

IV.7. Produktionsstatistik und Reserven

von Gerhard LETOUZÉ-ZEZULA

IV.7.1. Erdöl

Abb. 194 zeigt den Verlauf der österreichischen Erdölförderung zwischen 1934 und 1992:

Der erste Hochstand (1,213 Mio. t) wurde bis 1944 von der im Wiener Becken ansässigen Erdölindustrie erreicht, die ab 1938 zunehmend in die Kriegsvorbereitungen des Deutschen Reiches eingebunden war.

Das zweite Hoch (3,666 Mio. t) wurde zwischen 1946 und 1955 aufgrund der rasanten Exploration im Wiener Becken durch die SMV (Sowjetische Mineralölverwaltung) aufgebaut. Seit Gründung der ÖMV-Aktiengesellschaft (früherer Name Österreichische Mineralölverwaltung) im Jahr 1955 und der Erlangung der Unabhängigkeit vom sowjetischen Einfluß wurde das Ausmaß der Produktion zurückgenommen – trotzdem blieb Österreich in seiner Erdölversorgung bis 1958 autark.

Die Produktion ging dann bis 1961 auf 2,356 Mio. t zurück, um anschließend für die Jahre 1965 bis 1970, parallel mit dem Aufbau der Produktion aus der oberöster-

reichischen Molassezone durch die RAG (damaliger Name Rohölgewinnungs-AG, heute Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft) und vor allem aufgrund der kulminierenden Förderung in Schönkirchen Tief, auf ein Zwischenhoch von etwa 2,8 Mio. t zu steigen. Seither weist die österreichische Erdölförderung eine fallende Tendenz auf, die einerseits durch den natürlichen Produktionsabfall der älteren Großlagerstätten des Wiener Beckens, andererseits durch eine reservenschonende Förderpolitik bei gleichzeitig ausreichender Verfügbarkeit von Rohöl auf dem Weltmarkt bedingt ist. Von diesem Trend ausgenommen bleiben nur die Jahre 1973 („1. Erdölkrise“) und 1978 (vor der „2. Erdölkrise“) sowie die Jahre seit 1988, als eine Gesamtförderung zwischen 1,15 und 1,28 Mio. t erreicht wurde.

Die Produktion 1992 (1,180 Mio. t) aus österreichischen Lagerstätten entsprach somit 50.147 TJ (Terajoule; Umrechnung nach der Äquivalenzmethode: 1 t Erdöl bzw. Erdölprodukte = 0,0425 TJ).

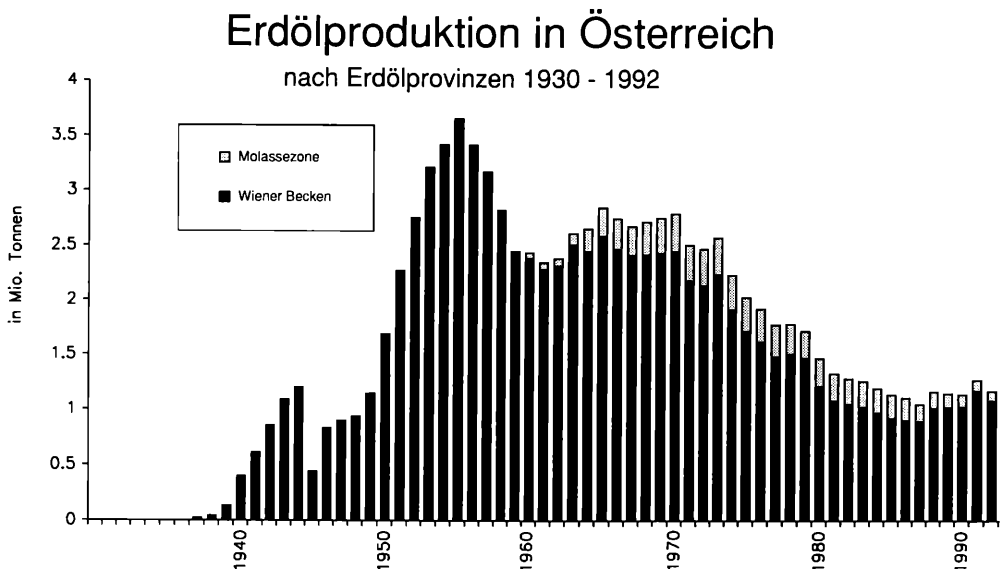


Abb. 194: Erdölproduktion in Österreich zwischen 1930 und 1992

Die Erdöl- und Ligroinproduktion aus österreichischen Lagerstätten repräsentierte 1992 zusammen einen Wert von 51.838 TJ und deckte damit nicht ganz 12 % des heimischen Bedarfs an Erdöl und Erdölprodukten (ebenfalls bezogen auf TJ), bzw. rund 5 % des gesamten nationalen Energieverbrauches (Inlandproduktion + Import).

