

绪 论

进入 80 年代以来,世界范围内的油气勘探难度越来越大,勘探对象越来越复杂,因此,探索油气勘探的新理论、新方法,提高油气勘探成功率,解决油气资源与世界经济发展态势相矛盾的现状已成为当务之急。含油气系统在一定程度上提供了研究的思路和方法。

含油气系统概念提出后,以其严密的逻辑性、方法的科学性和实用性为广大石油地质工作者所接受,并引起高度重视,成为提高油气勘探有用的研究工具。但这一研究领域还有待进一步发展和完善,特别是随着盆地油气勘探程度的提高,含油气系统研究工作应进一步细化,以便更好地指导油气勘探工作。

对于盆地勘探(早、中期)需要地质家回答的主要问题有两个:一是有利区在哪?二是好到什么程度?因而需要应用系统论的观点在含油气系统研究的基础上,将含油气系统研究细化。即将含油气系统进一步划分出亚含油气系统,并对其进行评价。通过对亚含油气系统的划分与评价就可为油气勘探提出有利的勘探区,对降低油气勘探投资和探井风险具有重要的意义。

吐哈盆地是我国陆上的一个典型的煤成油气盆地,具有多期演化、多期成藏的特点,油气勘探已取得可喜成果,老一辈石油地质家做了大量的工作。但是,如何应用系统论的思想定量阐明油气藏形成过程、准确确定源岩生、排烃时间、期次、二次运移分配量、建立油气藏形成的定量模式、完善煤成烃油气藏形成机理是前人未尽的工作,也是老一辈地质家的夙愿。因此,动态和定量地阐明典型油气藏形成过程,建立我国陆相多旋回盆地亚含油气系统划分和评价的方法,为盆地分析和油气资源评价提供一套全新的研究方法,对丰富石油地质理论,特别是陆相石油地质理论,填补陆相盆地亚含油气系统划分与评价方面的空白都具有重要的意义。

一、研究现状与进展

1. 含油气系统

有关系统论研究油气藏形成与分布的观点我国地质前辈早已有过论述,如“有利生油区控制油气藏分布”(胡见义,1963),成油系统和源控论(胡朝元,1963,1982),各项地质因素之间“有着紧密的联系不能孤立对待必须在油气系统整体的区划单元中予以考虑”(朱夏,1986),“陆相盆地生油中心控制油气富集系统”(胡见义,1987),油气富集以二级构造带控制(如松辽盆地)和复式聚集区带控制(渤海湾、苏北盆地等),即同一成熟生油源岩,相同的区域盖层封盖,不同类型储层和圈闭,有机的、近似的运聚过程的油气聚集单元(翟光明、李德生、胡见义等,1978—1991)。这一研究领域在中国石油地质学界的研究是相当活跃的。在国外,自 W. G. Dow(1972)首次在 AAPG 年会上基于油—油对比及油—源对比关系提出油系统(Oil System)的概念以来,众多的石油地质家在不断地发展和深化这一概念和内涵(Perrodon and Masse,1984,1991;Meisser,1984;Ulmishek and Harrison,1986;Demaison and Huizinga,1984,1991)。Magoon and Dow(1988,1992,1994)提出的含油气系统 Petroleum System 为广大石油地质工作者所接受,并将其定义为:是沉积盆地的一个自然地质单元,包括成熟的烃源岩及所有已生成的油气,并且包括一个油气田赋存所必不可少的一切地质要素及其作用。“油气”指高度富集起来的各种烃类物质如原油、凝析油、天然气、重质油、团体沥青等。“系统”指相互依存并制约形成的各种地质要素和地质作用。这些要素包括:烃源岩、储集岩、盖层和上覆岩层,这些作用包括泥岩的热演化及油气的生成,油气的初次运移和二次运移,圈闭的形成和油

