderbar sein würden. Diese Daten hatten bis 1975 unter Saudi Aramco noch Gültigkeit. An Weihnachten 2006 wird Ghawar mit grosser Wahrscheinlichkeit eben diese 60Gb produziert haben.

Die aapg.org homepage erwähnt Abdulkader Afifi, Senior Geological Consultant bei Saudi Aramco und eingeladener Referent während seiner US-Tour im Jahr 2004, dass Ghawar (Ende 2003) 55 Gb Öl produziert habe. Dank den publizierten Werten zwischen 1993 — 2003 war es möglich mittels Analyse zu bestätigen, dass 75-76 Gb nicht nur durch die Vergangenheit angezeigt waren, sondern auch unter Anwendung der erwarteten 8%-Rückgangsrates dieser Wert noch einmal bestätigt wurde. Diesen weiteren Hinweis auf die Limiten hat auch platts im April 2004 veröffentlicht; er wurde im Jahre 2006 bestätigt durch Äusserungen vom Saudischen Vertreter Mr. Obaid Nawaf am CSIS in Washington, 2006, November 9 unter dem Titel „Saudi Arabia's Strategic Energy Initiative: Safeguarding Against Supply Disruptions“.

Zitat: *„ohne zusätzlich Bohraktivitäten um wegfallende Produktion wettzumachen haben Saudische Ölfelder einen hypothetischen natürlichen Rückgang von 8% (pro Jahr). Saudi Arabien hat deshalb ein umfassendes Bohrprogramm mit einem Milliarden-Budget, dass der Rückgang auf 2% gemildert werden kann...“*

Und dazu gibt's gleich noch einen Hinweis, dass in Zukunft die Rückgangsraten auch höher sein könnten (mit Verweis auf vergleichbar höhere Werte in anderen Fördergebieten, die analog neueste Technologie anwenden!). *„...Diese Rückgangsraten sind dank dem Einsatz neuester Technologie und umfassenden Bohraktivitäten deutlich unter dem Industrie-Durchschnitt.“*

Es ist also eher fraglich, ob Ghawar 85Gb „sweet light Oil“ produzieren wird.. aber wahrscheinlich ist, dass Ghawar noch massgeblich Schweröl produzieren wird (insbes. Südl. Teile von Ghawar sind schweres Öl, das aber technisch sehr aufwendig und nur sehr langsam zu fördern sein wird.

Deshalb gehen wir noch ein bisschen weiter ins Detail: An der SPE-Konferenz vom 12 — 15. März 2005 wurde in Bahrain ein weiteres Teil des Puzzles gelüftet: die Produktion von `Ain Dar North... und wieder erhalten wir die selben Resultate, wie Figuren 4a) und 4b) zeigen. Mr. Baqi und Mr. Saleri reklamieren Reserven in der Höhe von 40.8Gb als bewiesen. Gemessen an den Vergangenheitsdaten ist das aber EUR, also nicht verbleibende Reserven, sondern insgesamt förderbare Reserven, und dies bei einem Ausbeutefaktor von 60%, was sehr hoch ist. Nur, das Öl, das man noch zu fördern hofft, ist immer noch im Boden; es ist heute schon eine grosse Herausforderung, es zu fördern und wird es in Zukunft noch vermehrt sein.

In Figur 5 die selbe Analyse für das ganze Ghawar-Feld, welche auf Produktionsdaten bis Ende 2003 basiert; Trend klar: 75Gb (nicht 85Gb!)

Figur 6 zeigt die jährliche Fördermenge von Ghawar in mb/y und die Hubbertkuve mit EUR 75-76 sowie die Rückgangsrates von 8.2% für das ganze Feld. Die Bohraktivitäten, um den Rückgang aufzufangen müssen folglich ausserhalb von Ghawar erfolgen. (was die zukünftigen Projekte auch zeigen)

Die Saudische Ölproduktion insgesamt

Figur 7 zeigt die Saudische Produktion insgesamt über die Jahre (in kb/d) aus verschiedenen Statistiken. Es ist eine mühsame und schwierige Kleinarbeit, die „richtigen“ Daten herauszufiltern und daraus korrekte Trends abzuleiten.

Figur 8 zeigt den Produktionstrend über die gesamte Saudische Oelförderung (Jean Laherrère's mathematisches Instrument). Vor der verdächtigen Reserve-Daten-Manipulation durch die OPEC-Staaten in den 1980-er-Jahre wies Saudi Arabien bewiesene Reserven in der Höhe von 160 — 170Gb aus; Gemäss einem jüngeren O&G-Journal-Artikel (17.6.2002) könnten es tatsächlich 160Gb sein. Es ist deshalb sehr spannend zu sehen, dass diese EUR selbst heute, 25 Jahre nach den „Zahlenspielen“ der OPEC-Staaten, noch immer recht genau bewiesen wird. Ein weiterer ganz wichtiger Fakt ist, dass die EUR nicht die „verblieben bewiesenen Reserven“ sind sondern die insgesamt förderbaren Reserven; Der Unterschied ist also genau so gross, wie die bereits geförderte Menge (heute rund 110Gb), d.h. es bleiben noch ca 50Gb zu fördern.

Die Geologische Jura-Formation

Figur 9 zeigt einen Ausschnitt aus einer geologischen Karte, die die Oelfelder Ghawar, Abqaiq, Berri, Qatif u.v.a. zeigt. Die Schicht, die das Öl enthält ist aus dem Jura; es sind erstklassige Reservoirs mit einem typischen rf (Ausbeutefaktor) von 20 — 45%.

