

油田开发中的地球物理检测方法

Ю.В.柯诺伯列夫等 著



石油工业出版社

译者序言

(前)苏联的石油开采始于沙俄时期的19世纪60年代。十月社会主义革命胜利后,石油工业得到迅速发展。第二次世界大战结束后,石油工业发展尤其迅速。1965年石油年产量达 $2.43 \times 10^8 \text{t}$, 1974年年产量达 $4.595 \times 10^8 \text{t}$, 跃居世界第一。进入80年代以来,年产量超过6亿吨(1980年为 $6.03 \times 10^8 \text{t}$, 1984年为 $6.16 \times 10^8 \text{t}$),保持了世界第一产油大国的地位。

苏联的油矿地球物理测井工作,如果从沙俄时期在巴库油田进行井下温度点测算起(1906~1913年),至今已有70余年。现代意义的电缆测井则始于1929~1930年,当时已有电法测井(电阻法及自然电位法测井),1933年开始进行气测井及用井温测井资料检查固井后的水泥胶结质量,1934年开始使用自然伽马测井,1941年开始进行中子—伽马测井,1944年首次研制成功电磁井斜仪。在本世纪40年代,就已形成以电法测井(横向测井)为主,辅以若干放射性测井方法的测井序列。50年代末期先后发展了感应、侧向、微侧向及声波测井。70年代以来,声波井下电视、高频介电测井、核磁测井、脉冲中子测井等方法得到发展和应用。同时,地面记录也从模拟记录逐渐向数字记录转变,各大油气区的测井托拉斯也广泛采用计算机对测井资料进行处理和解释。

像(前)苏联这样一个石油大国,既有已开采了百余年的老油田(如巴库油田),又有近十几年发展起来的,年产

量上亿吨的特大型油田(如西西伯利亚的萨莫特洛尔油田);既有大型海相沉积盆地中的油气藏,又有山前拗陷中各式各样的较小的油气藏;既有大规模注水开发的油气田,也有靠边水驱油的油田,此外还有用注蒸汽、注二氧化碳、注油田气乃至火烧油层法开发的油田。检测油田开发的地球物理测井方法,除了有从裸眼井测井沿用过来的各种测井方法以外,还有一些专门用于研究套管井的测井方法。所以对苏联这样一个产油大国生产技术的现状及发展,应予以足够的关注。为此,在石油工业出版社的支持和帮助下,我们翻译出版了这本“油田开发中的地球物理检测方法”。

按照原著者的观点,油田开发阶段的地球物理检测,是用各种地球物理测井方法,解决如下一些油矿地质问题,即:1)在用注水开发或用其它方法开发油气田时,确定油气过渡带及油水过渡带的位置;2)在向产油层注水时,观测注水峰面的位置及其变化;3)在油层开发过程中检测并估算油层的动态含油饱和度及最终的残余油饱和度;4)研究地层的采收率及接受注水的能力;5)确定井筒中流体的成分;6)确定在套管外空间中,油和水发生串流的位置;7)评估采液井及增压井的技术状况;8)研究生产井井下工艺设备的工作状况;9)研究所开发的含油地质体的地质结构及石油储量。

本书内容翔实,而且较有系统性,并附有许多实例。本书的主要内容包括:介绍乌拉尔—伏尔加河流域(第二巴库)及北高加索、曼格斯拉克、白俄罗斯等油气区,特别是近年来投入大规模开发的西西伯利亚油气区的地质特点,及所采用的开发系统;油气藏用水或气驱油开发的现代概念;在注水开发过程中,进行各种地球物理测井的岩石物理基础;检测油田开发的各种地球物理仪器及方法。书中还以大量实例介

绍在(前)苏联各油田用测井方法检测油田注水状况,确定油层动态含油饱和度,检测采液井及增压井技术状况的方法和技术。此外,还介绍了用测井方法对油田开发进行检测时的组织和管理方面的问题。应该说,对中国的读者很有参考价值。