气的聚集等。而且这些地质要素和地质作用过程必须处于适当的时间和空间位置，以便使源岩中所含的有机质能够转化形成油气田。1994年，AAPG第60卷“*The Petroleum system: From Source to Trap*”的出版和墨西哥城第一次AAPG/AMPG联合会议的召开，在国际石油地质界引起广泛的反响，含油气系统研究逐渐成为石油地质领域研究的热点之一。

80年代末期以来，我国翻译了大量有关含油气系统研究的专著和文献，多次召开含油气系统研讨会议，并专门成立含油气系统研究学术委员会，在“九五”确立的科技攻关项目中，也将含油气系统研究列入重点研究内容，使我国石油地质学界再度掀起含油气系统研究热潮。但从公开发表的文献看，含油气系统研究多停留在简单的应用上，有关含油气系统概念、分类、简单应用的文献较多，而对如何正确、合理划分与评价含油气系统的文章相对较少。特别是对勘探程度相对较高的盆地如何将含油气系统研究工作进一步细化还没有一套成熟的工作方法。

2. 油气成藏研究

油气成藏理论是石油地质学的核心，这些理论伴随着石油和天然气的勘探、开发而提出并不断得到完善。百余年的油气勘探史证明，油气地质理论是在油气勘探实践的基础上建立起来的，而每一理论的突破都带来了石油工业的飞跃。从1885年美国第一口井喷油到White(1902)建立背斜控油气理论用了近半个世纪的时间。此后Levenson(1940)提出了地层圈闭控油气理论，巴基洛夫(1970)提出油气聚集带理论，大致都经历了30~40年的发展过程。70年代以来，Tissot和Welte(1978)提出了干酪根晚期成油说，完善和发展了有机成油理论。通过对油气二次运移的相态、动力、阻力、运移通道、方向、距离及运移时间和聚集效率等方面的研究，提出了油气在圈闭中聚集的渗滤作用机理和排替作用原理(Cordell, 1976; Schowalter, 1979; Chapman, 1982)。80年代以来，在板块理论的影响下，盆地类型与油气分布规律、层序地层学及在油气勘探中的应用，盆地模拟等技术更新是油气勘探领域研究的主流。

进入90年代以来，以计算机模拟、物理模拟、成藏史分析、天然气成藏理论、流体封存箱理论、含油气系统研究为代表，将油气成藏研究从定性、静态研究向定量、动态研究大大推进了一步。该阶段是油气成藏理论发展较快的时期，主要表现在：①利用先进的计算机模拟技术，根据现代油气生成运聚理论，由地质模型转化为数学模型，定量模拟一个盆地或地区的地层埋藏史、热史、生烃史、排烃史、运聚史等并结合具体地区的地质条件进行成藏过程中油气二次运移和聚集的定量研究，对盆地油气资源及油气二次运移的区域方向和聚集的主要区带、层位作出定量模拟评价(Ungerer, 1990; 王捷等, 1992; 李明诚等, 1992; 庞雄奇等, 1993; 石广仁, 1994; 郝石生等, 1995; 查明, 1997)。②模拟实验成为研究油气成藏过程的重要手段和方法。对油气排出机理、成烃动力学机制作了定量探索，并进行了具有重要理论意义的物理模拟实验和计算机模拟，建立了油气初次运移的间歇式排烃或脉冲式排烃理论(王新洲等, 1996)。许多学者开展了二次运移和聚集的模拟实验，深化了对成藏过程中油气运聚机理的认识(Catalan, 1992; Thomas, 1995)。③利用油藏地球化学研究油气的充注史取得了重要进展。油藏地球化学是根据油气藏流体的组成特征及变化规律、流体岩石相互作用产生的自生矿物的成分及变化特征等，综合研究一个地区的构造发展史、油气运移的通道、方向和聚集成藏的时间(England, 1987; 王铁冠等, 1997)。④流体封存箱理论将油气生成、运移、聚集统一起来研究，提出了封存箱的脉冲式混相涌流概念和箱内成藏、箱外成藏、箱缘成藏的油气成藏模式，深化了人们对油气生成、运移聚集理论的认识(Hunt, 1990; 张义纲, 1991; 郝石生, 1993)。从物质平衡的角度提出了天然气运聚动平衡理论(郝石生, 1995; 张义纲, 1995)。⑤从排烃条件的

