

KURZE ERDÖLGEOLOGISCHE KENNZEICHNUNG VON TÜRKISCH-THRAKIEN

Ismet UZKUT

Technische Universität, Clausthal

ZUSAMMENFASSUNG. — Trotz jahrzehntelanger Aufsuchungstaetigkeit konnten in Türkisch-Thrakien bisher keine wirtschaftlich bedeutsamen Erdölmengen erschlossen werden. Bei der vorliegenden Abhandlung werden zunaechst die Gründe kurz gekennzeichnet, die zu keiner wirtschaftlichen Erdölansammlung in Türkisch-Thrakien führten. Darüber hinaus wird hieraus das nördliche und nordöstliche Schelfgebiet vom Istranca-Bergzug als erdöhlöffig gefolgert.

A. EINFÜHRUNG

Das erste Erdöl in Thrakien wurde im Jahre 1900 von «European Petroleum Corporation» in der Bohrung Hora No. 1 in 294 Fuss-Tiefe (89,68 m) in miozaenen Sandsteinen entdeckt. Von dieser 8 km nordwestlich von Mürefte gelegenen Bohrung, die schon 1901 aufgegeben werden musste, gewann man 47 t Rohöl mit 35° API-Dichte. Wegen der darauffolgenden turbulenten politischen Ereignisse konnten die Erdölaufsuchungsarbeiten nicht fortgesetzt werden. Erst in den Jahren 1937-1947 führte das M.T.A. Institut Erdöluntersuchungen in der unmittelbaren Naeh von dem obigen Fundort durch, stellte aber nur unwichtige Erdölmengen in \pm geringen Tiefen fest. Nach dem, Petroleum-Gesetz vom 8. Maerz 1954, mit dem auch den auslaendischen Erdölgesellschaften Aufsuchungs- und Förderungsrechte erteilt wurden, dehnte sich die Erdölprospektion auf fast ganz Thrakien aus. Die Untersuchungen dürften eindeutig gezeigt haben, dass das mittlere Ergene-Becken und seine Schelfzonen für grosse Erdölmengen nicht interessant sein können. Daher Hess hier die Suche nach Erdöl in den letzten Jahren stark nach.

Auf den ersten Blick laesst das geologische Bild des Ergene-Beckens recht günstige Voraussetzung für ein grosszügiges Erdölvorkommen vermuten, was wohl vielen Erdölgesellschaften den Anlass gegeben hat, hier unter anderem mit intensiver Bohrtaetigkeit verbundene Prospektionsarbeiten durchzuführen. Die Klaerung der hiermit verbundenen Fragen ist die Hauptaufgabe dieser Abhandlung.

B. CHARAKTERISIERUNG DER ERDÖLMÖGLICHKEITEN VON TÜRKISH - THRAKIEN

Zur Charakterisierung der Erdölmöglichkeiten eines Gebietes gehört vor allem die Klaerung⁵ der folgenden Elemente:

- a) Möglichkeiten einer primaeren Erdölentstehung,
- b) Hinweise auf eine bestmögliche Speicherung des Erdöles (geologische und petrographische Eigenschaften der für die Speicherung in Frage kommenden Gesteine),

c) Möglichkeiten günstiger Erdölfallen.

Diese drei grundlegenden Elemente sollten alle gleichzeitig günstige Voraussetzungen und Bedingungen erkennen lassen, damit man überhaupt von einem «Erdölhoffnungsgebiet» sprechen kann.

B. I. MÖGLICHKEITEN EINER PRIMAEREN ERDÖLENTSTEHUNG

Es ist eine Tatsache, dass im Ergene-Becken primaer Erdöl entstanden ist. Darauf weisen u.a. zahlreiche Asphaltvorkommen (Çukuryurt -I, Asilbeyli -I) sowie \pm schwere Erdöle (die Dichten schwanken um $35^\circ \text{ API} \pm 0,85 \text{ g/cm}^3$ bei $15,40^\circ\text{C}$) in unwirtschaftlichen Mengen in einigen Bohrungen. Doch scheint die Möglichkeit einer regionalen und grosszügigen Bildung von guten Muttergesteinen gering gewesen zu sein; diese müssten folgende Eigenschaften haben, damit überhaupt Erdöl akkumuliert werden kann:

1. Es sollten tonige oder doch sehr feinkörnige Gesteine vorliegen. Grobkörnige, stark durchlässige Sandgesteine werden leicht von Grundwaessern ausgewaschen; der chemische Stoffwechsel geht rasch vor sich, die Adhaesionskraefte an gröberem Sanden sind schwach. Mineralien mit katalytischen Eigenschaften sind hierbei in der Regel nicht vorhanden. Dies alles ist ungünstig für die Sammlung, Erhaltung und Umbildung von organischer Substanz. Dagegen haben tonige Gesteine die geforderten Eigenschaften.

2. Speziell handelt es sich meist um graue, schwarze, blaue oder auch grünliche Gesteine. Die dunklen Farben sind durch den organischen Inhalt bedingt, vor allem durch den Gehalt an reduzierten organischen Verbindungen.