本书的第一章至第五章及第十一章由楚泽涵翻译,郝志兴审校;第六章至第十章由郝志兴翻译,楚泽涵审校。译者在向读者推荐本书的同时,向关心此书出版的司徒丽丽等同志致谢,并期望读者对本书译校中的不足提出批评指正。

楚泽涵 1989年12月

目 录

第一章	(前) 苏联各油田产油层的地质特征 及其采用的开发系统	(1)
第二章	关于碳氢化合物沿油气藏高度方向的分布 及油被水与气从地层中驱替的现代概念	(13)
第三章	生产层水淹过程中地球物理测井的岩石物 理基础	(25)
第四章	检测油田开发过程的地球物理方法和 仪器	(64)
第五章	确定生产层的生产特征	(78)
第六章	油田注水后的检测	(108)
第七章	地层动态含油饱和度和原油采收率的 确定	(155)
第八章	油气藏开采特点, 开采后的调整和 检测	(175)
第九章	开采井和注水井技术状况的检测	(209)
第十章	油田开发检测的地球物理方法的最佳组合 (序列)	(224)
第十一章	用地球物理方法检测(前) 苏联各油田 及油气田开发的主要结果及完善研究系 统的途径	(232)
参考文献		(256)

第一章 (前) 苏联各油田产油层的地质特征及其采用的开发系统

对每个油田,在编制开发系统方案时,对其监控参数的组合和测量周期,所要考察的地质构造特点(构造类型、油藏的水文地质状态,储集层物理性质、地层的非均质程度)及相应的地质—地球物理检查系统,开发阶段,开采的实施方法等都要被规定下来。

检查油田开发的地质—地球物理系统,包括参数的组合,测量周期,以及计算这些参数随时间变化的方法。至于像钻井的资金总额、地层最终原油采收率、油田开发的经济—技术效益等这样一些指标,在很大程度上取决于适时地获得发生在油藏上的各种过程的准确信息,以及采用的各种有效措施对油藏影响的信息。

在本书中,主要以一些油田及油气田的开发经验为基础,研究各种对油田开发的检查和监控问题,这些油田和油气田是:伏尔加—乌拉尔油气区(罗马什金、巴夫林、杜依玛兹、阿尔兰、姆罕诺夫、柯洛布柯夫等油气田及佐尔峡谷油田),西西伯利亚油气区(萨莫特洛尔、乌斯特—巴利克、马蒙托夫、伯拉夫金、西苏尔古特、费多洛夫、苏维埃等油气田),北高加索及南曼格斯拉克油气区(乌晋、热特巴、阿赫特尔、阿纳斯塔斯耶夫—特洛伊茨、马尔哥别克—沃兹涅先斯基、十月、老格罗兹内等油气田)。这些油气区的油气田反映了地台型及地向斜型非均质多层系油层开发的基本特

点。

在对地台区域中的油气田进行开发时，开发过程中的检查监控和调节的困难在于：油田面积大，储集层呈现明显的区域性及层系性非均质特征，有很宽的油水过渡带及气顶，并且还采用了人工注水系统。地向斜区域油气田的特征是：由于非均衡性的选择注水引起开发条件的复杂化，含油气层厚度大，储集层非均质性明显，用弹性水驱开发等。

第一节 伏尔加—乌拉尔油气区

伏尔加—乌拉尔油气区可划分为一系列属于大构造单元——一级构造（背斜、凹陷、盆地）的含油气区域。

该油气区的地质构造基本上是古生代（泥盆纪、石炭纪及二叠纪）的沉积，总厚度约2km或更厚。中生代和新生代岩层在该油区西部，以伏尔加河流域的萨拉托夫—伏尔加格勒地区最为发育。在整个区域平面图上，古生代沉积都含油气，在古生代剖面很宽的范围—从中泥盆世到早二叠世的地层中都获得了工业性油气流。其中，泥盆纪沉积是聚集了大部分石油储量的主要产油层系。