Das nächste Feld zu Ghawar ist das sehr produktive Abqaiq-Feld. Es scheint geradezu die geologische Verlängerung von Ghawar im Norden zu sein, in der selben Struktur, derselben hohen Produktion derselben Ölqualität.

Abqaiq wurde 1950 entdeckt und 1946 in Produktion genommen. Seither hat das Feld ca 11Gb Öl produziert. 1972 wurde als Spitze 930kb/d im Jahresmittel gefördert (Zahlen Aramco), 1973 wurde die Tagesspitze von 1'094kb/d erreicht; seither hat das Feld vermutlich diese Produktion nie mehr erreicht. Baqi und Saleri sagten 2004, dass das Feld mit einer jährlich maximalen Erschöpfungsrate von 2.8% (bezugnehmend auf die ursprüngliche Reserve) gefördert werden könnte → 405mb/y. Es ist sehr zweifelhaft, dass nach 60 Jahren und 73% Entleerung eine solche Rate realistisch ist — die aktuelle Produktion ist bei weitem kleiner, ca 450kb/d (Cordesman & Obaid 2004; Saudi National Security Assessment). Eine andere Quelle erwähnt, dass die Produktionskapazität von Abqaiq bei 650kb/d liegt und erwähnt als Quelle die US-Botschaft in Riyahd. Vermutlich ist das die Kapazität die ein SPE-Papier dem Feld für 1994 zurechnet.

Figur 10 zeigt den Produktionstrend von Abqaiq, der auf eine EUR on 13.5Gb hinweist. Eigene Berechnungen zeigen eine cp (kumulierte Produktion) bis Ende 2003 von 10'571mb. Baqi und Saleri geben folgende Zahlen: 73% der Reserven seien gefördert, also EUR wäre dann 14'480mb (14.5Gb). im Jahre 2002 sagte Ali Naimi, dass das Feld noch immer 500kb/d fördere, d.h. die Rückgangsrate ist 3.2%, welche ich für meine Kalkulation verwendete. Und ich kombinierte mit der Hubbertkurve. Die Zukunft wird weisen, ob 14.5Gb gerechtfertigt ist...

Die Figur 11 zeigt mit der Hubbertkurve einen eher stärkeren Rückgang. Weiter gibt es eine grössere Differenz zw. Industrie-Datenbank-Statistik und den Daten aus Saudi Arabien: Ali Naimi sagte Reportern vom Magazin „upstream“ im Jahre 2002, dass Abqaiq mehr als 70% des förderbaren Öl's gefördert habe. 2004 präsentierten Baqi und Saleri die Graphiken für Ghawar und Shaybah. Diese 3 Felder zusammen würden also insgesamt 5'830kb/d Oel gefördert haben, ABER die Industrie-Datenbank-Statistik für diese Zeit wies lediglich 5330kb/d aus. Was stimmt nun? Ist es möglich, dass Abqaiq 2002 gar kein Öl förderte (um es zu schonen?) Es ist nämlich festzustellen, dass 2002 alle Statistiken einen Einbruch auswiesen, da aber die off-shore produktion flach war, muss zwingend eine onshore-Feld mind. 500kb/d weniger gefördert haben; es bleibt nur Abqaiq, die Daten sind perfekt. Weiter: wäre es möglich, dass auch alle anderen on-shore Felder nicht förderten? Nur so wären die statistischen Daten mit den offiziellen Veröffentlichungen in Übereinstimmung zu bringen. Zwei Jahre später lag Abqaiq's Wert bei 73% geförderter Menge, und ein technischer Bericht (SPE #83910; Simmons S. 187) verweist darauf, dass „stillgelegte Bohrlöcher“ mittels Multi-Phasen-Pumpen „wiedererweckt“ worden seien. Es ist also anzunehmen, dass die Produktion vor 2002 eher zu optimistisch modelliert ist; in der Zeit sollen 12 von 14 Bohranlagen wegen hohem Wasseranteil >75% effektiv stillgestanden haben, was eine deutlich kleinere EUR ergeben würde. Da wir keine genauen Daten haben von Saudi Aramco wird das Feld mit Sicherheit für Überraschungen sorgen!

Berri war kompliziert zu modellieren. Kombinierte Feld-Produktion von Saudi-Arabien insgesamt kombiniert mit den cp-Wert zeigte, dass das Feld für eine Zeit lang nicht produzierte; dazu war aber in der gesamten Literatur kein einziger Hinweis zu finden. USGS gibt im Jahr 1994 (Mineral Report) verbleibende Reserven in der Höhe von 11Gb an. Ende 1993 cp war ca 2.5Gb, was ein Total von 13.5Gb macht; und OOIP weniger vergangene Produktion ergibt „verbliebene Reserve“, auch wenn viel dieser „verbliebenen Reserve“ nie produziert werden kann (rf!).

Figur 12 zeigt für Berri einen Trend zu 5.3Gb EUR, was einem rf von 39.3% entsprechen würde.

Berri scheint weit weg zu sein von den 8'248mb Reserven, die das O&G-Journal erwähnt für das Jahr 1973. Später, 1977 wurde es nach unten korrigiert auf 3'861mb.