角度提出了门限控烃理论(庞雄奇, 1995)。⑦含油气系统理论或称方法成为目前石油地质学研究的热点。这一理论强调了油气源与油气藏之间的成因关系, 并强调了油气成藏要素与动态成藏过程的时空配置。它在空间上是介于盆地与区带之间的一个油气地质单元, 又是油气勘探的一个评价阶段。含油气系统可以理解为在新的技术条件下的石油地质综合研究方法, 因此受到油气地质学家和勘探家们的普遍重视(Magoon, 1995; Perrodon, 1990; 胡朝元, 1996 胡见义, 1997 宋建国等, 1997 赵文智等, 1997)。

尽管在油气成藏理论研究方面已取得了重大进展, 但由于成藏问题十分复杂, 几乎涉及到石油与天然气地质学的各个方面, 因而研究难度很大。许多油气生成、运移、聚集和保存中的重要理论问题尚未搞清, 尤其是油气二次运移机制问题仍是石油地质研究中最薄弱的环节。目前国内外关于油气成藏理论的研究, 大多还停留在定性描述和推理阶段。关于油气成藏的动力学机制、各种圈闭中油气聚集的机理、油气的散失量和聚集量关系等, 都还处于推测阶段。油气二次运移聚集模拟实验还不能模拟地下温压环境下的真实情况等。显然, 人们对于这些基础理论问题的认识程度, 直接影响着油气勘探的成效。因此, 开展油气成藏机制研究, 并建立定量的模式, 解决一些制约油气勘探的重大理论问题, 已成为石油地质工作者面临的迫切问题。

二、指导思想

始终贯彻从静态入手, 点面结合; 以动为主, 动静结合的指导思想。从盆地分析入手, 在源岩、油气性质和分布、油源对比、生储盖组合和油气成藏机理研究基础上划分含油气系统; 通过油气势场高势面分析将含油气系统进一步划分出亚含油气系统。根据亚含油气系统结构特点, 以吐哈盆地实际地质资料为依据, 综合应用地质、地球化学、地震、测井、分析化验等资料, 将亚含油气系统要素放在系统中统一考虑, 建立亚含油气系统结构模型, 选择能充分反映系统层次性、整体性、关联性、非简单加和性及环境适应性等特点的数学方法(层次分析法)来描述亚含油气系统, 找出亚含油气系统最底层元素相对亚含油气系统贡献的权值大小, 再依据最底层元素自身评价分值进行加权, 最终评价亚含油气系统好坏。

三、创新与特色

根据本书的指导思想, 采用地质、实验室研究和数值模拟相结合的研究方法, 阐述了吐哈盆地典型油气藏成藏期次、成藏条件和成藏机理, 在含油气系统和亚含油气系统划分和研究基础上, 建立了亚含油气系统层次分析定量评价模型, 并利用层次分析法对亚含油气系统进行了定量评价。

对典型油气藏的流体注入特征、成藏期和成藏过程进行了重点研究, 对油气藏的成藏机理有了比较系统的认识, 体现了动态和定量研究的思路。

依据系统论思想, 提出了亚含油气系统的概念, 使含油气系统研究细化成为可能, 有利于评价对象的具体化。

依据油气运聚机理, 提出根据高势面划分亚含油气系统的方法;