在石炭纪地层中，含油气层系的边界与地质年代层组的边界一致。伏尔加—乌拉尔油气区多数区域的含油及含气层属多内肯组（下石炭统）。几乎在所有的油气田中，勃伯里柯夫组及图里组砂岩油藏和气藏最著名。

在该油气区东部（麦列克斯—阿布杜林盆地及奥连堡背斜），二叠纪沉积中含油气。石油和天然气的工业储量保存在上二叠纪乌法组及喀山组的沉积中，在布古鲁斯兰及基涅里—切尔卡斯地区，气藏广负盛名。

一般地说，泥盆纪、石炭纪及二叠纪的石油，具有不同的性质，但在大断裂区域（萨玛拉及萨拉托夫断层，彼尔姆、前卡姆地区），虽属于不同的地质年代，但石油的性质相近。古生代地层中，因为都属于俄罗斯地台的同一自流盆地，因而地层水的性质也很类似。

下面将介绍伏尔加—乌拉尔含油气区的一系列油田，详尽地说明在所述区域内油气藏的地质构造特点及埋藏条件。

罗马什金油田位于鞑靼东部，油田展布在同名背斜的南部，已钻的6000多口井证实在泥盆纪及早石炭世碎屑岩沉积中存在油藏。

在地层学平面图上，弗兰组^①中，从艾伊费里层到肯诺夫层中发育的泥盆纪碎屑岩沉积的厚度，在油田范围内，从100m变化至150~200m，由北向南，厚度增大。泥盆纪地层划分为五个工业含油层组（吉维琴组中的 Π_{IV} 、 Π_{III} 、 Π_{II} 层组，弗兰组巴申层的 Π_I 层组及弗兰组肯诺夫层的 Π_0 层组）。砂岩的矿物成分组成属石英质砂岩，偶见长石砂岩。胶结物为含铁的氢氧化物及黄铁矿的泥质。

泥盆纪地层的储集特性相当好：孔隙度为18%~30%；渗透率为 $2.04\mu m^2$ 以下。油藏类型为构造—岩性型及背斜—地层型。

拥有罗马什金油田大部分石油储量的 Π_I 层组是主要产油层。 Π_I 组油层几乎在整个油田范围内（约占85%），都有底水。油水过渡带的绝对标高在1482~1490m范围之内。含油层厚达60m。 Π_I 层组单井初产从2~3t/d变化至200t/d，或更高。

代表罗马什金油田泥盆纪地层中原油性质的主要参数的

① 该地层组为上泥盆统。——译者

平均值为:温度 40°C ,饱和压力 8.99MPa ,密度 0.807g/cm^3 ,粘度 3.2cP ,在 0°C 及 0.1MPa 压力下的气油比为 $55.9\text{m}^3/\text{t}$ 。原油中含硫量从 1.05% 至 1.61% ,含蜡量为 3.8% 至 5.1% 。

泥盆纪碎屑岩沉积中的含水层,属于被泥质及泥质-碳酸盐岩质隔水层分开的砂岩-粉砂岩地层。可是,沿油田的所有展布方向上,含水层之间的分界面并不保持连贯。因此,泥盆纪整个碎屑岩部分中地下水的物理化学性质相近,是水文地质条件单一的油藏。地下水按其化学成分,属氯化钙水型,密度为 $1.176\sim 1.192\text{g/cm}^3$,总矿化度 $270\sim 280\text{g/L}$,粘度 $1.25\sim 1.6\text{cP}$,地层温度为 $30\sim 44^{\circ}\text{C}$ 。

在一系列的局部构造上,泥盆纪碳酸盐岩层(多马尼柯夫层)中的储集层含油,在试油时,间歇喷油,其自喷油量为 $0.2\sim 10\text{t/d}$ 。

在维连一巴什基尔组沉积^②中,从整体上说,有良好储集特性的碳酸盐岩储集层,但其在纵剖面上的不均匀性及在平面展布上的不连续性特别明显。油藏类型可推测为礁块型。试油时,单井可获 $0.05\sim 75\text{t/d}$ 的油流。