Die kumulative Erdölförderung in Öster-

reich betrug bis zum 31. 12. 1992 immerhin die beachtliche Menge von 101,8 Mio. t; aus dem Wiener Becken stammen davon 94,0 Mio. t, aus der Mollassezone 7,8 Mio. t.

Bedingt durch den Tiefstand des Ölpreises sind in den Jahren seit 1987 Bohrprojekte nach Öllagerstätten zugunsten der wirtschaftlicheren Gasprojekte völlig in den Hintergrund getreten.

Ligroinproduktion in Österreich

nach Erdölprovinzen 1943 - 1992

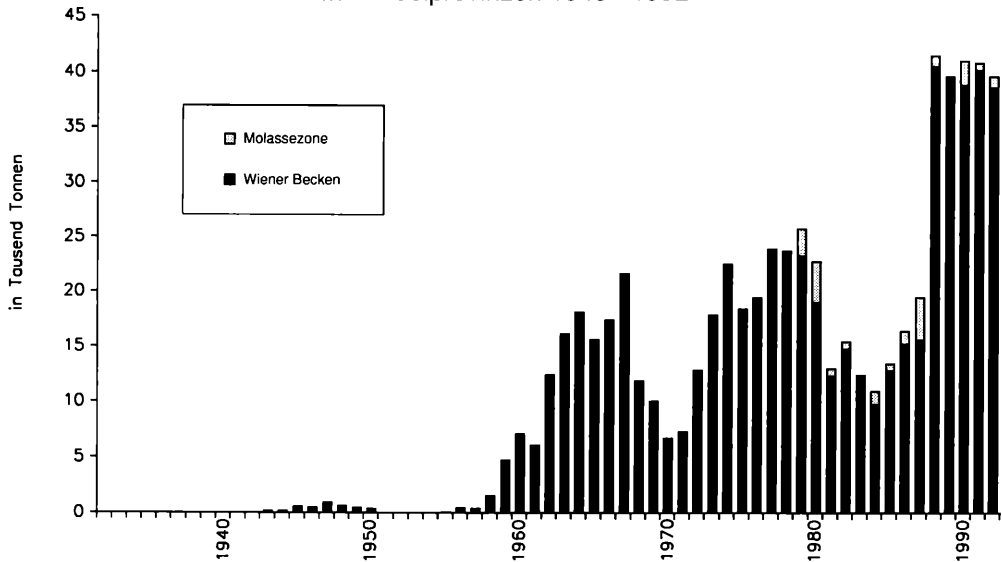


Abb. 195: Ligroinproduktion in Österreich zwischen 1943 und 1992

IV.7.2. Ligroin

Bei der Förderung aus einigen, insbesondere tiefen Erdgaslagerstätten fällt als Kondensat Ligroin (Leichtöl) an.

Die Förderkurve in Abb. 195 zeigt einen Anstieg bis 1967 (Produktionsmaxima der Gasförderung in Aderklaa), danach einen Abfall bis 1970, daraufhin den Aufbau eines instabilen Hochs zwischen 1974 und 1980 (Produktionsmaxima der Gasförderung in Matzen), einen erneuten Rückfall bis 1984 und dann einen rasanten, zuerst durch die in Stockerau-Ost erzielte Förder-

leistung, in der Hauptsache aber durch die Entwicklung und Inbetriebnahme des Feldes Höflein verursachten Anstieg bis zum heutigen Tage. Zuletzt verdoppelte sich die Produktion auf 41.634 t (1988) – ein Wert, der 1992 mit 39.778,5 t nur knapp unterschritten wurde.

Die kumulative österreichische Ligroinproduktion beläuft sich bis zum 31. 12. 1992 auf knappe 0,66 Mio. t, was einem Gegenwert von 28.058 TJ entspricht.

IV.7.3. Naturgas

IV.7.3.1. Erdölgas

Bei der Erdölproduktion wird das im Öl gelöste Gas frei, im wesentlichen bedingt durch die beim Wechsel zu Oberflächenbedingungen vorstatten gehende Verringerung des Druckes. Laut ÖNORM G 1044 umfaßt der Begriff Erdölgas (Erdölbegleitgas, Naßgas) auch jene, die Lösungskapazität des Öls übersteigenden Kohlenwasserstoffe, die als Gaskappe frei über einer Erdöllagerstätte vorkommen.