依据系统的性质, 首次建立了亚含油气系统结构模型, 体现了系统的整体性、层次性、关联性和非简单加和性。

将层次分析首次引入亚含油气系统评价, 使亚含油气系统的评价定量化成为现实。

第一章 区域地质概况

第一节 油气勘探概况

吐哈盆地是新疆三大含油气盆地之一，位于新疆的东部，呈东西向展布，南北分别与塔里木盆地、准噶尔盆地隔山相望。盆地四周环山，西起喀拉乌成山，东至梧桐窝子泉附近，北依博格达山、巴里坤山和哈尔里克山，南抵觉罗塔格山。盆地东西长 660km 南北宽 60~100km 总面积约 $5.35 \times 10^4 \text{km}^2$ 。盆地平均海拔 300~800m，著名的火焰山横贯盆地中西部，绵延近 200km 最高海拔 815m 相对高差 50~200m。亚洲最低的艾丁湖洼地位于火焰山南侧西部，在海平面以下 152m，与其相邻的是库穆塔格沙漠。

吐哈盆地油气勘探始于 50 年代末，当时发现了胜金口和七克台两个小油田，后期工作中断。1983 年重新勘探，陆续开展了地震勘探和综合研究工作。1989 年 1 月 5 日第一口科学探索井——台参 1 并于中侏罗统三间房组测试获工业油气流，揭开了吐哈盆地油气勘探的序幕。

“八五”期间开展了大量的油气勘探工作，随后发现了以煤成烃为主的 14 个侏罗系油气田（鄯善、丘陵、温吉桑、米登、丘东、巴喀、鄯勒、红台 2 号、恰勒坎、葡北、神泉、吐鲁番、红南、连木沁）和 4 个含油气构造（玉果 1 号、胜北 3 号、萨克桑、疙瘩台）取得了良好的勘探效益。

另外，1994 年在胜北 3 号构造发现了喀拉扎组气藏；1996 年在连木沁 2 号发现了白垩系油气藏，之后神泉构造上的神 102 井在鄯善群获得了高产油气流；1996 年 5 月玉东 1 井在三叠系克拉玛依组获工业油气流，发现了鲁克沁 $500 \times 10^4 \text{t}$ 的稠油富集带，开辟了前侏罗系油气勘探的新领域，这些都展示了吐哈盆地良好的油气勘探前景。

第二节 盆地区域构造背景、演化及构造特征

一、区域大地构造背景

吐哈盆地位于哈萨克斯坦板块的东南部，地处哈萨克斯坦板块、西伯利亚板块及塔里木板块结合的三角地带，属准噶尔—吐鲁番地块的一部分。

环抱盆地的喀拉乌成山、博格达山、哈尔里克山、觉罗塔格山的构造变迁和演化直接影响着吐哈盆地的形成和演化。

二、盆地演化及类型

吐哈盆地具有双层基底结构，其深层基底由前寒武系结晶地块组成，结晶基底之上为古生代褶皱基底。

吐哈盆地是一个具有多旋回的复合型含油气盆地。不同学者对盆地性质认识略有不同（赵文智，1994 葛肖虹等，1997）。刘和甫（1995）将吐哈盆地演化序列划分为五个阶段（图 1—1）。