巴申层及肯诺夫层中的油藏是罗马什金油田主要的开发对象。

采用边内注水进行油田开发,注水导致初始水文地质状态发生重大改变。注入水为密度 $1.0001\sim 1.0018\text{g/cm}^3$ 的含碳酸氢钙及碳酸氢钙—硫酸钙的淡水。

巴夫林油田属杜依玛兹—巴夫林隆起中的巴夫林长垣上的次级隆起,为多油层油田,工业性石油储量来自泥盆纪中的 Π_{IV} 及 Π_{II} 层组,石炭纪的多内肯组及勃伯里柯夫组地层。主要的工业性石油储集在巴申组地层中(Π_{II} 层组)。在多内肯

② 属中石炭世。——译者

组及巴申组地层中的油藏用机械方法开采。巴夫林油田泥盆纪及石炭纪沉积中的地层水属氯化钙水型，其总矿化度约为285g/L。

阿尔兰油田位于比尔斯鞍形构造的西北部。油田上钻开的沉积覆盖物总厚度超过3km，其中巴夫林组沉积厚度超过1.2km。

像在其它油气区及地区一样，泥盆纪沉积在下部的为碎屑岩及碎屑岩—碳酸盐岩层(包括肯诺夫组)，而在其上部为碳酸盐岩沉积。下石炭统碎屑岩层中的砂岩地层是主要的工业性开发层段，砂岩地层为石英质砂岩，通常为弱胶结至中等胶结的砂岩及粉砂岩。在整个碎屑岩层段上，发现了6~8个总厚度为2~57m的储集层。

C_n层组中砂岩的孔隙度为16.8%~23.8%，渗透率平均值为 $1.7\mu\text{m}^2$ ，对C_I-C_{III}层组储集层，孔隙度为16.0%~22.2%，渗透率平均值为 $0.643\mu\text{m}^2$ 。按储集层的埋藏条件，阿尔兰油田的油藏属地层型、背斜型及岩性遮挡型。

在中石炭统沉积中，工业性含油层主要是卡西尔及波尔多组。孔隙型及孔洞—洞穴型石灰岩与白云岩是主要的含油层系。其孔隙度可达14%~18%，单井原油产量约0.7~16t/d。

阿尔兰油田的原油为重质油(密度 $0.88\sim0.91\text{g}/\text{cm}^3$)，高含硫(含硫量2.21%~3.42%)以及含胶质(胶质含量11.5%~15.2%)，而且粘度高(13.8~159.4cP)，石蜡含量为1.0%~2.96%。原油的这些特点使阿尔兰油田的开发复杂化。其开发方式预定为泥盆纪及石炭纪分层开采。油藏在自然水驱动状态下开发。

第二节 西西伯利亚油气区

西西伯利亚油气区占据年轻的乌拉尔—西伯利亚地台的一部分，是中新生代砂质—粉砂质及泥质沉积物充填的闭合盆地，中新生代沉积物总厚度向盆地中心及北部增大，可达4~5km。含油气层厚约2~3km乃至更厚。工业性油气藏在地层学上属白垩纪及侏罗纪沉积。主要的油气藏集中分布在中鄂毕和前乌拉尔含油气区域的下白垩统及上侏罗统沉积中。

AB₁—AB₆、AC₁—AC₁₁、BC₁—C₁₁、BC₁₃—BC₂₃、BB₄—BB₁₀、Π、Π_φ、IO₂层组油层中的砂质—粉砂质岩石，主要是由于含石英、长石及各种矿物成分的碎屑，致使复砂岩变得复杂化。高岭土、绿泥石及水云母等泥质矿物是岩石的胶结物。对于储集层的胶结物，其特点是含有蒙脱石层状混合物。这些混合物在向地层中注入淡水时，会引起泥质颗粒的膨胀。中鄂毕含油气区的AC、BC、AB、BB层组地层主要是粒间孔隙的砂岩—粉砂岩储集层，其渗透特性变化范围颇大，60%以上岩层的渗透率 $k_{sp}=(0.102\sim0.51)\mu\text{m}^2$ 。对于整个泥欧克姆统^①，最好的储集层属于其上部的戈特里夫阶及巴列姆阶（瓦尔托夫组）。