Die zu Tage getretenen Mengen an Erdölgas können bis zur Mitte der fünfziger Jahre nur geschätzt werden, da dieses Gas nicht genutzt, sondern einfach abgefackelt wurde. Erst seit den siebziger Jahren ist man dazu übergegangen, die gesamte anfallende Gasmenge einer wirtschaftlichen Verwendung zuzuführen.

Abb. 196 zeigt die österreichische Erdölgasproduktion. Auffallend sind der Aufbau eines Hochs bis zum Jahr 1957 (aus der Förderung der Erdölfelder rekonstruiert) und eine erneute Periode steigender Fördereraten, die von 1959 bis 1970 währte,

als die bisherige österreichische Jahresspitzenproduktion mit rund 674 Mio. m³n (Normalkubikmetern) erzielt wurde. Seither ist dieser Wert – im Einklang mit der Erdölproduktion – auf etwa ein Drittel abgefallen. Im Jahr 1992 wurden aus heimischen Lagerstätten 208,5 Mio. m³n Erdölgas entnommen.

Bis zum 31. 12. 1992 wurden in Österreich kumulativ etwa 17,6 Mrd. m³n Erdölgas gefördert (632.738 TJ), davon rund 92 % aus dem Wiener Becken.

IV.7.3.2. Erdgas

In der einschlägigen ÖNORM G 1044 werden unter Erdgas (auch Trockengas oder non associated gas) jene Kohlenwasserstoffe verstanden, die „unter Lagerstättenbedingungen in gasförmigen Aggregatzustand sind“.

Im Gegensatz zum Erdöl kann die Fördermenge bei Erdgas praktisch beliebig gedrosselt werden – und zwar nach dem jeweiligen, zum Teil saisonbedingten Be-

Erdölgasproduktion in Österreich

nach Erdölprovinzen 1930 - 1992

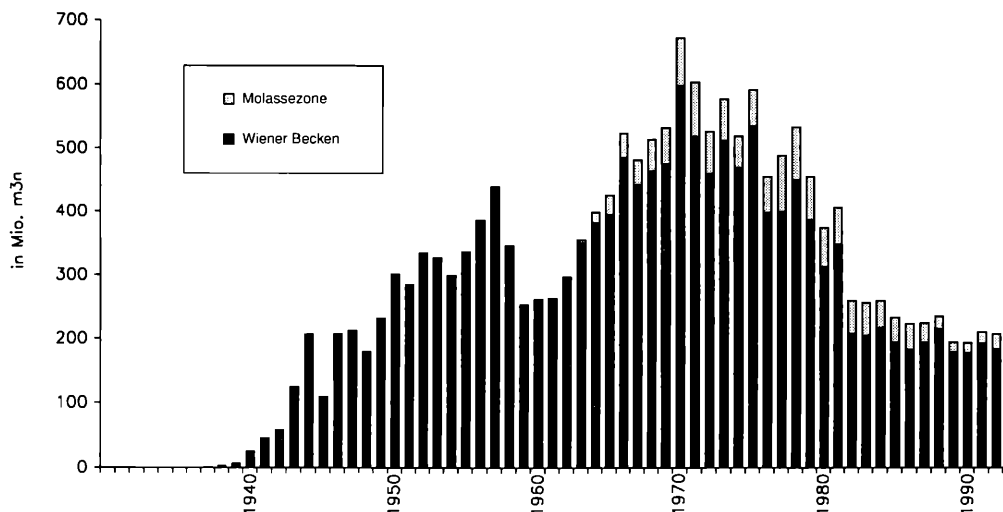


Abb. 196: Erdölgasproduktion in Österreich zwischen 1930 und 1992

darf. Auch sind heute bei vorhandenem Leitungsnetz oder mit den Methoden der Gasverflüssigung (Abtransport per Kesselwagen) selbst kleinere Lagerstätten produzierbar, denen anderenfalls keine wirtschaftliche Bedeutung zugekommen wäre.

Aus dem Gesagten geht hervor, daß die Bedeutung der einzelnen Erdgaslagerstätten weniger nach ihrer jährlichen Produktion, sondern vor allem nach ihrer Endausbeute („ultimate production“), wie sie in Beilage 13 dargestellt wird, beurteilt werden muß.