Berücksichtigen wir die 1.3Gb cp per Ende 1977 und addieren die revidierten Reserven, erhalten wir recht genau 5.2Gb. Das nächste Stück Information, die aussagt, dass Berri inzwischen 1.7Gb produziert hat, finden wir 1991 (Simmons S. 194) zusammen mit dem Hinweis, dass dies weniger sei als 20% OOIP. Demzufolge muss OOIP >8.5Gb sein, und darin finden wir eine weitere versteckte Information (die sich jetzt errechnen lässt): Das Berri-feld muss während den 1980-er Jahre geruht haben. Diese zwei cp-Werte, der zweite versteckt in Simmons Buch, der erste selbst errechnet aus der aufgelaufenen Produktion, basierend auf der dynamischen Entwicklung der Produktion des Berri-Feldes, die möglich war dank der kb/d-Werte, waren in Kombination die Erklärung für die Überschüsse, die sich aufgrund aller Feld-Totals im Vergleich mit den Jahreswerten für gesamt-Saudi Arabien ergaben über diese gesamte Periode. Der GAO-Report der U.S.-Regierung von 1978 wies eine mittlere Tagesproduktion für Berri aus in der Höhe von 766 kb/d, während O&G-J den (Tages?)-Höchstwert auf 807 kb/d bezifferte.

1994 gibt Simmons zwei Werte für die Produktions-Kapazität: 300kb/d (S. 196) und, bezugnehmend auf ein SPE-Papier ohne Referenz-Datum 400kb/d (S. 89). Im Jahre 2004 haben Saudi Aramco-Vertreter am CSIS ihre „maximale jährliche Erschöpfungsrate“ für Berri (als % der ursprünglichen bewiesenen Reserven) angegeben mit 4.1% und 28% seien gefördert. Das würde heissen, dass die Reserve (ist das die Saudische Definition für OOIP?) bei ca 13.5Gb ist. Aus „Carbonate-Reservoirs“ können im Normalfall 20-45% des OOIP gefördert werden, d.h. 45% davon sind ca 6Gb und 4.1% (674kb/d) entsprechen in etwa dem Fördermaximum in den 1970-er Jahren. Damit zeigen die Werte der Neunziger Jahre, dass, auch nachdem das Feld ruhte, ein starker Förderrückgang zu verzeichnen war. Meine Graphik zeigt deshalb eine Rückgangsrage von jährlich 5% , was einer EUR bis 2050 von ca. 5.8Gb entspräche. Der vergangene Produktionstrend ergibt aber nur 5.3Gb. Oder hat Berri vielleicht wesentlich zur kalkulatorischen Differenz beigetragen, jener Differenz die sich öffnet zwischen der off-shore-Statistik und den errechneten Feld-Werte (in den letzten wenigen Jahren)? In jedem Fall sind Saudische Techniker seit 1997 daran, zu evaluieren, wie denn das „oil left behind“ (zurückgebliebene Oel) doch noch zu fördern wäre und benützen Berri sozusagen als Feldlabor für die allerneueste Fördertechnologie. Die Beschreibung über dieses Meisterstück angewandter Ingenieurskunst ist wirklich beeindruckend (Simmons S. 195). Oder waren neue off-shore-Felder in die Produktion gekommen, von denen wir nichts wissen?, denn auch Safaniya und Zuluf haben ihre Fördermaxima überschritten (anfang 1980-er) und sind seither im Rückgang. Oder ist es das Marjanfeld? Die Zukunft wird zeigen, ob den Saudischen off-shore-Giganten mittels modernster Technologie ein zweites Leben eingehaucht werden konnte, und v.a. wie lange dieses dauern wird.

Figur 13 zeigt das Berri-Feld mit vergangener Produktion, Prognose und Hubbertkurve mit 5.8Gb

Safaniya, das weltgrösste off-shore-Feld

Auch hier wieder zuerst eine geologische Karte: die Figur 14 zeigt einen Ausschnitt der „cretaceous formation“ mit Sandstein-Reservoirs in der Region; sie sind die Basis für die Oelfelder Safaniya, Zuluf, Marjan und auch für das grösste Ölfeld in Kuwait: Burgan, das im Rückgang ist (Kuwait musste deswegen seine bewiesenen Reserven deutlich nach unten anpassen)... Könnte das selbe auch schon sehr bald mit Saudi Arabien passieren?

Safaniya ist nicht Teil der „jurassic formation“ sondern von der geologisch jüngeren „cretaceous formation“; deshalb habe ich eine Zeittafel eingebunden, die die verschiedenen geologischen Zeiten in drei verschiedenen Zeitrastern zeigen, zusammen mit deren Formationen. (Figur 14 a).

Figur 15: Safaniya's Produktionstrend zeigt zu EUR 15Gb. Cp Ende 2003 ist ca 12.5Gb. Es ist nicht ausgeschlossen, dass das Feld mit höheren Produktionsraten gefördert wurde, ganz speziell nach 1998, aber es sind keine Daten vorhanden, die das bestätigen könnten, lediglich die Hinweise: relativ kleiner Anteil von 26 % der bewiesenen Reserven gefördert (CSIS 2004, was einer OOIP von 48Gb entsprechen würde, ergibt rf 31.2%), als auch die statistische Differenz zur off-shore-

Statistik, die flach verläuft (habe ich schon beim Berri-Feld angeführt) sowie die grosse Bandbreite der Angaben über die Förder-Kapazität für dieses Feld: Simmons spricht von 500-600kb/d, Cordesman und Obaid stehen mit 1'500kb/d gegenüber. Angenommen Obaid hat recht, beweist er damit, dass Berri entsprechend meiner Analyse im Rückgang ist und füllt zweitens die Differenz zur off-shore-Statistik mit einem einzigen Feld aus (Safaniya); damit wären auch Zuluf und Marjan im Rückgang und mit der pessimistischeren Variante korrekt modelliert, ohne aber damit die insgesamt förderbare Menge aus dem Feld Safaniya wesentlich zu erhöhen (OOIP ist gegeben, EUR nimmt leicht zu), er beweist lediglich, dass eine schnellere Entleerung des Feldes im Gange ist.