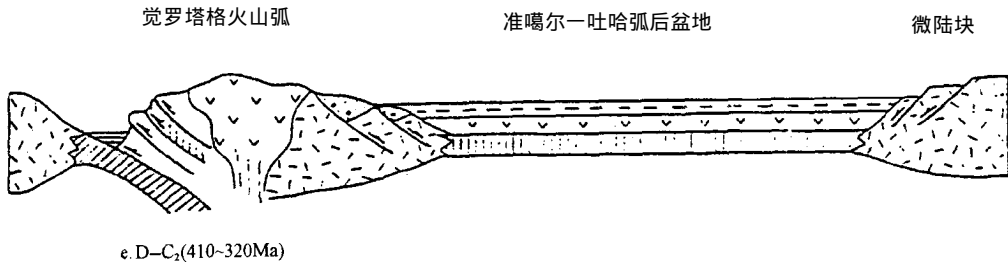
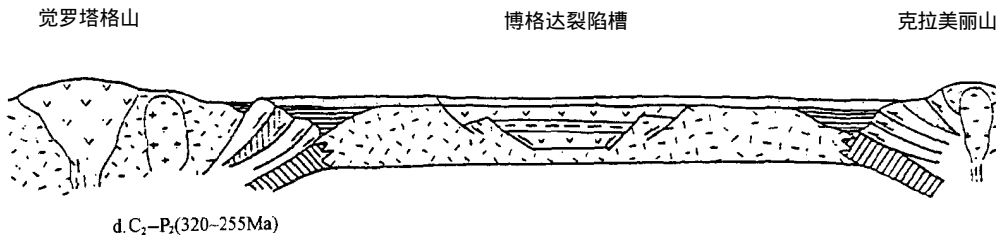
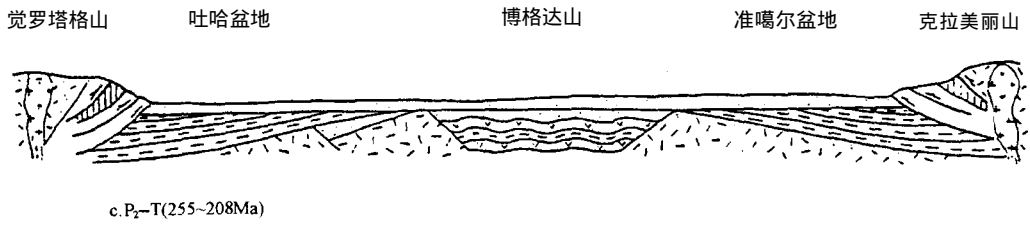
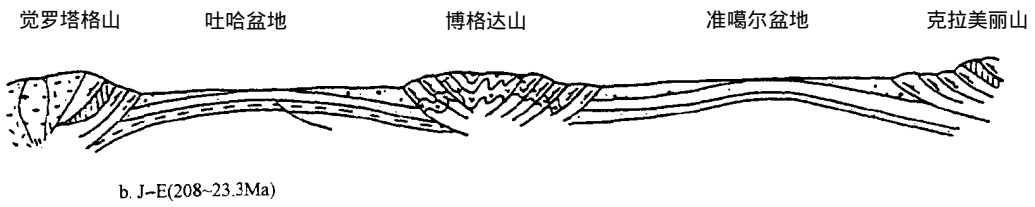
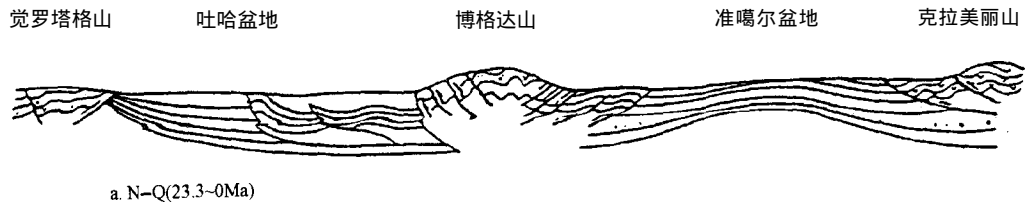


图 1—1 吐哈盆地演化示意图 (据刘和甫, 1995)

1. 泥盆纪至早石炭世——北天山准噶尔弧后洋盆形成阶段 (410~320Ma)

天山以北吐哈盆地与准噶尔盆地有着相似的经历,从晚古生代沉积及火山作用特征看,为统一的小洋盆。泥盆纪至早石炭世是准噶尔—吐哈盆地及其周缘的一次重要的地壳伸展期,开始形成张裂的火山复理石盆地,随后有蛇绿岩侵位,形成弧后小洋盆或边缘海。

2. 晚石炭世至晚二叠世早期——北天山洋俯冲碰撞——准噶尔—吐哈盆地残留洋盆及弧后塌陷盆地形成阶段 (320~255Ma)