3. Reste von bodenbewohnenden Organismen sind normalerweise ungünstig, brauchen das Gestein aber nicht völlig als Muttergestein auszuschliessen: denn oftmals liegt die Reduktionszone erst etwas unterhalb des See- oder Meeresbodens, auf dem dann noch Benthos vorkommen kann.

Wenn man die theoretischen Voraussetzungen für eine Bildung der oben genannten Eigenschaften erfüllenden Muttergesteine im erdgeschichtlichen Verlauf des Ergene-Beckens überprüft, so kommt man zu den folgenden Befunden:

I. Vorezoaene Zeit

Sowohl das Palaeozoikum als auch das Mesozoikum kommt wegen der epibis mesozonalen Metamorphose während der varistischen und weiterhin der laramischen Orogenese für Erdölerhaltung nicht in Frage (zumindest ist es für das etwa hier angetroffene Erdöl nicht verantwortlich zu machen). Ebenso sind die Palaeozoen- und Unterezoaenzeit dafür uninteressant, da während dieser Zeiten das Ergene-Becken landfest war (A.W. Holmes, 1961).

II. Ezoaen

Das zentrale Ergene-Becken war während des mittleren und oberen Ezoaens als Folge einer starken Abtragung der südlich gelegenen Landteile Schauplatz einer hauptsächlich klastischen Sedimentation.

In dieser Zeit sind die folgenden ungünstigen Voraussetzungen zu verzeichnen:

1. sehr schnelle Sedimentationsgeschwindigkeit, die eine stärkere Akkumulation organischer Substanzen in ausreichender Konzentration in Form eines Muttergesteines verhindert haben dürfte.

2. Hohe Anteile von klastischem Material auch im zentralen Teil des Beckens, woran auch grobsandige Bestandteile beteiligt waren, was sich wiederum auf die Sammlung, Erhaltung und Umbildung von organischer Substanz und somit Entstehung von Erdöl ungünstig auswirken musste.

3. Armut des organischen Lebens im Becken während des Mittel- bis Obereozäns, die sich besonders durch die fossilereen Mergel-Sandstein-Wechsellagerungen im zentralen Becken bemerkbar machte. Nur die grünlichen und weissen vulkanischen Tuffe, die in verschiedenen Niveaus des Eozäns auftreten können, erwiesen sich als fossilführend. Diese Fossilführung ist wohl damit zu erklären, dass vulkanische Eruptionen und Tuffregen Plankton abgetötet und begraben haben, wobei es ja auch zu keiner Erdölansammlung kommen konnte.

4. Die vulkanische Tätigkeit im südwestlichen Teil des Beckens bietet für das Ergene-Becken nur geringe Aussichten für eine grosszügige primäre Erdölbildung. Die vielleicht in grösseren Tiefen gebildeten, sehr geringen Erdölmengen dürften kaum die Voraussetzungen für regionale und ökonomische Bedeutung erfüllen können.

III. Oligozän

Die Oligozänzeit mit ihren tonigen Ablagerungen im unteren und oberen Zeitabschnitt weist grundsätzlich bessere Bedingungen für die Bildung geeigneter Erdölmuttergesteine auf. Hiervon musste allerdings der mitteloligozäne Osmancık-Ceylan-Sandstein, der sich in einigen Bohrungen als \pm gutes Speichergestein unbedeutender Erdölmengen im nördlichen Beckenteil erwies, ausgenommen werden. Er enthält sich mehr um in Türkisch-Thrakien zahlreiche bauwürdige Lignitflöze und wurde daher als «Lignitsandstein» bezeichnet (C. Schindler, 1963).

Auf für Erdöl geeignete Bedingungen im Oligozän weisen ausserdem noch folgende Tatsachen hin:

1. Wegen der starken Senkung gegen Ende des Eozäns wurde das Ergene-Becken vom Schwarzen Meer abgeschnürt. Die Abschnürung war jedoch nicht so stark, dass wir hier eine salinäre Sedimentation während dieser Zeit haben, obwohl fast im gleichen Breitengrad und unter etwa gleichen Klimabedingungen in der Umgebung von Çankırı und vielen anderen Gebieten der Türkei (Zara, Sivas, Tuzla-Kağızman usw.) mächtige Salz- und Gipschichten zur Ablagerung kamen. Im Ergene-Becken hat man nur im Miozän dünne Gipsbänder als Hinweis auf salinare Bedingungen festgestellt.

Die stärkste Abschnürung im Verlauf der Erdgeschichte des Ergene-Beckens geschah wahrscheinlich während der Mangenerzstehung im unteren Oligozän, da in diesen Schichten verschiedentlich auch dünne Gipslagen angetroffen wurden.

2. Das Ergene-Becken erreichte während des Oligozäns Tiefen bis zu 2500 m, wobei etwa abyssale Bedingungen herrschten. Dies hängt oft unmittelbar mit einer Faulschlamm- und anaeroben Bedingungen zusammen. Je tiefer

das Becken ist, um so wahrscheinlicher ist es, dass in abgeschnürten Nebenmeeren anaerobe und reduzierende Bedingungen zur Herrschaft gelangten und somit eine Erdölbildung ermöglicht wurde. Wenn man die Abschnürung hinzunimmt, die solche Bedingungen stark fördert (wie das heutige Schwarze Meer), wird die günstige Vorbedingung der Oligozaenschichten für mögliche Erdölansammlungen deutlich.