Figur 16 zeigt das Safaniya-Feld deshalb mit einer leicht höheren EUR von 16Gb (Hubbertkurve), mit vergangener Produktion und mit prognostizierter zukünftiger Produktion. 1970 wurden die bewiesene Reserve für Safaniya mit 25.6Gb angegeben; 1974 noch mit 12.6Gb, dann 1977 wieder mit 14.4Gb. Ist es einmal mehr dasselbe Spiel der nicht definierten Werte, die jede Interpretation zulassen? Ob es sich um OOIP handelt, um verbleibende Reserven, um insgesamt förderbare Reserven und wie genau diese Werte sind... Wenn die vorgehende Produktion mehr oder weniger genau ist, ist die cp Ende 2003 bei etwa 12.5Gb, OOIP bei 48Gb. Infolgedessen wäre der Ausbeutegrad (rf) bei 33.3%:

Zuluf (off-shore-Feld)

Figur 17 zeigt die vergangene Produktion des Feldes mit zwei möglichen Trends (ich habe es schon angedeutet (siehe Berri und Safaniya), wobei EUR von 6.9Gb, resp. von 9.2 möglich wären. Für Zuluf haben wir 2 Szenarien: Wenige Daten zeigen einen langsamen Rückgang von 2%/J nach einem Fördermaximum im Jahre 1981 (658kb/d) hinunter zu 500kb/d im Jahre 1994 und weiter, was zu einer EUR von 6.9Gb führen würde. Ein zweiter theoretischer Produktionsverlauf geht von einer aktuellen Produktions-Kapazität von 500kb/d aus, für den wir nur einen einzigen versteckten Hinweis aus einer ungenannten Quelle finden in Simmons Buch „Twilight in the desert“. Falls das erste Szenario realistischer ist (Rückgangsrate 2%), aber die Produktionsrate wäre hochgefahren worden an die Kapazitätslimite von 500kb/d, dann müsste mit einem Rückgang von ca 10%/J gerechnet werden (in der Graphik eine Spitze in der Förderkurve, dann steiler Abfall) um zu einer EUR von 6.9Gb zu gelangen. Es wäre aber auch möglich gewesen, dass Zuluf (wie Berri mit horizontal sidetrack-wells) im Programm der neuesten Technologie war, und deshalb die Produktion während der letzten Jahre flach verlaufen ist. Ein entsprechendes Zeichen können wir herauslesen aus dem „Saudi National Security Assessment Project“ (2004, Cordesman und Obaid), wo die Produktionskapazität gar mit 800kb/d angegeben wird, deutlich höher als Simmons. Aber, verwenden wir den Wert von Simmons, erhalten wir einen regelmässigen Rückgang in allen off-shore-Feldern. Die Wahrheit wird wohl irgendwo dazwischen liegen, wie die aktuelle Produktionsstatistik ausweist, nur die Frage nach einer vermutlich deutlich höheren Rückgangsrate in Zukunft bleibt unbeantwortet.

Figur 18 zeigt Zuluf mit langsamem Rückgang, und, nach einer kurzen Produktionsspitze mit alternativ schnellerem Rückgang bei gleicher EUR von 6.9Gb (Hubbertkurve).

Falls aber die Produktion bei 500kb/d lag (so ist der Hinweis in Simmons zu deuten), hiesse das flache Produktion die letzten gut 10 Jahre (seit 1994). Die Frage, was der Realität entspricht, kann heute nicht beantwortet werden, da keine Daten zugänglich sind für dieses Feld. Es ist aber nicht ausgeschlossen, dass das stimmt, wenn wir auf die off-shore-Statistik schauen, die seit Mitte der 1990-er Jahre einen flachen Trend zeigt. Summieren wir aber die Simulationen off-shore-Felder über die Jahre, erhalten wir einen leichten Rückgang; diese Lücke muss gefüllt werden, entweder mit neuen Feldern oder aber mit höherer Produktion bestehender Felder. Konsequenterweise zeigt der Trend dann bei Zuluf auf eine höhere EUR von 9.2Gb, was einen weniger steilen Rückgang der zukünftigen Produktion mit sich bringen würde.

Figur 19 zeigt Zuluf mit zwei Hubbertkurven, Produktionsplateau und höherer EUR von 9.2Gb.

Marjan, das letztgefundene grössere off-shore-Oelfeld

In Figur 20 zeigt Marjan einen Produktionstrend auf knapp 4Gb (3.9Gb) und Figur 21 den Produktionsverlauf mit Hubbertkurve. Eine grosse Herausforderung in diesem Feld ist das hoch toxische und korrosive Schwefel-Wasserstoff-Gas H₂S (das mit Sauerstoff [O₂ aus Wasser] Schwefelsäure [H₂SO₄] bildet), was alle Arbeiten sehr aufwendig macht. Die zweite grosse

Herausforderung in diesem Feld ist der abnehmende Druck im Feld. Trotzdem nehmen Cordesman und Obaid für Marjan eine Förderkapazität von 450kb/d in Anspruch (aus total 11.2mb/d).

Einfach Mathematik: Das Gesamttotal abzüglich die Giganten

Nach den einzelnen „Giganten“ drehen wir die Perspektive um 180°: Total Saudi-Produktion abzüglich die Giganten ergibt die Produktion aller kleiner Felder zusammen.

Figur 22 zeigt den Produktionstrend aller 6 Giganten, welcher klar auf eine EUR von 125Gb weist.