在萨伊姆地区，油藏存在于沃古尔金组的砂岩—砾岩岩层（Π₀、Π₁₋₃、IO₂层组）以及基底的风化和裂缝性岩层（Π_φ层组）之中。储集层孔隙度在12%~35%之间变化，渗透率为 $0.408\sim1\mu\text{m}^2$ 。

下白垩统沉积中地层水矿化度较低，为10~15g/L至

① 白垩纪下部。——译者

25~30g/L, 地层水温度为60~80℃。所有的原油为甲烷族石油, 芳香族碳氢化合物含量为22%~28%, 原油密度为0.84~0.87g/cm³, 含硫量0.32%~0.87%, 含蜡量为3.9%~7.7%。

下面介绍属于上述含油气区域的各油田最具代表性的简要情况。

萨莫特洛尔油田位于下瓦尔托夫地区, 工业性含油层为AB₁—AB₆、BB₈、BB₁₀层组。AB₁—AB₆层组中的油藏为礁块型, 有很厚的气顶(约65m), 油藏总厚度100~140m, 有效厚度为40~80m。原油密度为0.86~0.88g/cm³, 粘度为1.8~2.4cP。油层组产油能力从2.5m³/(MPa·d)(AB₁层组)至12.7m³/(MPa·d)(AB₂—AB₆层组)。

BB₈层组在下瓦尔托夫地区局部含油, 在萨莫特洛尔油田, 该层组剖面分为四段——BB₈⁰、BB₈¹、BB₈²、BB₈³。其中BB₈¹、BB₈²层段最均匀、最稳定。该层组中的油藏为地层型、背斜型, 油层总厚度18~50m, 产油能力为29.5m³/(MPa·d)。原油为甲烷族石油, 密度为0.85~0.855g/cm³, 粘度为0.6~1.0cP, 气油比为89~107m³/t。BB₁₀层组中的油藏为地层型、背斜型、岩性遮挡型, 油层总厚度为35~40m, 产油能力为28m³/(MPa·d)。

乌斯特—巴利克油田及西苏尔古特油田位于苏尔古特地区, EC₁、EC₂₊₃及EC₁₀层段是主要开发对象。EC₁层段中的油藏分布普遍。其总厚度达16.4m, 平均厚度9~10m, 产油能力47~70m³/(MPa·d)。EC₂₊₃油层段总厚度8~22m, 平均厚度16m, 有效厚度16~18m。EC₁、EC₂₊₃层段中的油藏为地层型、背斜型。原油为甲烷族石油, 密度0.88~0.89g/cm³, 含硫量1.5%~2.0%, 气油比35~50m³/t。EC₂₊₃

油层段①产油能力 $45\sim 67\text{m}^3/(\text{MPa}\cdot\text{d})$ 。 EC_{10} 层段油藏总厚度为 $25\sim 30\text{m}$ ，产油能力低，为 $10\text{m}^3/(\text{MPa}\cdot\text{d})$ 。

普拉夫丁斯克油田属萨莫特洛尔地区，其工业性含油层为 EC_5 、 EC_6 、 EC_8 、 EC_9 层段中的油藏，其中主要产油层为 EC_5 及 EC_6 ，其总厚度为 $10\sim 30\text{m}$ 。油藏为地层型、背斜型。原油为甲烷族石油，密度 $0.89\text{g}/\text{cm}^3$ ，低含硫，粘度 1.2cP ，气油比 $92\text{m}^3/\text{t}$ ，油层产油能力 $36\text{m}^3/(\text{MPa}\cdot\text{d})$ 。

莫尔滕米雅一切列夫油田及特列舍热尔油田位于萨伊姆地区。

在II层组剖面上，划分为四个岩性层段： Π_0 、 Π_1 、 Π_2 、 Π_3 ，其总厚度达 60m 。II层组的油藏为地层型，其产油能力为 $52\sim 104\text{m}^3/(\text{MPa}\cdot\text{d})$ 。甲烷族石油，其粘度为 $0.7\sim 1.0\text{cP}$ ，气油比为 $100\sim 200\text{m}^3/\text{t}$ 。