3. Das Überwiegen der tonigen Anteile in den unter- und oberoligozaenen Schichten — besonders in zentralen Teilen des Ergene-Beckens — bedeutet eine Erhaertung der Erdölwahrscheinlichkeit, da die durch die Reduktion entstandenen einfachen Kohlenwasserstoffe erst durch die katalytische Wirkung von Tongesteinen zu höheren Verbindungen (wie im Erdöl) polymerisiert werden können (Vgl. A.V. Frost, 1946). Eine Mithilfe von Bakterien ist dabei möglich und wahrscheinlich.

IV. Miozaen

Im unteren Miozaen fand eine Orogenese statt, die etwa der helvetischen Phase entspricht, womit die Sedimentation im gesamten Ergene-Becken unterbrochen wurde. Diese orogenen Prozesse hinterliessen ein stark veraendertes, den heutigen Verhaeltnissen schon recht aehnliches Relief. Das Ergene-Becken, das jetzt brackischen bis lakustrischen Charakter hatte, schrumpfte — bis auf ein flaches marines Becken von sehr geringer Grosse mit maximalen Tiefen von etwa 300m — stark zusammen, wobei küstennah hauptsaechlich klastisches und im Beckenzentrum mehr toniges Material zur Ablagerung kam. In einem solchen Milieu dürfte wohl von einer grosszügigen Erdölentstehung kaum noch die Rede sein können.

Die Transgression, die etwa ins Pont (Ober-Miozaen zu stellen ist und höchstwahrscheinlich ihren Ursprung in der attischen orogenen Phase hat, schaffte eine den oligozaenen Verhaeltnissen aehnliche Land-See-Verteilung. Für Sedimentationsprodukte dieser Transgression sind tonige, z. T. bituminöse Serien mit weissen Kalken charakteristisch. Gute Voraussetzung für die Bildung eines Erdölmuttergesteines im untersten Pliozän, waren post-pontisch besonders in der Naeh von Mürefte, südlich von Silivri im Bereich nördlich vom Marmara Meer, sowie im zentralen Becken etwa in der Umgebung der Bohrungen Tavri-Maltepe und Karapürçek gegeben. Die Meerestiefe betrug in diesen Gebieten etwa 800-1200 m (A. W. Holmes, 1961).

Im Dardanellen-Gebiet und in der untersten Meriç-Senke ist die Fazies brackisch bis marin, nimmt aber im Ergene-Tal immer mehr lakustrischen Charakter an. In landnahen Gebieten gewinnen Sande und feine Konglomerate die Überhand und verdraengen die kalkigeren Sedimente.

Zusammenfassend kann aus dem bisher Gesagten der Schluss gezogen werden, dass sich die erdgeschichtliche Entwicklung des Ergene-Beckens nur im unteren und oberen Oligozaen sowie zusaetzlich im untersten Pliozän für eine primaere Erdölentstehung günstig erwiesen hat. Allein dies genügt aber für eine Prognose zur heutigen Erdölmöglichkeit von Türkisch-Thrakien nicht.

B. HINWEISE AUF EINE BESTMÖGLICHE SPEICHERUNG DES ERDÖLS IN TÜRKISCH-THRAKIEN

Die Frage nach der Möglichkeit einer theoretischen Speichörung des Erdöles kann im Ergene-Becken positiv beantwortet werden, da die \pm ununterbrochene Schichtenfolge des Beckens von Mitteleozän bis zum Pliozän gute Speichergesteine beinhaltet. Die bisher bekannten Speichergesteine in Turkish-Thrakien, in denen unwichtige Mengen von Erdöl angetroffen wurden, sind:

1. Pliozänsandsteine :

- a) Erdölvorkommen — European Petroleum Co. : Tepeköy No. 1
Ganos No. 1
Mürefte No. 1

2. Miozänsandstein (Untere Ergene-Gruppe) :

- a) Erdölvorkommen — M.T.A. Institut : Mürefte No. 2, 3, 9
Turkish Gulf Co. : Mürefte No. 1
European Petroleum Co. : Hora No. 1
Kerasia No. 1
Yonguç No. 1
Kiraz No. 1
Kayaköy No. 1

- b) Gasvorkommen — M.T.A. Institut : Mürefte No. 1, 3

3. Oligozänsandstein (Osmancık-Ceylan-Sandstein) :

- a) Erdölvorkommen — TPAO : Çukuryurt No. 1 (Asphalt)
Turkish Shell: Terzili No. 1
Turkish Gulf Co. : Mürefte No. 1

- b) Erdgasvorkommen — Amoseas : Vakıflar No. 1
Turkish Shell: Kandamış No. 1
Mobil: Çorlu No. 1

4. Oligozänkalkstein (İhsaniye-Kalke) :

- a) Erdölvorkommen — Kuleli No. 1 : in 2685 m Tiefe, 39° API,
Shell : 50-70 ton Rohöl
Amoseas : Habiller No. 1