In Figur 23 ist derselbe Trend für Saudi Arabien insgesamt, und der weist auf 160Gb. Der Unterschied ist recht genau 35Gb. Die „ap/cp% vs cp“-Analyse für den „Rest“ der Saudischen Produktion gibt keinen klaren Trend (Nur die Diff. zw. Total — Giganten ist klar 35Gb). Deshalb entschied ich mich, eine Hubbertkurve mit grosszügigen 40Gb EUR zu simulieren, und siehe da, sie stimmt recht gut mit dem „Rest“ zusammen.

Gibt es einen neuen Zyklus?

Weil Saudi Arabien aber den Rest der Welt im Unklaren darüber lässt, wie es mit ihren Reserven wirklich aussieht habe ich diese 40Gb noch einmal verdoppelt für eine weitere Analyse, in der Annahme, dass tatsächlich noch mehr Öl im Boden sein und deshalb gefördert werden könnte...

Figur 24 zeigt alle kleinen Ölfelder (vergangene Produktion) und 2 Hubbertkurven für 40/80Gb.

Verfolgen wir die Ölfunde in Saudi Arabien finden wir rund 100 verschiedene Namen für identifizierte Ölfelder. Nirgends aber in der gesamten Recherche konnte ich Einzelfeld-Daten von einem dieser weiteren Ölfelder finden. Wäre es möglich, dass die Saudis eventuell neue Felder „schnell aus dem Ärmel schütteln“ und aus diesen in sehr kurzer Zeit massgeblich produzieren könnten? Könnte deshalb ein „neuer Zyklus“ Saudischer Produktion erwartet werden? Ölfelder brauchen generell Zeit, um entwickelt zu werden um dann in Produktion zu gehen; wir haben keinerlei solcher Zeichen feststellen können. Trotzdem kombinierte ich die bestehende Produktion (EUR 165Gb mit 6 Giganten und ca 20 kleineren Feldern) mit einem neuen Zyklus von 40Gb.

Im „1979 Senate Staff Report“ wurde detailliert aufgelistet wie es mit den Saudischen Reserven aussah. Dannzumal wurde die OOIP aller gefundener Felder mit 530Gb angegeben. Wenn die EUR 160Gb ist, entspräche das einem rf von 30.2%; addieren wir die 40Gb dazu (so meine Simulation) würde der rf auf 38.7% steigen... ist das möglich? 1979 war der „Hawtah-Trend“ noch unbekannt. Diese Gruppe von 11 Feldern, abgelegen in der westlichen Wüste wurde 1997 gefunden. Ihre komplette Produktions-Kapazität wird mit nicht mehr als 200kb/d angegeben.

Also, gehen wir noch weiter in die Details vom „Rest“ von Saudi Arabien. Zuerst die identifizierten kleineren Felder.

Figur 25 zeigt den Beitrag aller bekannten kleinen Felder bis ins Jahr 2005. Die „nicht identifizierte Produktion“ in der Graphik könnte „unbekannte Produktion aus bekannten Feldern (klein oder Giganten)“ oder aber Produktion aus anderen (unbekannten) Feldern sein; aus allen verfügbaren Angaben konnte keine Zuordnung zu irgend einem Feld gemacht werden. In den frühen 1980-er Jahre haben wir einen „negativen“ Beitrag dieser Kategorie; das heisst, dass eines oder mehrere „bekannte“ (modellierte) Felder nicht soviel zur Gesamtproduktion beitrugen, wie ich modelliert habe. Weiter musste ich für diese Zusammenstellung alle Ölqualitäten berücksichtigen (Schweröl, sweet-light-oil, NGL, off-shore...); die Differenz von Statistik zu Statistik kann 1mb/d oder noch mehr sein. Es gibt gute Gründe zur Annahme, dass die „unidentifizierte“ Produktion im wesentlichen durch jene bekannten Felder beigebracht wurde, deren Namen aktuell in den „neuen Projekten“ wieder auftauchen. Obige Graphik gibt also eine Übersicht über die Produktion, indem sie „unbekanntes“ identifiziert und die fehlenden Informationen sichtbar macht, ganz besonders im Verlauf der letzten 25 Jahre. Ich wäre sehr glücklich, wenn Sie weitere Daten aus dieser Zeit besitzen, die Sie mir verfügbar machen könnten. Danke.

Einige der bekannten „kleinen Felder“ der Vergangenheit erscheinen wieder als „neue Projekte“. Die gesamte Recherchen-Arbeit brachte keine wirklich neuen Namen ans Licht! Sind diese „neuen Projekte“ in alten Feldern, die Saudi Aramco-Vertreter vorstellten, alles was wir für die Zukunft aus diesem grossen Land mit unbegrenzten Förderkapazitäten erwarten dürfen? Sind diese Projekte „nachhaltig“ oder nur ein kurzes Strohfeuer? Einige skeptische Fragen sind sicher angebracht. Es könnte wirklich ein verhängnisvoller Trugschluss sein, mehr den PR-Trommeln zuzuhören, anstatt zwischen den Zeilen der Mitteilungen zu lesen...

Da wäre zum Beispiel die Nachricht, dass „Saudische Ölfelder einen hypothetischen natürlichen Rückgang von 8%/J haben... Ich muss Ihnen gestehen, dass ich viele Felder mit einer weniger

hohen Rückgangsrate simulierte... wenn das aber die zentrale Botschaft war, sieht das ganz böse aus!

Deshalb, lassen Sie uns nochmals einen Blick hineinwerfen in die Zukunft der „kleinen Felder“ unter denen die bekannten Namen auftauchen: Abu Safah und Qatif, Khurais, Khursaniyah, Shaybah und Manifa. Die erwähnten Produktionskapazitäten lassen erwarten, dass die Felder noch sehr viel mehr produzieren können als in der Vergangenheit.