这样，中鄂毕含油气区所有油田的主要特征是：有地层型、背斜型油藏存在，油层组在该区域内及剖面上分布稳定，产油能力强。 EC_{10} 、 BB_{10} 、 AB_1 层段中的油藏则是仅有的例外，这些层段的特点是储集层结构复杂并呈现明显的非均质性（ AB_1 ）。所有的产油层都有很宽的油水过渡带，并且， AB_1 — AB_6 层段还有气顶。

西西伯利亚各油田开发设计的基本原则是：1)将油矿地质特征相近的所有层段合为一个目的层段进行开发；2)通过边内注水及局部边外注水保持地层压力；3)采用分区域的边内注水系统；4)在水淹程度达 $30\%\sim 50\%$ 时，用泵对油层进行开采。

① 原文为 EC_{1-3} ，与前文对照有误，现更正为 EC_{1-3} ；——译者

第三节 北高加索及南曼 格斯拉克油气区

北高加索及曼格斯拉克的油田及油气田大部分属于亚速海—库班、切尔斯克—库姆及南曼格斯拉克油气区。

埋藏在古生代基岩褶皱上的三叠纪、侏罗纪、白垩纪、老第三纪及新第三纪地层组成亚速海—库班含油气区的构造层，而在该油气区的西北部，上述沉积埋藏在前寒武纪基岩之上。几乎所有的有工业价值的油气藏，或依存于背斜带隆起的鞍部，或存在于个别地层及层组的尖灭带之中。

亚速海—库班坳陷的多数油气田，分布在亚速海及卡鲁日两个背斜带上。此区工业性含油气层主要依存于老第三纪及新第三纪沉积组合。在卡鲁日背斜带各区域中的油藏属被断层破坏的平缓的短轴背斜。在老第三纪—始新统沉积中的地层型、背斜型油藏依存于褶皱的拱顶。而在隆起的北翼，岩性遮挡型油藏散布在向南尖灭的迈科普砂岩层中。

亚速海背斜带的油藏也是属于水驱状态的地层型、背斜型或地层遮挡型油藏。在上部构造层范围内的中新统油藏，主要受岩性控制，这与产油层系的岩性成分极不稳定有关。在阿纳斯塔斯耶夫—克拉斯诺达尔地区，麦窝奇及蓬蒂组的油藏属水驱动的地层型及背斜型油藏。

在迈科普组中已发现10个产油层段。其中厚度及岩相上最稳定的是Ⅰ及Ⅱ层段，这两个层段已在相距110km的深井钻探中被追踪到。地层中氯离子矿化度不超过3~5g/L。油田的驱动类型为混合型，但是，所有油田的驱动类型中都包括有溶解气驱。多数油田已被水淹。

对有边水及底水的油气藏的开采，要求：1)油气藏的含油部分的开采速率要高于含气部分；2)用水驱油，而不是用气驱油；3)采用能从气顶中强化采气，同时也能采油的方法。

这些问题在前高加索西部的阿纳斯塔斯耶夫—特洛伊茨油田开发之前，就应予考虑。该油田已探明储量的80%集中在麦窝奇组的Ⅳ层段。该层段的特点是，油层厚度不算厚（25m以下），这也表明，一方面有大的气顶（厚约150m），另一方面，有活跃的低矿化度的底水。

Ⅳ层段中的油藏，已按相应的工艺流程投入开发，该流程预先规定，石油资源的采出，主要是利用地层的自然能量，而不采用保持地层压力的方法，这是因为油藏有活跃的底水。在生产井中，将长2~3m的射孔段设置在距油水过渡带约5m，距油气过渡带约15~18m处。开发初期，单井产量约30~40t/d。