5. Eozänsandstein (identisch mit Danamandira-Sandstein) :

- Turkish Gulf Co.: Eriklice No. 1
Evros (Griechenland) 1
Ardanian (Griechenland) No. 1
Tavri (Griechenland) No. 1 und 2
Erkene No. 1
Esso : Osmancık No. 1 : einige Tonnen
Rohöl mit 31,7° API

6. Eozänkalkstein (Soğucak-Kalk oder Priabonkalk) :

- TPAO : Çukuryurt No. 1,
Amoseas : Asilbeyli No. 1 und 2 (auch Asphalt)

Nicht nur die theoretische Speicherung sollte in diesem Rahmen berücksichtigt werden, sondern auch die Abdichtung des evtl. gespeicherten Erdöles sowie Erdölfällen, von denen noch die Rede sein wird. Wenn man die stratigraphische Folge des Ergene-Beckens genauer betrachtet, so weist von den oben genannten Speichergesteinen wesentlich nur der oligozaene Osmancik-Ceylan-Sandstein (Lignitsandstein des Oligozaenes) die theoretisch günstigste stratigraphische Beschaffenheit und Lage auf. Denn :

- I. Der Osmancik-Ceylan-Sandstein ist gegen das Hangende durch die überwiegend tonigen Schichten (obere Tonserie) gut abgedichtet, was auch für die Fallenbildung von grosser Bedeutung sein kann. Wann man annimmt, dass das Erdöl nach unten migrieren könnte — (was praktisch nur dann der Fall sein kann, wenn die Zonen relativ geringsten Potentials als die energieärmsten im Liegenden vorkommen oder wenn die Liegendschichten grossporiger sind als das betreffende Gestein, wodurch ein Kapillardruckunterschied für Öltropfen (für Wasser kein Unterschied) entstehen kann und dadurch vom kleinporigen zum grossporigen — (also in Richtung zum Liegenden hin) — wandert, — so waere die Abdichtung auch in diesem Falle nicht minder schlecht.
- II. Für eine Speicherung brauchen die entstehenden Öltropfen nicht weit zu wandern, da das Erdöl in der unmittelbar darunterliegenden Schichtenserie entstanden ist, so dass also keine Zwischenformationen durchwandert zu werden brauchen.

Diese günstigen Voraussetzungen weisen praktisch die anderen genannten Speichergesteine nicht auf.

Zur Charakterisierung eines Speichergesteins gehört ausserdem seine Porösitaet und Permeabilitaet; es sind die Eigenschaften, die darüber Auskunft geben können, ob ein bestimmtes Gestein ein echtes Speichergestein sein kann, in dem Flüssigkeiten und Gase wandern und sich speichern können. Die Zeit zum Studium reichte nicht aus, um diese Eigenschaften aus den vorhandenen Daten mit Sicherheit zu erschliessen, wobei man sich für die Porösitaet der Widerstandsmessungen (Laterolog, Mikrolog), der Eigenpotentialmesswerte (Spe-Kurve; self-potential curve) und der Hilfe der Neutronenlogs bedienen kann. Aehnliches gilt nur z.T. auch für Permeabilitaet.

Zu diesen wesentlichen Eigenschaften der oben genannten Speichergesteine kann daher keine allgemeingültige Aussage gemacht werden. Man kann nur vermuten, dass die oligo- und miozaenen Speichergesteine und die Riffkalke auf Grund ihrer primaeren Porösitaet bei den Sandsteinen keine zu starke diagenetische Verfestigung, da die , darüberliegenden Schichten nicht maechtig sind, bei den Riffkalken durch Muschelschalen usw. zellige Porenraeume hierzu besser geeignet sind als die eozaenen sandigen Gesteine.

B₃. MÖGLICHKEITEN GÜNSTIGER ERDÖLFÄLLEN IN TÜRKISH-THRAKIEN

Unter der Berücksichtigung des geologischen Baus von Türkisch-Thrakien kommen hierfür folgende Erdölfällen in Frage :

- I. Strukturelle Fallen:
 - a) Antiklinalen,
 - b) Verwerfungen und Überschiebungen,

- c) Kombinationen von a) und b)
- d) Transgressionsfallen.

II. Litologische (fazielle, stratigraphische) Fallen :

- a) Riffe,
- b) Kluftzonen (Zonen sekundaerer Porösitaet)

Um die tektonisch bedingten Fallenmöglichkeiten nach dem Ausmass ihrer Beteiligung an der Beeinflussung der Erdölverhaeltnisse im Ergene-Becken zu untersuchen, müsste hier eigentlich der tektonische Rahmen gekennzeichnet werden, worauf aber verzichtet werden musste, da dies der eigenen Dissertation über die Entstehung der oligozänen Manganerzlagerstaetten vorbehalten sein soll. Trotzdem muss hier auf zwei auch erdölgeologisch sehr wichtige Merkmale der hiesigen Tektonik hingewiesen werden, die auch bei der Klärung der Frage der Erdölhoffigkeit des Ergene-Beckens von höchster Bedeutung sind:

1. Eine sehr untergeordnete Rolle spielt hier die Einengungstektonik, wenn man von den viel älteren kaledonischen und varistischen Orogenesen —mit grosser Wahrscheinlichkeit auch von der laramischen Phase der alpidischen Orogenese — absieht, die theoretisch an der Bildung der Fallen des praktisch in der Zeit vom mittleren Eozän bis zum unteren Pliozän entstandenen Erdöles nicht beteiligt gewesen sein können. Tatsächlich herrschte seit dem mittleren Eozän vielmehr eine starke Bruchtektonik, die offensichtlich unter dem Einfluss der im Grundgebirge herrschenden kaledonischen und vielleicht auch varistischen Richtungen gestanden hat. Die vor allem im nordöstlichen Rand des Ergene-Beckens vielfach beobachteten Schichtenverstellungen und -verbiegungen sind viel mehr, wie das auch von C. Schindler (1963) richtig erkannt wird, auf Schichtenverschleppungen in entgegengesetzter Störungsrichtung (sowie wohl auch auf die Vorgänge während der diagenetischen Verfestigung) zurückzuführen. So konnte von C. Schindler klargestellt werden, dass die im westlichen Teil des Ergene-Beckens von E. Parejas (1944) und Z. Ternek (1949) festgestellten «Antiklinalen» nichts anderes sind als zerbrochene Schollen und durch Eruptivstöcke gewölbte «Beulen».

Die Entstehungsmöglichkeit einer guten Erdölfalle durch die Antiklinalen scheint somit geringe Wahrscheinlichkeit zu haben, was durch die Bohrungsergebnisse bestäetigt wird. Man glaubte oft schon eine «structure» entdeckt zu haben; doch bei dem Versuch der Erbohrung stellte sich heraus, dass sie auf gewisse tiefgreifende Bruchzonen zurückzuführen war, wobei man entweder alte Ölreste antraf (was ein Beweis ist, dass es sich schlechte Fallen handelt), oder wobei man überhaupt nichts feststellen konnte.

2. Die Bruchstörungen sind in der Regel sehr steil, so dass sie und ihre Kluftzonen sich wenig für Erdölfallen eignen. Sie haben mehr als Entweichungszonen gedient oder, was vorwiegend für oberflächennahe Erdölansammlungen der Fall ist, sind als Zonen, welche den oberflächlichen Sauerstoffkreislauf begünstigen, anzusehen. Das geht generell aus zahlreichen Bohrdaten hervor und entspricht auch vielen oberflächlichen Ölaussickerungszonen, deren Richtungen mit den darunterliegenden Störungszonen übereinzustimmen pflegen.

Regional gesehen ist das Ergene-Becken — besonders in seinen westlichen und südlichen Teilen — noch durch ein viel zu enges und daher für eine gute Fallenbildung wahrscheinlich ungünstiges Netz von vertikalen Störungen gekennzeichnet.

Die Aufschiebungen von grossem Format oder gar Überschiebungen, die normalerweise für Erdölfallen besser geeignet sind, spielen im Ergene-Becken überhaupt keine Rolle.

Nach der oben angeführten Tabelle bleibt wesentlich nur noch eine ungeklärte Möglichkeit übrig, und das sind die Riffbildungen. Wie die Tafel I anzudeuten versucht, sind besonders während des Priabons biohermale und biostromale Riffe entstanden, die von ihrer Natur aus sehr porös und für Erdölfallen daher geeignet sein könnten. Die Ergebnisse zahlreicher Bohrungen entlang des Istranca-Gebirges zeigen aber, dass sie «erdöltaub» sind. Die Begründung dieser Tatsache kann durch folgende Überlegungen gegeben werden:

1. Es handelt sich um echte Küstenriffe, die man auch als Strand- oder Saumriffe bezeichnen kann. Wie die Tafel I andeutet, begleiten sie in Form von rasenartigen Biostromen und niedrigen polsterartigen Biohermen die nordwestlichen Ufer des Mittel- bis Obereozänenmeeres auf lange Strecken. Sie setzen sich auch im Norden an den Ufern des Schwarzen Meeres fort. Sie bilden keine Wallriffe (oder Barriere-Riffe) oder etwa Tafelriffe, die sich zur Erdölspeicherung für die Verhältnisse im Ergene-Becken besser eignen würden.
2. Jenseite der flachen mit Riffen bedeckten Schelfzone geht es ins Beckeninnere über einen sehr steilen Hang, der wegen der Bruchstörungen entlang die Grenzzone der Riffe während des Oligozäens und Miozäens noch steilere Gestalt annahm. *Daher konnte das im Ergene-Becken vermutlich während des Oligo- und Miozäens gebildete Erdöl durch Migration überhaupt nicht zu den Riffen gelangen. Diese steil und tief herunter reichende Hangzone hinderte das Öl, in die theoretisch beste Falle des Ergene-Beckens zu migrieren.*

C. SCHLUSSFOLGERUNG UND NEUE ERDÖLHÖFFIGE TEILE IN TÜRKISCH-THRAKIEN

Abschliessend und zusammenfassend kann man vom Ergene-Becken sagen, dass hier mit grosser Wahrscheinlichkeit während der Oligozänzeit und untergeordnet auch der Miozänzeit sowie der Unterpliozänzeit für eine Erdölbildung ziemlich günstige Bedingungen geboten waren, aber sowohl die Eigenschaften der in Frage kommenden Speichergesteine als auch die palaeogeographischen und tektonischen Verhältnisse, welche die Voraussetzungen für gute Fallen hätten schaffen müssen, standen nicht im besten Einklang, so dass es offensichtlich zu keiner wirtschaftlich bedeutsamen Erdölansammlung kommen konnte.