Figur 26 zeigt die grosse Zukunft der kleinen Felder — was für ein Sprung !?

Weshalb sollte denn Saudi Arabien ihre wertvollsten Giganten bis an die Grenze der Schädigung gefördert haben in der Vergangenheit, wenn sie derart viele „kleine“ Felder hatten, die so einfach zu produzieren sind? War die „nicht identifizierte“ Produktion gar einmal mehr nicht identifizierte Produktion aus den 6 Giganten? Dann resultiert gleich die Frage: wie lange kann das Saudi Arabien aufrecht erhalten? Und, wenn das wahr sein sollte, heisst das, dass es keinen „neuen Zyklus“ gibt und kein Zeichen auf weitere so ertragreiche Felder, die eine EUR über 160 Gb garantieren; diese sind mehr oder weniger bewiesen. Und da kommt gleich noch die Frage: können diese kleinen Felder, ausgestattet mit der allerneuesten Technologie wirklich so reichlich sprudeln wie das die Offiziellen Stellen verlautbaren lassen? Wenn sie von Produktions-Kapazität sprechen, heisst das nicht „Produktion“!

Der Beitrag dieser Felder scheint mir eher grosszügig definiert zu sein, aber konfrontiert mit dem erwarteten Rückgang der heutigen Giganten, verbleichen selbst diese imposanten Zahlen sofort, wie die nächste Graphik zeigt.

Figur 27 mit allen Saudischen Oelfeldern und ihrer vergangenen und prognostizierten (zukünftigen) Förderung mit Hubbertkurve (2 Zyklen).

Alle Ölfördergebiete der Welt sind bereits im Rückgang: Nordamerika (peak 1972), ME Golf (1974) Eurasien (1987), Südamerika (1998), Europa (2000), Asien (2000) oder am Höhepunkt: Afrika (2006). Wegen dem höheren Eigenverbrauch von Erdölprodukten in den Förderländern können diese seit Jahren weniger für den Export bereitstellen (China!), was sich in angespannten Märkten und deutlich gestiegenen Preisen bemerkbar machte in den vergangenen Jahren. Fragten unsere Regierungen je die richtigen Fragen, basierend auf Fakten, nicht auf Spekulation (Hoffnungen): Wie viel Erdöl wird in Zukunft gefördert werden können? Und abgeleitet aus den Antworten entsprechende Massnahmen, um den ökonomischen (ökologischen!) Kollaps zu vermeiden? Bis heute sehe ich rund um den Erdball die falschen Schlussfolgerungen. Es hilft NICHT, zukünftige immer wachsende Nachfrageszenarien zu zeichnen (IEA) und zu behaupten, mit genügend Geld könnte diese Nachfrage befriedigt werden, wenn die Ressourcen dazu fehlen! Der einzige Weg um dem sehr wahrscheinlichen Kollaps zu entkommen ist ein neuer „Marshall-plan“, um den Verbrauch massiv zu senken durch wirkliche Nachhaltigkeit (Verbrauch vermeiden), durch Energie-Effizienz-Massnahmen (weniger Autos mit weniger Verbrauch, bessere Gebäude-Isolationen...) durch gesetzliche Bestimmungen, den Einsatz von Erneuerbaren Energien, wo immer wir die Möglichkeit dazu haben und den Wandel unseres Lebensstandards (ökologischer Fussabdruck). Wenn wir, in sehr naher Zukunft schon, nicht mehr genug Rohöl (versteckt in so vielen alltäglichen Produkten incl. Nahrung und Medikamenten) fördern können, um unsere wirklich grundlegenden Bedürfnisse zu decken, werden wir mit beinahe unüberwindlichen Problemen konfrontiert (Soziale Unruhe!).

Wissen ist auch Verantwortung

Colin Campbell's Erbe an uns ist, abgesehen von seiner grossartigen Analytischen Hinterlassenschaft, sein konstruktiver Lösungsvorschlag: sein „oil-depletion-protocol“ (das Ölförder-Rückgangs-Protokoll), es ist auch bekannt unter den Namen Rimini-Protokoll oder Uppsala-Protokoll, benannt nach den Städten, in denen es öffentlich vorgestellt wurde. Bitte holen Sie sich mehr Informationen unter www.peakoil.net und www.peakoil.ie.

Aus der Sichtweise des Klimawandels kann ich Ihnen nur empfehlen das „Contraction & Convergence-Modell“ von Aubrey Meyer zu studieren, für das er im Jahre 2005 mit dem „Preis für Geschäft, Wissenschaft, Politik und Aktivismus“ der Stadt London ausgezeichnet wurde. Seine homepage ist www.qci.org.

Zurück zu der Saudischen Ölförderung: „Wenn Saudi Arabien über die Spitze geht, so geht die Welt“, so sagt Matthew Simmons; und ich denke, dass er absolut richtig liegt. Ich sehe keine Möglichkeit, den hohen Rückgang in Saudi Arabien anderswo auszutarieren, und der Rückgang ist an der Türe, nicht Jahre von uns weg. Die letzten Monatsdaten aus Saudi Arabien zeigten den Rückgang, so wie er durch die Saudischen Vertreter angekündigt wurde.

Figur 28 zeigt noch einmal das Gewicht der Giganten verglichen mit den kleineren Feldern, kombiniert mit 2 Hubbertkurven für die Giganten (125Gb) und alle bekannten Felder (165Gb) sowie mit evtl. 40Gb mehr Reserven (gestrichelte Linie).