晚石炭世开始,准噶尔—吐哈洋盆向南俯冲和碰撞,在北天山地区形成依连哈尔比尕山及大南湖一带的蛇绿岩混杂岩带,有些地区形成复理石残余盆地,随着碰撞作用进一步加强,北天山隆起,并在北侧准噶尔—吐哈南缘形成海相—海陆交互相前渊;晚石炭世以海相复理石沉积为主,至二叠纪逐渐过渡为潟湖相和海陆交互相。随着古天山造山阶段的发展,进一步发生走滑及伸展作用,最为明显的是吐哈盆地北缘博格达裂陷槽发育。博格达地区火山岩在晚石炭世最为发育,以水下喷发的中基性火山岩为主,早二叠世火山活动相对变弱,主要为深水浊积岩夹水下喷发玄武岩和火山碎屑岩。晚二叠世由裂陷槽渐变为坳陷沉降。在这一碰撞造山时期,准噶尔—吐哈盆地出现了俯冲—碰撞—走滑—伸展(塌陷)四个阶段的复杂过程。

3. 晚二叠世后期至三叠纪——弧前后陆盆地阶段 (255~208Ma)

随着古天山碰撞造山的进展,北天山进一步隆起,在准噶尔盆地南缘依连哈尔比尕山北侧及吐哈盆地南缘觉罗塔格山北侧发育冲积扇、扇三角洲沉积,形成前陆磨拉石盆地。

晚二叠世后期下仓房沟群底部泉子街组开始以粗粒冲积物为特征的冲积扇体发育,早三叠世时期,湖泊三角洲体系发育。

中晚三叠世小泉沟群沉积时期主要为温暖潮湿气候条件下的河流—湖沼相沉积,吐哈—准噶尔盆地水体统一,形成典型的内陆大型坳陷盆地,挠曲沉积中心在北天山北侧,因此,该期盆地南部沉积厚度大于北部。

4 侏罗纪至第三纪——再生前陆盆地形成阶段 (208~23.3Ma)

早—中侏罗世水西沟群沉积时期,由于受羌塘地块碰撞的影响,使准噶尔—吐哈盆地周缘山系逐渐隆升,湖盆萎缩,粗粒扇积物向盆地推进,原吐哈盆地中央断裂带(博格达裂陷槽南缘断裂)继承性再活动。该时期为吐哈盆地的重要成煤期。

中晚侏罗世时期,由于周缘山系进一步隆升,古气候条件也由潮湿型向干旱型转化,这时博格达裂陷槽已逐步反转隆升,使统一的陆内盆地分隔为准噶尔盆地、吐哈盆地和柴窝堡盆地,出现大量的冲积扇及砾质辫状河沉积,该期吐哈盆地沉积中心北移。

白垩纪至第三纪是盆地均衡沉积阶段。

5. 晚第三纪至第四纪——新天山山间盆地形成阶段 (23.3Ma 至现在)

新天山的隆升与一系列地块和古亚洲大陆南缘碰撞有关,而新天山的最终强烈上升则与印支板块的碰撞有关。天山的再活动使准噶尔及吐哈盆地形成与多期碰撞有关的山间前陆盆地。

三、构造特征

吐哈盆地性质、演化决定了盆内断裂、圈闭的发育、展布特征。

吐哈盆地基底断裂主要发育在南部地区,据航磁解释出的基底断裂有 50 余条 其中 13 条为基底大断裂,按其走向可分为北西西向、近东西向、北东东向三组。具有长期性和继承性特点,空间延伸远、切割深度大,并且基底断裂控制着盆地的沉积和构造发展。

盖层断裂比较发育，多分布于盆地北部，走向以北东东和北西西两组为主，基岩都为断面北倾的逆断层，近南北向的平移断层在台北凹陷较发育。断层具多期活动的特点，深层断距大，浅层断距小，部分断层在侏罗系及其以下的深层断而浅层不断，主要活动是燕山期、喜山期。