Die Produktionsmengen vergangener Jahre sind aus Abb. 197 zu entnehmen: 1960 wurde mit kräftigen Förderzuwächsen ein Hoch erreicht, das bis 1967 anhielt. Nach dem Rückfall von 1968 brachte die Entwicklung der oberösterreichischen Molasse-Gasfelder neuerlich einen zügigen Anstieg, der 1978 mit der bisherigen österreichischen Spitzenproduktion von knapp 2 Mrd. m³n kumulierte. Nach einem raschen Abfall zwischen 1979 und 1981 hatte sich die heimische Förderung bis 1987 auf einem Niveau von etwa 1 Mrd. m³n stabilisiert. Seit 1988 ist die

Erdgasförderung Österreichs wieder im Ansteigen begriffen.

Bisher dreimal, in den Jahren 1983, 1984 und 1988, hat die Produktion aus der oberösterreichischen Molassezone die des Wiener Beckens (inkl. niederösterreichischer Molassezone und Waschbergzone) übertroffen.

Insgesamt betrug die Förderung 1992 1,225 Mrd. m³n. Kumulativ wurden bis zum 31. 12. 1992 in Österreich 47,3 Mrd. m³n Erdgas gefördert (1,703.623 Mio. TJ), das Wiener Becken trug dazu rund 69 % und die Molassezone (inkl. Waschbergzone) rund 31 % bei.

Die Produktion von Naturgas (Erdgas + Erdölgas) erreichte 1992 1,434 Mrd. m³n, was 51.612 TJ entspricht (1 Mio. m³n Naturgas = 36,0 TJ). Dies bedeutet eine fast 22 %ige Deckung des gesamten österreichischen Naturgasbedarfes bzw. 4,5% des gesamten nationalen Energieverbrauches (Inlandsproduktion + Import) (Abb. 198).

Insgesamt wurden in Österreich bis zum 31. 12. 1992 64,9 Mrd. m³n Naturgas gefördert (2,336.362 Mio. TJ), rund 75 %

Erdgasproduktion in Österreich

nach Erdölprovinzen 1934 - 1992

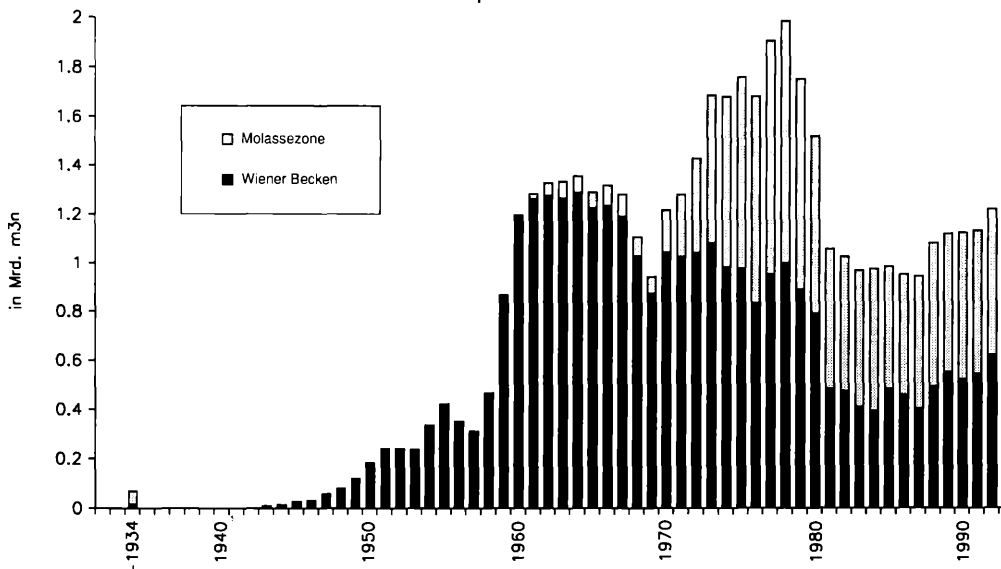


Abb. 197: Erdgasproduktion in Österreich zwischen 1934 und 1992

stammen aus dem Wiener Becken und seinem Untergrund, rund 25 % aus der Molassezone (inkl. Waschbergzone).

Die gesamte bisherige, aus österreichischen Kohlenwasserstoffsonden geförder-

te Energiemenge (Erdöl + Ligroin + Erdgas + Erdölgas) beträgt somit 6,689.164 Mio. TJ, was dem energetischen Gegenwert von 239,8 Mio. t Steinkohle entspricht (1000 t SKE = 27,9 TJ).