Dieses Bild ist ein bisschen anders: bevor die heutige Produktion deutlich mit 8%/J einbricht kommen die zusätzlichen 40Gb langsam in Produktion und mildern den Rückgang (vorerst).

CSIS, Washington, 9. November 2006: *„ohne ständige potentielle Bohraktivität um die Produktion aufrecht zu halten, haben Saudische Ölfelder einen hypothetischen natürlichen Rückgang von 8%. Da Saudi Arabien extensive Bohrprogramme hat mit einem Budget in Milliardenhöhe, kann dieser Rückgang auf gegen 2% gemildert werden.“*

Dieses lange Produktions-Plateau der Saudischen Giganten war möglich dank der besten und allerneuesten Erdölbohrtechnologie. Der politische Einfluss und das zeitweise Ruhen von sehr stark geförderten Felder, ermöglichten das lange Förderplateau. Dieses Plateau kommt nun zu einem Ende und wird die Welt mit sehr hohen Rückgangsraten überraschen. Diese Schlussfolgerung kann gezogen werden aus den Geologischen Bedingungen und basiert auf relativ einfachen mathematischen Gleichungen. Die EUR der 6 Giganten ist weniger als 130Gb, wovon bereits 95Gb gefördert wurden, d.h. sie sind weit über mid-depletion-point hinaus. Deshalb wollen wir noch einmal auf all die bekannten und klar identifizierten Felder schauen und ihre Produktion mit 2 Hubbert kombinieren (mit 2 Zyklen).

Figur 29 zeigt die bekannte Saudische Produktion von 165Gb und einen neuen Zyklus von theoretischen 40Gb als „neuen Zyklus“, obwohl es nicht nach einem neuen Zyklus aussieht! Worte wie „ohne ständige potentielle Bohraktivität“ weisen auf die bekannten Felder hin... auch die Namen der „neuen Projekte“ sind immer wieder die alten Namen der bekannten Felder....

Die EUR, die kumulierte Produktion bis Ende 2005 sowie die erwartete zukünftige Förderung der 6 Giganten ist in einer Tabelle zusammengestellt (berechnet resp abgeschätzt durch H.Jud).

Die Simulationen sind theoretisch und zeigen den „Rest von Saudi Arabien“ (incl. den sehr kleinen Felder im Vergleich mit den Giganten) zurück zu den Anfängen 1938. Was wichtig ist, ist die Tatsache, dass auch die „kleinen und restlichen Felder“ eine aufgelaufene Produktion von ca 15.4Gb ausweisen, bei einer errechneten EUR von 35, vielleicht 40Gb. Wir berücksichtigen, dass also auch für den „Rest“ der mid-depletion-point (Zeitpunkt der halben Erschöpfung) gekommen ist... und das bedeutet ultimativ und unumkehrbar den Rückgang der Saudischen Förderung. Die Namen der neuen Projekte sind die bekannten Felder aus der Vergangenheit, die nicht so viel Öl produziert haben wie erhofft... werden sie das in Zukunft tun? (vgl. nochmals mit Fig.25!)

Wir errechnen auch, dass ca die Hälfte der zukünftigen Saudischen Förderung aus andern als den Giganten kommen müsste, berücksichtigen wir die noch verbliebenen Reserven; was zwangsläufig den Rückgang bestätigt. Cp Ende 2005 ist ca 110Gb, berücksichtigen wir die EUR und den Produktionstrend muss das Plateau, das dank moderner Technologie so lange aufrecht gehalten werden konnte, kurzum steil abfallen.

Die Mitte Dezember 2006 in Abuja (Nigeria) beschlossene Drosselung der OPEC-Förderung hat weniger mit der Hebung des Preises als viel mehr mit limitierten Fördermöglichkeiten zu tun. Denn zugleich nimmt die OPEC die Nicht-OPEC-Länder in die Pflicht und setzt voraus, dass deren Ausstoss um 1.8Mio Fass zunimmt (NZZ, 15.12.2006, S.23), währenddem Angola, das zus. mit Nigeria grosses off-shore-Potential hat, mit an OPEC-Bord kommt!!! Bitte erinnern Sie sich an die Kooperation zw. Russland's Gazprom und Algerien's Sonatrach, welche die EU beunruhigt → O&G 8.Aug.2006. Es wird eng!

Figur 30 zeigt die gesamte Saudische Produktion mit allen bekannten Feldern und dem „hypothetical natural decline“. Wenn wir diese Graphik anschauen, erkennen wir, dass die Saudischen Produktionskapazitäten wohl mehr auf guter Hoffnung und der „Vertrau- und Glaub-mir“ –Aussage beruhen als auf begründeten Fakten und neuen Ölfeldern. Kann sein, dass die „Nicht-Nachricht“ die eigentliche Nachricht ist! Ich würde sagen, dass die Hälfte bis zwei Drittel der modellierten zukünftigen Saudischen Produktion keine Feldnamen hat oder keine Projektnamen. Können SIE mir diese fehlenden Namen geben (mit Daten), bitte? Die Spekulationen über die wirklichen Ausmasse der Saudischen Ölfelder muss seine Wurzeln haben in der dannzumaligen Strategie des Saudischen Ölministers Scheich Ahmed Zaki Yamani, der dem Westen gegenüber die Fakten bewusst verschleierte. Er war über viele Jahre der de-facto OPEC-Vertreter und unterdrückte alle Daten bewusst.

Hätte der Westen die bekannten Fakten solide genutzt (und sie waren in der Ölindustrie durchaus verfügbar!) und die berechtigten Schlussfolgerungen gezogen, die die wissenschaftliche Gruppe „Club of Rome“ auch forderte, so die Ängste von Hr. Yamani, hätte der Westen schon dannzumal auf eine nachhaltige Wirtschaft gesetzt und damit das potentielle Finanzeinkommen im mittleren

Osten unterminiert und den Einfluss der Ölreichen Staaten in der Welt geschmälert. Was hat sich seither wirklich geändert?