但是，根据Ⅳ层段中油藏的地质结构及开发条件，开采时并没有采用专门的开发调整措施，这就不可避免地要发生底水推进，气将向地层中饱和油的部分侵入，而在含气段采气时，将导致油向地层中饱和气的部分运动。

埋藏在古生代褶皱基岩侵蚀面上的侏罗纪、白垩纪、老第三纪、新第三纪沉积组成切尔斯克—库姆含油气区的地质构造层。从侏罗纪开始，中生代各时期的沉积极为发育。侏罗纪沉积厚度从西向东增大，从650m增至6500m。白垩纪沉积厚度从西北向东南增大，变化范围为975~2400m。

在该含油气区内新生代沉积物为在整个地区都很发育的碎屑岩厚层。

在切尔斯克—库姆含油气区，工业性含油气层出现在切尔斯克—松任地区，达格斯坦山前地区，以及切尔斯克—库

姆盆地的地台部分。在切爾斯克—松任地區，探明的油氣儲量主要是在白堊紀沉積中。在該地區，喬克拉克組及卡拉干組沉積普遍產油。這兩組地層是馬爾高別克—沃茲涅辛斯基、哈揚—柯爾特、卡拉布拉克—阿恰魯克等油田以及該區其它油田的主要產油層段。達格斯坦山前地區的工業性油藏主要是在下白堊紀罕杜姆組及喬克拉克組沉積之中。在切爾斯克—庫姆盆地的地台部分中的工業性油氣藏，已在侏羅紀、白堊紀、老第三紀、新第三紀沉積中被確認。在此區域，侏羅紀油藏在以下油田中已被發現：維利恰耶夫卡、吉姆娘—斯塔夫卡、柯洛捷茲、奧捷克蘇亞特等油田及其它油田。

在該區域中，所提到的各油田的主要地質特征如下：1) 原始地層壓力非常高，原油粘度低，溶解氣量大。此外，上述數據在開發過程中要發生明顯變化。2) 產油層岩性不均勻。3) 地層水礦化度高，產油層埋藏深度深。目前，水淹程度高。

進入開發後期階段的北高加索地區各油田，採用了高壓濃縮氣驅油法（克留切夫油田），高壓氣驅油法（奧熱克—蘇亞特油田），火燒油層法驅油（巴甫洛夫山油田）。

在南曼格斯拉克含油氣區範圍內，發現了一些油氣田，例如烏晉油田與熱特巴油田，在區域結構上包括從上二疊紀至表層沉積組成的現代沉積等各地質年代的岩層。中侏羅紀碎屑岩沉積是曼格斯拉克的主要產油層系，該沉積層中，包括了已探明油氣儲量的大部分。

中侏羅世主要產油層的埋藏深度，在烏晉油田為1100~1300m；在熱特巴油田達1650~2500m。砂岩層段具有良好的儲集特性；孔隙度15%~25%，滲透率1.02~100 μm^2 。一

系列砂岩层段以及在隆起带鞍部尖灭的砂体是热特巴油田侏罗纪沉积的特征，由此可见，构造型油藏相当复杂。

侏罗纪及白垩纪沉积是乌晋油田的含油气层系，而且，白垩纪沉积为纯气藏，侏罗纪沉积为油藏及带气顶的油藏。侏罗纪沉积的深度范围为1~2km，可分为13个层组，这13个层组组成了总厚度达1100m的下部主要含油层系。这些层段划分成许多个（25个以上）按字母排列的小层。

根据乌晋油田油气藏的特征，侏罗纪的含油气层系分为纯油藏、带气顶的油藏以及单一的气藏。并且，沿剖面向下，含气量稍有增加。油气藏属地层型、背斜型，经常是有统一的油水过渡带。根据构造及含油气特性，热特巴油田在总的特点上与乌晋油田相似，但其面积较小。

侏罗纪沉积中的原油为轻质油（密度0.841~0.868g/cm³），低含硫（0.1%~0.2%），含胶质（5%~20%），含蜡量高（20%~30%）。由于含蜡量高，原油的凝固点达30~32℃。