Naturgasproduktion in Österreich nach Erdölprovinzen 1934 - 1992

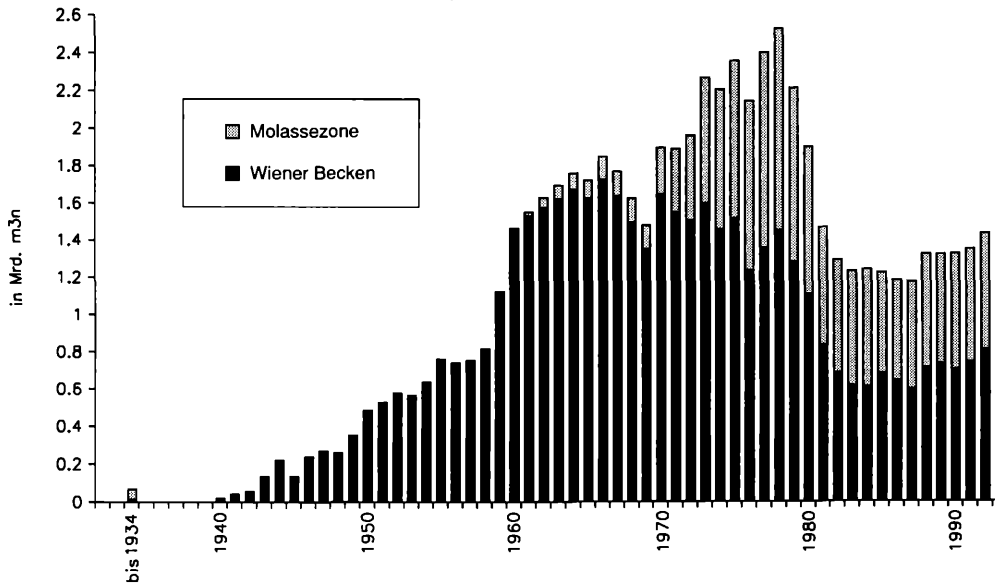


Abb. 198: Naturgasproduktion in Österreich zwischen 1934 und 1992

IV.7.4. Reserven

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage nach den Reserven: Welche Mengen an Erdöl und Erdgas können zukünftig in Österreich noch gewonnen werden?

Dazu wird vorausgeschickt, daß Reserven mineralischer Rohstoffe meist mit den Begriffen

- sicher (nachgewiesen, engl. proven),
 - wahrscheinlich (engl. probable),
 - möglich (engl. possible),
 - voraussichtlich (engl. prospective) und
 - theoretisch (engl. speculative),
- näher definiert und voneinander abgegrenzt werden.

Weiters ist es wichtig, zwischen „gewinnbaren Reserven“ (engl. recoverable reserves) und dem „Kohlenwasserstoffinhalt der Lagerstätte“ (engl. reserves in

place) zu unterscheiden. Die Zuordnung von Erdöl- und Erdgasreserven zu einer dieser Kategorien hängt von vielen, sehr unterschiedlichen Kriterien ab, wie z. B.:

- vom geologischen Kenntnisstand,
- von der Entwicklung der Bohrtechnik,
- der Lagerstättentechnik und der Förder-
technik
- von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen,
- vom aktuellen Erdöl- und Erdgaspreis,
- vom politischen Szenario, u.a.m.

Das bedeutet aber auch, daß die Mengenangaben bei den einzelnen Reservekategorien einer ständigen Fluktuation unterworfen sind.

Unter diesen Gesichtspunkten sind auch die Ziffern der österreichischen Erdöl- und

Erdgasreserven zu betrachten, wie sie jährlich gemeinsam von der Geologischen Bundesanstalt und den Unternehmen berechnet bzw. geschätzt werden und im Österreichischen Montanhandbuch veröffentlicht werden.

Sie ergaben mit Stichtag 31. 12. 1992 sichere und wahrscheinliche gewinnbare Erdölreserven von rund 15,3 Mio. t und sichere und wahrscheinlich gewinnbare Erdgasreserven von rund 19,6 Mrd. m³n. Andere Reservekategorien werden zahlenmäßig nicht ausgewiesen.

Die Produktionsrate für Erdöl und Erdgas wird in den nächsten Jahren etwa 210 Mio. m³n betragen.