Nicht nur die Saudis waren interessiert, die Fakten zu verschleiern. Schauen Sie sich einmal die heutigen Lobbies der Energie-Oligopolisten in den Regierungen der Welt an!! Die NICHT-nachhaltige Art zu leben, die Unbekümmertheit, die Ölverschwendung und die Dummheit der auf kurzsichtiger Profitsucht aufgebauten (westlichen) Ökonomie und Kultur ist deren grosses Geschäft. Und so lange genug von dem Stoff da war, wurde jedermann der auf kommende Probleme hinwies, ausgelacht oder „ökonomisch liquidiert“ (andere Ansicht → keine Arbeit!)

Wir haben in der Vergangenheit so viele Hinweise erhalten, dass die Saudischen Überkapazitäten schwinden. Das heisst, dass die EUR von nur 40Gb für den „unbekannten Rest Saudi Arabien's“ viel wahrscheinlicher ist, als die grosszügigen 80Gb, welche ich simulierte, aber nicht mit Feld- oder Projektnamen füllen konnte. Deshalb nochmals die einfache Frage: Haben SIE Kenntnis von wirklich „neuen Zyklen“ oder Entwicklungen in wirklich neuen Feldern in Saudi Arabien? Dann lassen Sie mich das doch bitte wissen. Danke

Schlussfolgerung

Selbst wenn es einen „neuen Zyklus“ geben sollte, sind wir trotzdem im Rückgang. Selbst 80Gb könnten den Rückgangs-Trend nicht umkehren, höchstens verlangsamen. Vergleichen wir diese spekulativen 80Gb mit der gesamten Nordsee (England und Norwegen) von ca. 60Gb, ist das viel... dennoch nicht genug. Und es würde auch nicht helfen, den Trend zu kehren, wenn wir anderswo eine „Nordsee“ finden würden... Da wir uns aber im mutmasslich eher zutreffenden Szenario von lediglich 40Gb „unbekanntem Rest in Saudi Arabien“ befinden, können wir sicher sein, dass wir bereits JETZT im Rückgang sind und im Rückgang bleiben. Je länger das Plateau der Förderung aufrecht erhalten werden kann, um so steiler wird der Rückgang zwangsläufig sein. Die modernste und beste Technologie hilft uns, die Ölfelder schneller und effizienter auszubeuten, was zu den höchsten Rückgangsraten führt, die die Welt kennt: in der Nordsee und in Mexiko (off-shore!). Rückgangsraten im zweistelligen Prozent-Bereich für Saudi Arabien — das wird für die Welt sehr schmerzhaft!

Die von Saudi Arabien beanspruchten Reserven in der Höhe von 260Gb und noch mehr sind zuallererst NICHT „verbliebene Reserven“ und zweitens, selbst als EUR eher Papier-Barrels und mehr PR-Übung für die Öffentlichkeit. So lange Saudi Arabien der Öffentlichkeit keine verlässlichen Daten ermöglicht und internationale Experten zur Überprüfung dieser Daten zulässt, sollten wir vorsichtig sein und das sehr viel unangenehmere Szenario mit unmittelbarem starkem Rückgang anwenden für unsere Überlegungen.

Es war eine Herausforderung, für Saudi Arabien eine Feld — Feld — Analyse zu machen, ja es war geradezu ein Vergnügen, das aber sehr wenig Raum lässt für weitere Spekulationen über die Saudischen Reserven.

Danke Hr. Baqi, Hr. Saleri, Hr. Obaid und viele anderen, die uns die Möglichkeit geboten haben, zwischen den Zeilen zu lesen. Diese noch zurückhaltende Offenheit nach so vielen Jahren des Schweigens über wirkliche Daten und den erfüllten „nicht limitierten Lieferversprechungen“ wird uns helfen, Druck von den Energiemärkten zu nehmen und den Weg in Richtung Nachhaltigkeit zu gehen. Saudi Arabien hat in der Vergangenheit seine Versprechen eingehalten. Wir haben eure Nachricht verstanden, es ist jetzt an uns, dringend zu handeln. Jeder Tag, den unsere Regierungen zuwarten mit Handeln ist ein Verbrechen an der Menschheit. Ich bin tiefst betroffen und sehr traurig darüber, dass ein paar dumme Idioten als Präsidenten ganze Länder in Kriege führten mit Massenvernichtungswaffen und manipulierten Religionen, und alles zerstörten: Leben, Infrastruktur, Ressourcen, Glaubwürdigkeit und sogar die Hoffnung. Sie liessen zurück: Terrorismus, Zerstörung, Verwüstung, tausende umgebrachte Menschen, konsternierte Internationale Organisationen und verletzte internationale Gesetze und so viele gebrochene Seelen, nur aus wirtschaftlichem Egoismus, manipuliertem Glauben und Raffgier. Mir tun die betroffenen Menschen sehr, sehr leid. Wir haben die Zeit verpasst, unsere Strukturen früher auf Nachhaltigkeit umzustellen, auch wenn wir es hätten wissen können (oder wissen müssen!)... Es ist eine Schande, wir haben es nicht getan, es tut mir leid, jetzt ist es spät, sehr spät, vielleicht zu spät.... Wir haben keine andere Wahl, nur die echte Nachhaltigkeit.

Hans Jud

Happy Christmas and a peaceful, happy and really sustainable new year for all people in the world