盆地演化过程中，记录了六次大的构造运动，即新源运动（ P_1/P_2 ）、克拉玛依运动（ T_1/T_2 ）、晚印支运动（ T/J ）、中燕山运动（ J/K ）、晚燕山运动（ K_2 末）和喀什运动（晚喜山运动， N 末）。在构造运动作用下，产生了近 40 个成排成带展布的二级构造带和 300 余个局部构造。总体上可分为两大构造层（前侏罗系和侏罗系以后地层），上、下构造层变形早期南强北弱，晚期北强南弱。下构造层样式为基底卷入型或受断裂控制的宽缓背斜、断块，多形成于印支期，燕山期进一步改造或加强。上构造层多为薄片构造，构造样式有背冲式背斜、正花状构造、高陡背斜和低幅度背斜等，构造多受控于沿煤系地层滑脱的断裂。纵向上以中侏罗统中局部构造发育最多，深层和浅层发育相对较少；平面上，局部构造在台北凹陷最发育，且多成排成带出现，受断裂控制明显，空间分布上呈带状、弧形、雁列状等有规律组成。台北凹陷局部构造形成时间由北向南、由东向西逐渐变新，显示出有规律迁移现象。

第三节 地层层序及沉积特征

吐哈盆地在前寒武系结晶基底上发育了一套以泥盆系为主的古生代褶皱基底，在褶皱基底之上沉积了厚达 9000m 的二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、第三系及第四系（图 1—2）。

泥盆系主要出现在吐哈盆地周缘哈尔里克山、巴里坤山及依连哈尔比尔山等地，是吐哈盆地褶皱基底的组成部分，以火山岩及火山碎屑岩为主。

石炭系主要构成盆地褶皱基底。大致以火焰山为界，南北基岩的时代及性质有一定的差异。盆地南部基岩与觉罗塔格山相同，主要由中、下石炭统组成，为中—浅变质的浅海相碎屑岩、酸性、中酸性火山岩及火山碎屑岩。盆地北部基岩与博格达山类似，主要由中、上石炭统组成，为以海相为主的碎屑岩及中性、中基性火山岩、火山碎屑岩。

下二叠统主要分布于盆地东部，以火山岩为主夹碎屑岩及碳酸盐岩；盆地西部分布局限，为海陆交互的碎屑岩、碳酸盐岩沉积。上二叠统断续出露于盆地西部和北部边缘及大南湖以西，为河湖相碎屑岩沉积。

下三叠统主要分布于盆地中部及东部，为一套下细上粗，以红色为主的河流相砂、泥岩夹砾岩沉积，最大厚度在 1000m 左右。中、上三叠统主要分布于盆地东、西部及北部，为一套形成于潮湿气候下的以湖相为主、河湖相共存的碎屑岩沉积。

侏罗系在盆地内十分发育，厚度大，主要为河湖相的碎屑岩和河沼、湖沼相煤系建造。下侏罗统是在气候湿润的环境下沉积的一套地层，包括八道湾组和三工河组两套地层。八道湾组为一套以河沼相为主的灰白色、浅灰色砂岩、砾状砂岩及灰黑色泥岩夹煤层，最大厚度 800m；三工河组为灰黑色、灰绿色砂质泥岩、泥岩及浅灰色砂岩，厚度在 70~180m。中侏罗统包括西山窑组、三间房组和七克台组。西山窑组底部为以砾岩为主的含煤层段；中段为浅灰色砂岩、灰黑色泥岩、碳质泥岩与煤层互层；上部为浅灰色砂岩及深灰色泥岩。总厚度在 600~800m，北部山前可达 1400m。三间房组下部为棕红色、紫红色泥岩；上部为浅灰色砂岩、粉砂岩与紫红色、灰绿色泥岩互层，总厚度 200~500m，北部山前达 1000m。七克台组气候温暖、潮湿，湖区范围再度扩大，以湖沼相灰绿色、深灰色泥岩夹碳质泥岩和薄煤层为主，底部为灰白色