Wenn man die hier durchgeführten Überlegungen auf die geologischen Verhältnisse der nördlichen Schelfgebiete des Istranca-Bergzuges anwendet, so sind folgende vom übrigen thrakischen Gebiet differenzierende Besonderheiten hervorzuheben :

1. Die heutige Landbegrenzung von Türkisch - Thrakien ist bekanntlich durch tektonische Brüche bedingt, die im Rahmen der meist blockartigen Heraus-

hebung von Türkisch - Thrakien entstanden sind. Dies bedeutet mit grösster Wahrscheinlichkeit, dass die nördliche Landzone vom Istranca - Gebirge wohl auch nicht für wirtschaftliche Erdölmengen in Frage kommen kann. Hinzu kommt noch, dass die Sedimentschichten auf dem Altkristallin vom Istranca-Gebirge nur als dünne Bedeckung aufliegen.

2. Weite Teile der Küstenriffe im nördlichen Teil des Istranca-Bergzuges, deren erdölgeologische Bedeutung oben kurz herausgeschält worden ist, befinden sich in der heutigen Land-See-Verteilung unter dem heutigen Schwarzen Meer. Ihr Auskeilen ist ausserdem nicht durch eine tektonische Hangzone bedingt, wie es etwa für den südlichen Teil der Fall ist, sondern es ist mit einem allmählichen Übergang in die klastischen Sedimente zu rechnen.
3. Der heutige Istranca-Bergzug ragte im Laufe der Erdgeschichte nie als grosse Bergkette über das Ergene-Becken und das Schwarze Meer heraus, wie dies etwa heute der Fall ist. Dadurch erreichte die Sedimentation nördlich dieser Schwelle keine grossen Ablagerungsgeschwindigkeiten. Dies hätte eine echte Akkumulation organischer Substanzen in ausreichender Konzentration verhindern können, wie dies zeitweise wiederum im Ergene-Becken der Fall war.
4. Im Gegensatz zum Ergene-Becken, das, wohl die meiste Zeit während des Alttertiärs im Einflussbereich der südlichen Tethys gestanden hat, war die nördliche Schelfzone des Istranca-Bergzuges innerhalb des Schwarzen Meeres geblieben, von dem man weiss, dass in seiner erweiterten Form in verschiedenen geologischen Zeiten Erdöl entstanden und in wirtschaftlichen Mengen akkumuliert worden ist. Die heutige H_2S - Konzentration im tieferen Schwarzen Meer zeugt auch von einer noch heute andauernden Faulschlamm-Fazies.
5. Nach obigen Überlegungen und den vorliegenden weiteren Daten könnte sich jedoch das nördlich und nordöstlich im Gebiet von Istranca-Bergzug, das jetzt völlig unter dem Meeresboden liegt, in erdölgeologischer Hinsicht als wichtig erweisen. Dass hier wirtschaftlich wichtige Erdölmengen erbohrt werden könnten, sollte nach unserer Meinung keine Überraschung darstellen.

Das nach unserer Meinung erdölhöffigste Gebiet wäre etwa ca. 20 km östlich von Midye in Tiefen von etwa 600-1000 m zu suchen. Die Meerestiefe beträgt hier schätzungsweise 100 m.

