

Erdöl- und Erdgasgewinnung. Solche Aufgaben sind zum Beispiel die geologische Beratung bei Besprechungen des Förderverhaltens der einzelnen Sonden und bei Beschlüssen über durchzuführende Maßnahmen für Sondenbehandlungen.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.4.3.:

GÖTZINGER, K. & STOWASSER, H. 1969; HAWLE, H., KRATOCHVIL, H., SCHMIED, H. & WIESENER, H. 1967; KREUTZER, N. 1984; PONGRACZ, L. 1983; STROGANOW, W. P. 1969.

II.4.4. Horizontalbohrtechnik

von Walter GRÜN

Die Horizontalbohrtechnik resultiert aus dem Bestreben, die Produktivität aus Öl- und Gasfeldern zu erhöhen. Bereits in den 20er Jahren wurden erste Versuche unternommen. Doch erst ab 1980 begann man diese Technik im großen Stil zu entwickeln. Elf Aquitaine war die Firma, die mit der Bohrung „Rospo Mare“ (italienische Adria) erstmals eine horizontale Strecke von ca. 600 m in einem KW-führenden Karbonatgestein erschloß. Die Bohrung kostete noch mehr als doppelt so viel wie eine konventionelle Schrägbohrung in diesem Gebiet. Bei den folgenden Horizontalbohrungen konnten die Kosten bereits wesentlich gesenkt werden, so daß heute mit einem Kostenfaktor von 1,5 im Vergleich zu herkömmlichen Vertikalbohrungen gerechnet wird. Dem steht eine Produktionserhöhung um das 3- bis 10fache je nach Länge der horizontalen Strecke gegenüber. Inwieweit der Ausbeutungsgrad (recovery factor) einer Lagerstätte erhöht wird, läßt sich noch nicht eindeutig feststellen, da nur wenige der horizontal durchbohrten Lagerstätten ihr wirtschaftliches Ende erreicht haben.

Es ist daher nicht verwunderlich, daß gerade nach dem Ölpreisschock 1985–86 die Zahl horizontaler Bohrungen sprunghaft angestiegen ist und bis Ende 1991 mehr als 2000 erreicht hat. In kurzer Zeit wurde somit eine völlig neue Bohrtechnik entwickelt, die auch in den Bereichen Lagerstätten- und Fördertechnik, Bohrlochmessungen, Geophysik und Geologie ein Umdenken von vertikal auf horizontal erzwingt. Der Geologe mußte erkennen, daß die genaue Kenntnis der zu erbohrenden Struktur unumgänglich ist. Ein Teufen-

fehler von 10 m ist bei einer vertikalen Bohrung unwesentlich. Bei einer horizontalen Bohrung kann eine erwartete Struktur um diese 10 m zur Gänze verfehlt werden. Versuche, dieses Verfahren auch in der Exploration einzusetzen, sind daher meist gescheitert.

Mehr als in den anderen Explorations- und Produktionsbereichen ist intensive Teamarbeit zwischen Technikern und Geowissenschaftlern bei der Planung und der Durchführung für den Erfolg unverzichtbar. Erste Aufgabe eines solchen Teams ist es, zu klären, ob eine horizontale Bohrung wirtschaftlich sein wird. Denn nur bestimmte Lagerstättentypen versprechen auch einen wirtschaftlichen Erfolg:

- a) Geringmächtige Lagerstätten, wie z. B. der „Bakken Shale“ (USA).
- b) Lagerstätten, die geringe Unterschiede zwischen horizontaler und vertikaler Permeabilität aufweisen.
- c) Natürlich geklüftete Lagerstätten mit geringer Matrixpermeabilität, wie z. B. der „Austin Chalk“ (Texas), die Karst-Lagerstätte von „Rospo Mare“ oder der Glaukonitsandstein des Steinberg-Gebietes im Wiener Becken.
- d) Formationen, die zu Gas- oder Wasserkegelbildung (coning) neigen.
- e) Gaslagerstätten mit geringer und hoher Permeabilität für Produktion und Speicherbetrieb.