Aufgrund dieser Zahlen kann man die „Endausbeute“ (engl. ultimate production), also die gesamten förderbaren Mengen, errechnen: bei Erdöl sind dies rund 117,1 Mio. t, wovon allerdings 86,9 % (101,8 Mio. t) bereits gefördert sind, bei Erdgas (ohne Erdöl) rund 64,8 Mrd. m³n, wovon 73 % (47,3 Mrd. m³n) bereits gefördert sind.

Der aktuelle Wissensstand über die Endausbeute aller österreichischer Kohlenwasserstofflagerstätten ist größenordnungsmäßig in Beilage 17 dargestellt.

Nimmt man an, daß beim Erdöl die Endausbeute in Österreich mit einem durchschnittlichen Gewinnungsfaktor von 36,1 % erzielt wird (dieser in seiner Tendenz aufgrund verbesserter Entölungsmethoden steigende Faktor beruht auf langjähriger Auswertung des unterschiedlichen Förderverlaufes unserer Ölfelder), dann kann man daraus errechnen, daß die gesamte bisher bekanntgewordene Erdölmenge in Österreichs Boden (oil in place) um 324,3 Mio. t liegt.

Literaturauswahl für den Abschnitt IV.7.:

BRAUMÜLLER, E., DIWALD, O. & LANIK, R. 1985; Bundesministerium für wirtsch. Angelegenheiten 1990 und 1991; GRILL, R. 1956; ÖMV Aktiengesellschaft 1992; Österr. Normungsinstitut 1981; Rohöl-Aufsuchungs Ges.m.b.H. 1985; Shell Austria Aktiengesellschaft 1992.

IV.8. Umweltschutz im Gewinnungsbereich

von Christian SANDAUER, mit Beiträgen von Friedrich BRIX und Helmut LIEHMANN

Der oft genannte Wunsch, Wirtschaft mit Ökologie zu verbinden, wird in der Erdölindustrie bei der Aufsuchung und Gewinnung schon lange weitgehend verwirklicht.

Der Umweltschutz reicht dabei vom Landschafts-, Boden-, Gewässer- und Lärmschutz bis zur Luftreinhaltung.

IV.8.1. Prospektionstätigkeit

Durch geologische Kartierungsarbeiten entstehen keinerlei Beeinträchtigungen oder Veränderungen der Umwelt.

Schädliche Umwelteinflüsse durch die Prospektionstätigkeit zu verhindern ist jedoch bei der geophysikalischen Geländearbeit wichtig, wobei hier auf land- und forstwirtschaftliche Kulturen sowie auf Bodenverdichtungen zu achten ist. Nach dem Abteufen von seismischen Schußbohrungen, die nur wenig Platz benötigen, wird die Spülgrube verfüllt und der entstandene Flurschaden so gut wie

möglich beseitigt, bzw. voll abgegolten. Bei magnetischen, gravimetrischen und geoelektrischen Geländemessungen treten keine nennenswerten Flurschäden auf.

Bei der Bohrtätigkeit, die an einer bestimmten Lokation nur in einem relativ kurzen Zeitraum vor sich geht, wird schon bei der Auswahl und Errichtung des jeweiligen Bohrplatzes auf die Anpassung an das Gelände und auf die Vermeidung der Beschädigung wertvoller Kulturen, wie z. B. Wein- und Obstgärten, geachtet. Die Zufahrten und der Bohrplatz selbst wer-

WESTRAND UND UNTERGRUND DES WIENER BECKENS IM RAUM WIEN

GEOLOGISCHE ÜBERSICHT

- KALKALPIN:**
- Paleozän-Obermaastricht (Gießhübler Schichten)
 - Oberkreide i.a.
 - Apt bis Untercrenoman (Losensteiner Schichten)
 - Neokom
 - Kieselkalkzone mit Jura (vorwiegend Lias), Kreide u. Obertrias
 - Jura
 - Dachsteinkalk u. Dolomit Kössener Schichten
 - Hauptdolomit: in der Frankenfels-Lunzer Decke incl. Kössener u. Opponitzer Schichten
 - Lunzer Schichten
 - Reiflinger Schichten Becken u. Hangfazies
- Wettersteinkalk**
- Wettersteindolomit**
- Gutensteiner-Steinalmkalk u. Dolomit Reichenhaller Schichten**
- Permoskyth**
- GRAUWACKENZONE:**
- Grauwackenzone, Paläozoikum
 - Schürflinge (Kalkalpenfremd K=Keuper, L=Lias, C=Cenoman)
- UNTEROSTALPIN:**
- Semmeringmesozoikum
 - Kristallin

0 2 4 6 8 10km

G. WESSELY, 1990
gez.: R.Zartl