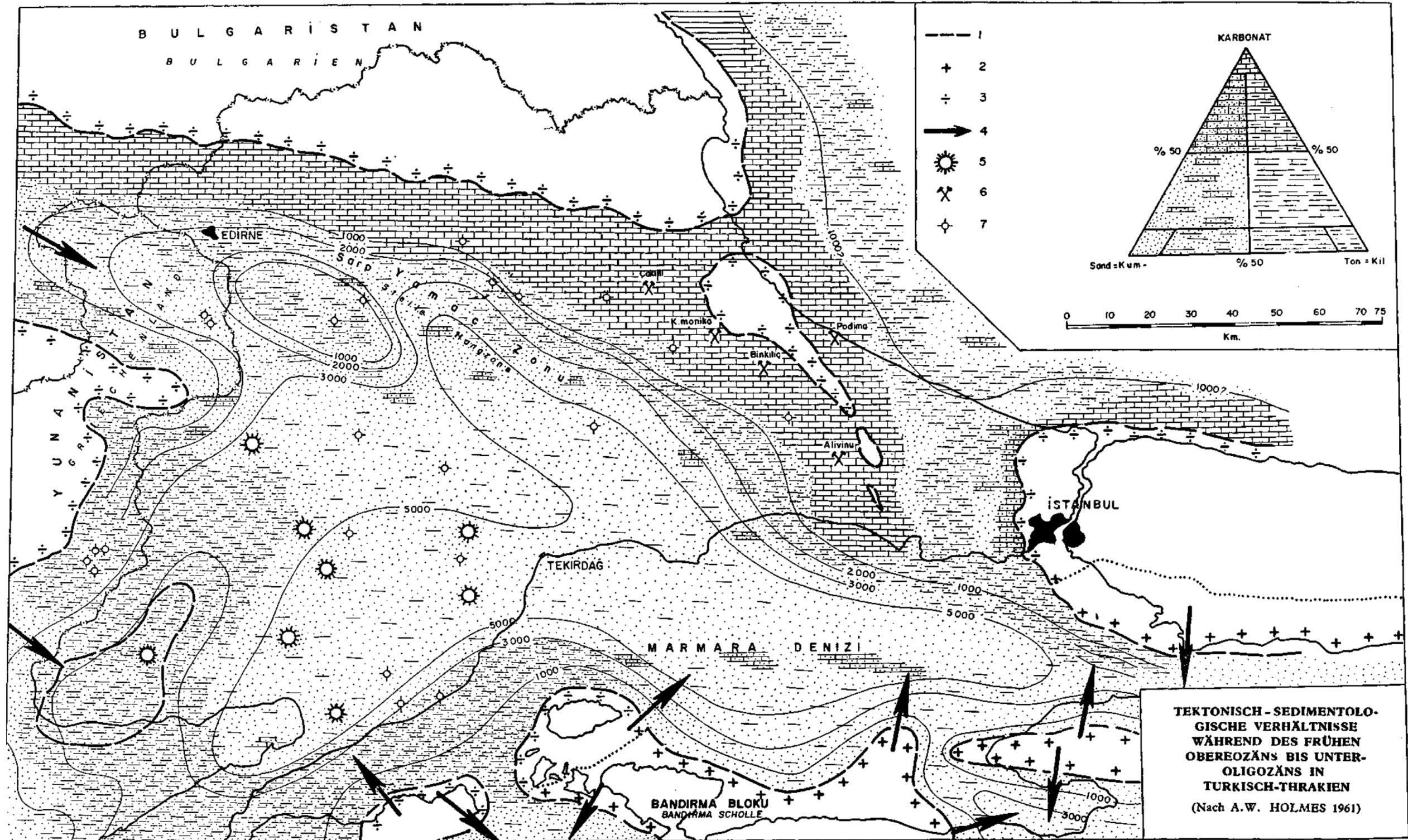
Manuscript received September 12, 1968

L I T E R A T U R V E R Z E I C H N I S

- ARABU, N. (1917) : Remarques stratigraphiques sur les formations tertiaires du bassin de la mer de Marmara. *Bull. Soc. Geol. de France*, t. XVII.
- BORDOVSKIY, (1965) : Accumulation and transformation of organic substance in marine Sediments. *Marine Geology*, 3. pp. 3-114.
- BORAJEW, A. G. et al. (1967): Rationelle Erkundungsmethodik von Erdgas- und Erdöllagerstätten. *Z. für angew. Geol.*, Bd. 13, H. I, pp. 24-38.
- CONRAD, H. (1958) : Correlation of Thrace wildcat wells. *Amoseas files*.
- DE LÖCZY, L. (1939): Erdölgeologie von Mittelthrakien. *M T.A. Rep.* no. 1053, p. Ankara.

- DOUGLAS, H. J. (1958) : Schematic diagram of the Ergene Basin, Thrace, Turkey. *Amoseas files*.
- DRUIT, C. E. (1961) : Report on the petroleum prospects of Thrace, Turkey. *Turkish Gulf Oil Co.*
- DURKEE, E. F. (1960) : Vize reef prospect, district I, Thrace, Turkey. *Amoseas report*.
- ELLIOTT, A. B. (1965) : Geological map, Ergene Basin area, Thrace, Turkey. District I. *Mobil Exploration Mediterranean, Inc.*
- ERENTÖZ, C. (1953) : Etudes géologiques dans la région de Çatalca (İstanbul). *M.T.A. Publ.* ser. B, no. 17, Ankara.
- FERSTL, H. (1957) : Lignitvorkommen in Saray-Küçük Manika (Thrakien). *M.T.A. Rep.* no. 2623, p. 22, Ankara.
- FROST, A. V. (1946) : Rol kataliza v obrazovanii nefiti v zemnoy kore. *Utsch. Sap. MGU*, Vyp. 36, Kn. 1, Moskau.
- GELFOND, R. A. (1958) : Geology of Eocene limestone-Istranca Mountain front, petroleum district I, Thrace, Turkey. *Amoseas report*.
- GUTZWILLER, O. (1921) : Beitrage zur Geologie der Umgebung von Mürefte am Marmara Meer. Dm. (*Birkhaeuser u. Co., Basel*).
- (1937) : Geologie von Mürefte. *M.T.A. Rep.* no. 238, p. 47, Ankara.
- HALSTEAD, P. H. (1958) : The south flank of the Ergene basin. *Amoseas files*.
- HOLMES, A. W. (1961) : A stratigraphic review of East Thrace. *American Overseas Petroleum Ltd. report*.
- (1961) : Vakıflar no. 1 well completion report. *Amoseas files*.
- (1961) : Vize no. 1 well completion report *Amoseas files*.
- (1961) : Asilbeyli no. 1 well completion report *Amoseas files*.
- (1961) : Danamandıra no. 1 well completion report. *Amoseas files*.
- KEMPER, E. (1961) : The Kırklareli limestone (Upper Eocene) of the northern basin rim. *Geological report T 27, C. Deilmann-Bergbau G.m.b.H.*
- KESKİN, C. (1966) : Microfacies study of the Pınarhisar Reef Complex. *Rev. Fac. des Sci. de l'Univ. İstanbul*, serie B, tome XXXI, fasc. 3-4, İstanbul.
- KLEMME, H. D. (1958) : Geology of circum-mediterranean region. *Am. Assoc. Petr. Geol. Bull.*, v. 42, no. 3, pp. 477-512.
- KSIAZKIEWICZ, M. (1930) : The geology of the Istranca Mountains at adjacent basin. *Scientific Results of the Voyages of the Orbis*, no. 3, Krakau, p. 28.
- MEINHOLD, R. (1962) : Erdölgeologie. Schriftenreihe des praktischen Geologen, Bd. 3, *Akademie Verlag*, Berlin.
- (1964) : Gesetzmaessigkeiten der Erdöhlakkumulation in den Sedimentationsbecken. *Z. für angew. Geol.*, Bd. 11, H. 3, pp. 118-126.
- NIENABER, J. H. (1959) : Geological Interpretation of the Ergene basin. *Amoseas report*.
- (1960) : Petrographic study of cores from ESSO Osmancık and Ceylan wells, Thrace. *Amoseas files*.
- NIKOWOW, W. & RUDAKOW, G. (1966) : Der gegenwaertige Stand der Ansichten über die Erdölenstehung. *Z. für angew. Geol.*, Bd. 12, H. 4, pp. 204-206.
- ORTYNSKI, I. (1947) : Geological report of the Mürefte area. *M.T.A. Rep.* no. 1740, Ankara.
- PAECKELMANN, W. (1938) : Neue Beitrage zur Kenntnis der Geologie, Palaeontologie und Petrographie der Umgebung von Konstantinopel. Geologie Thrakiens, Bithyniens und der Prinzeninseln. *Abh. preuss. Geol. L. A.*, N. F. 186, Berlin.