Horizontalbohrungen werden weltweit nach dem Radius klassifiziert, mit dem der Bogen vom vertikalen zum horizontalen Bohrabschnitt abgeteuft wird (Abb. 106). Man unterteilt sie demnach in 4 Arten, die sich auch hinsichtlich horizontaler Reichweite, Bohrungsdurchmesser,

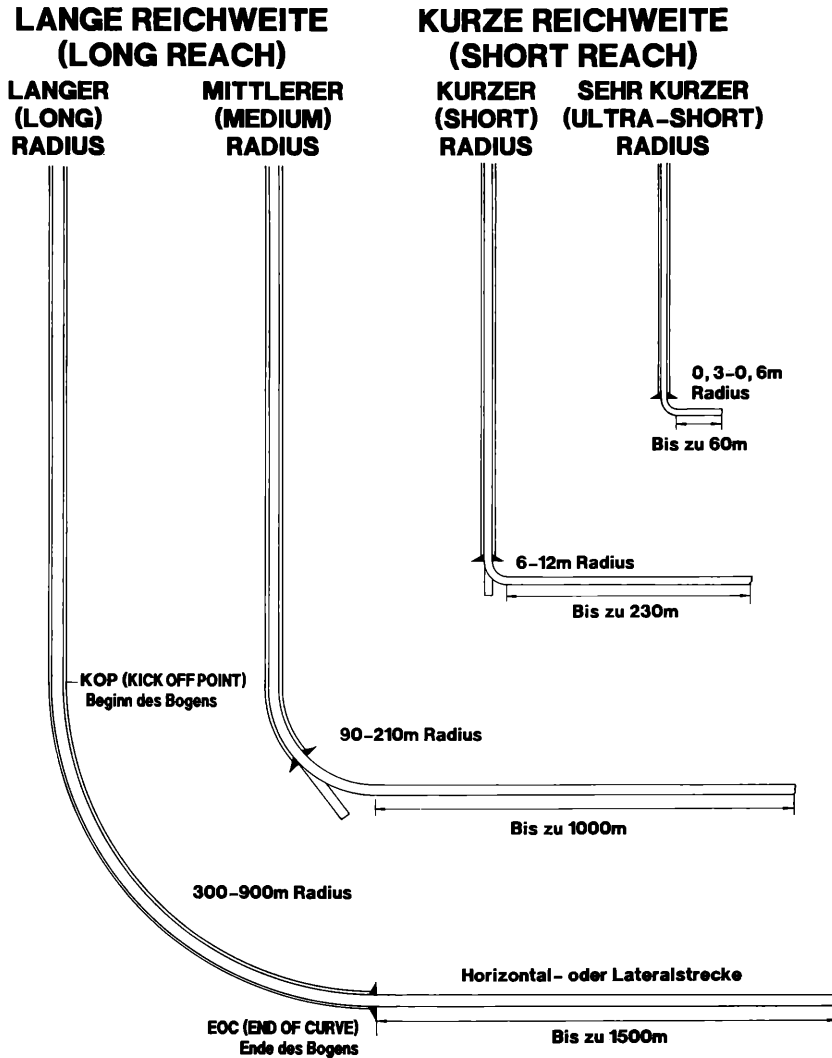


Abb. 106: Klassifizierung der Horizontalbohrungen nach dem Bohrungsverlauf.

maximaler Tiefe der horizontalen Strecke, Verrohrungsschema und vor allem bezüglich der anwendbaren Bohrtechnik unterscheiden:

- Sehr kurzer Radius: Wird bisher kaum und nur bei seichten und weichen Formationen angewendet. Der horizontale Vortrieb erfolgt aus einer Kaverne (underreamed zone) mittels Wasserstrahl (water jet drilling). Kerne, Bohrlochmessungen und Verrohrung sind nicht möglich.
- Kurzer Radius: Für seichte Ziele, die durch den kurzen Radius und einer zusätzlichen Erkundungsbohrung (pilot well) exakt zu erreichen sind. Benötigt spezielles Bohrequipment. Kerne, Bohrlochmessungen und Verrohrung sind nicht möglich.
- Mittlerer Radius: Hat sich als ideale Kombination aller 4 Arten erwiesen. Voll steuerbar mit Turbine und konventionellem Bohrequipment. Möglich sind alle Bohrlochmessungen während des

Bohrens (MWD = measurement while drilling, LWD = logging while drilling) und nach Bohrende, ebenso Bohrkerne und jede Art der Bohrlochkompletierung. Die Zielgenauigkeit bei Endteufe liegt unter 2 m, die Zieltiefe (TVD = true vertical depth) unter 300 m.

- d) Langer Radius: Vorteil ist die große laterale Reichweite (LD = lateral displacement), die zur Zeit ca. 3 Kilometer beträgt. Zielgenauigkeit ca. 10 m, Zieltiefe unter 600 m.

Österreichs erste Horizontalbohrung wurde im Herbst 1991 unter der Bezeichnung „Steinberg 20h“ im nördlichen Wiener Becken von der ÖMV AG abgeteuft. Das Bohrziel war der 1. Glaukonitsandstein der Flyschzone im Bereich des Steinberg-Doms. Dieser Klufflagerstätte werden einerseits noch bedeutende Vorräte zugeschrieben, andererseits sind die Produktionsraten gering und teilweise an der Grenze der Wirtschaftlichkeit.

Zur Bestätigung der Strukturvorstellung und zum Nachweis der Ölführung wurde zunächst die vertikale Pilotbohrung „Steinberg 20“ niedergebracht. Da der

Zielhorizont tiefer als erwartet und ohne Ölführung angetroffen wurde, war es nötig, eine weitere Pilotbohrung „Steinberg 20a“ abzuteufen. Sie traf den 1. Glaukonitsandstein strukturhöher und ölführend an.

Somit konnte die Horizontalbohrung „Steinberg 20h“ ab Bohrteufe 710 m (KOP = kick off point, Beginn des Bogens) unter stetigem Neigungsaufbau von 7°/30 m und einem Radius von 250 m bis zum Landepunkt (EOC = end of curve, Ende des Bogens) bei einer tatsächlichen vertikalen Teufe (TVD) von 984 m gebohrt werden. Nach weiteren 50 m hatte man die 9^{5/8}“-Verrohrung ohne Probleme eingebracht sowie eine 450 m lange Horizontalstrecke innerhalb von 8 Tagen gebohrt und komplettiert. Die Sonde befindet sich derzeit (Feb. 1992) in der Testphase und produziert mit einer Tiefpumpeninstallation zirka 45 Tonnen Öl pro Tag.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.4.4.:

ALDRICH, C. S. & SCHUH, F. J. 1990; FRITZ, R. D., HORN, M. K. & JOSHI, S. D. 1991; GRÜN, W. 1992.

II.4.5. Erdöl- und Erdgastransport

II.4.5.1. Transport des Erdöles

von Ernst GROSS

Der Transport des Erdöles erfolgt im wesentlichen in zwei voneinander grundsätzlich unterschiedlichen Verfahren. Einmal ist hier der Transport in Behältern zu nennen. Dazu zählt der Transport in Straßentankwagen, in Eisenbahnwaggons, ebenso wie in Tankschiffen. Die zweite Methode ist der Transport von Erdöl durch Rohrleitungen (Pipelines).

Der Transport durch Rohrleitungen

Es liegt auf der Hand, daß überall dort, wo erhebliche Mengen von Erdöl stets von einem Ort zum anderen befördert werden müssen, Rohrleitungen eingesetzt werden (Tabelle 11). Die steigende Wirtschaftlichkeit des Rohrleitungstransportes

geht daraus hervor, daß steigende Kapazitäten mit immer geringeren Aufwendungen erzielbar sind. Einer einmaligen, freilich erheblichen Investition zu Beginn des Projektes, stehen sehr geringe Betriebskosten gegenüber. Auch vom Standpunkt der Umweltbelastung stellt die Rohrleitung eine optimale Lösung dar. Ihre mechanische Festigkeit ist ausreichend und gegen Korrosionsangriff wird sie durch Einbau von Anoden geschützt, die einen elektrischen Strom so erzeugen, daß keinerlei Korrosion auftreten kann. Da eine einmal verlegte Leitung nur unter hohen Kosten umverlegt werden kann, ist ein Pipelinesystem im Vergleich zum Behältertransport sehr inflexibel. Rohrleitungen für Erdöl werden zwischen 2" (= 5,08 cm) und 40" (= 101,60 cm) verlegt. Die geringen Durchmesser finden lediglich als Produktionsleitungen in den Ölfeldern Ver-