- PAMİR, H.N. (1947) : Structural geology of the Istranca Massif. *Bull. Geol. Soc. of Turkey*, vol. 1. no. 1, pp. 7-26.
- PAREJAS, E. (1944) : Tektonischer Teil und tektonische Karte in: Notes explicatives de la carte geologique de la Turquie, feuille İstanbul. *M. T.A. Publ.* Ankara.
- PAVONI, N. (1961) : Die nordanatolische Horizontalverschiebung. *Geol. Rundsch.*, Bd. 51.
- PEKMEZCİLER, S. (1955) : Saray-Küçükmanika linyitleri hakkında rapor. *M.T.A. Rep.* no. 2358 (unpublished), Ankara.
- PENCK, W. (1917) : Bau und Oberflaechenform der Dardanellenlandschaft. *Z. Ges. Erdkunde, Berlin*.
- RÜCKERT-ÜLKÜMEN, N. (1964) : Trakya ve Çanakkale mintakalarında bulunan Neojen balıklı formasyonları hakkında. *İ.Ü. Fen. Fak. Monog.*, sayı 16, p. 80.
- SCHINDLER, C. (1963) : Zum geologischen Bau der europaischen Türkei. *Bull. Ver. Schweiz. Petrol.-Geol. und Ing.*, 29.
- SÖNMEZ-GÖKÇEN, N. (1963) : Deux nouveaux genres d'Ostracodes du Paleogene de Thrace, Turquie. *Revue de Paleontologie*, no. 2, Paris.
- (1964) : Notice sur le nouvel age determine par les Ostracodes de la serie a Congeria du Neogene des environs de Çatalca (Thrace). *M.T.A. Bull.* no. 63, pp. 47-59, Ankara.
- SNARSKIJ, A.N. (1963) : Suche und Erkundung von Erdöl-und Erdgaslagerstaetten. *Schriftenreihe des praktischen Geologen*, Bd. 7. *Akademie Verlag*, Berlin.
- (1967) : Über die Tiefenentstehung von Erdöl. *Z. für angew. Geol.*, Bd. 13, H. 7, pp. 341-346.
- TAŞMAN, C. E. (1945) : Thrace and oil. *M.T.A. Mecm.*, no. 2/34, p. 336., Ankara.
- TERNEK, Z. (1949) : Geological study of the region of Keşan-Korudağ. *Publ. Ph. D. Thesis. Univ. İstanbul*.
- VAN der SLEEN, N. (1954) : Geology and oil possibilities of Thrace. *Amoseas files*.



1 - Festlandsgrenzen; 2 - Mässig bis schwach aus dem Meer herausragendes Festland (moderate to weak positive); 3 - Stark herausgehobenes Festland; 4 - Erosionsrichtungen; 5 - Vulkanausbruchsstellen; 6 - Die bisher bekannten Mn-Erzvorkommen; 7 - Bohrungen.

TEKTONISCH-SEDIMENTOLOGISCHE VERHÄLTNISSE WÄHREND DES FRÜHEN OBEREZOZÄNS BIS UNTER-OLIGOZÄNS IN TURKISCH-THRAKIEN (Nach A.W. HOLMES 1961)