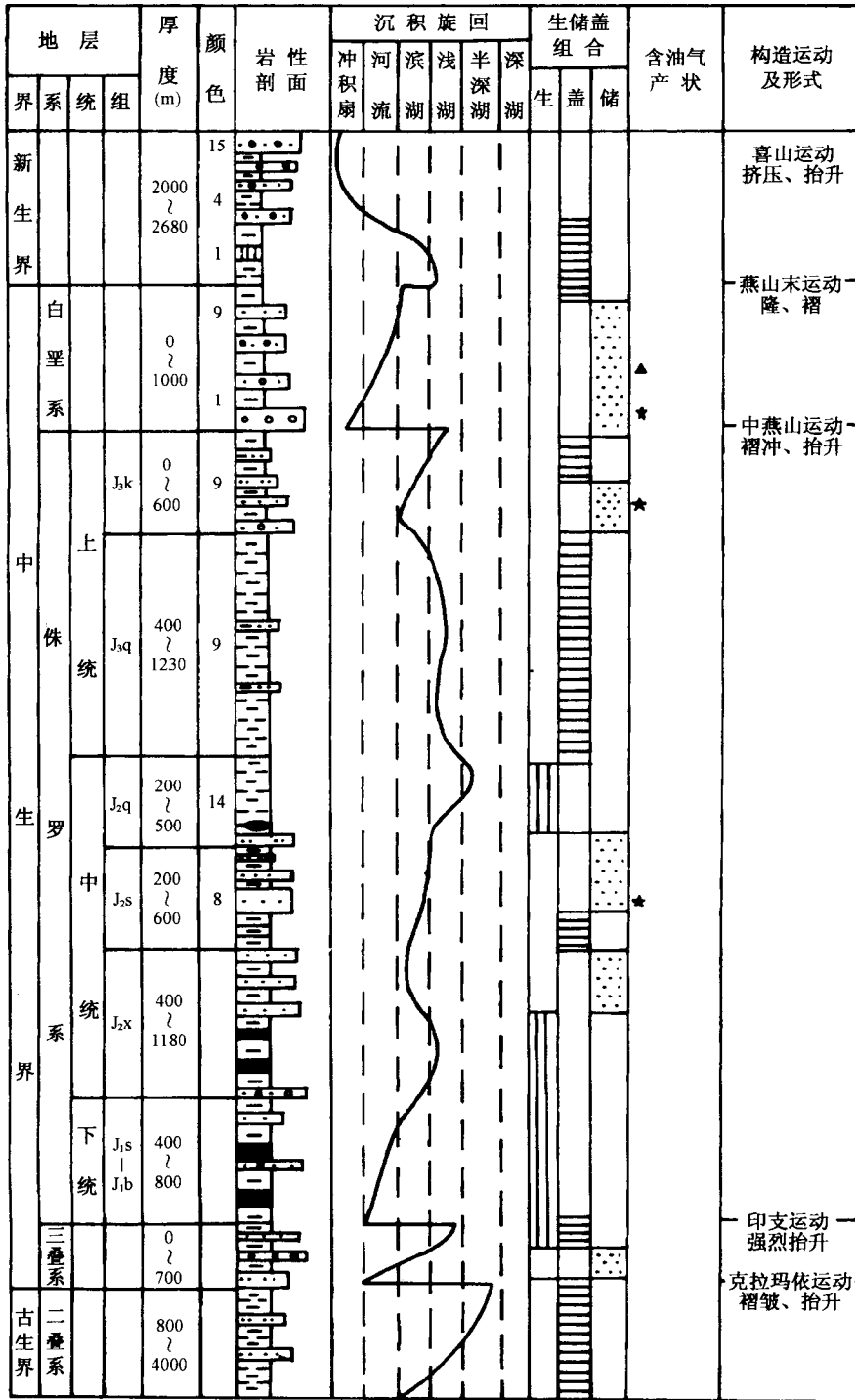


图 1—2 吐哈盆地地层柱状剖面图 (据中国海洋石油勘探开发研究院, 1995 略修改)

砂岩段 厚度 200~400m。齐古组为大套红色泥岩，厚度在 500~600m，最厚达 1200m。喀拉扎组以棕红色砂岩为主，厚 150~400m。

白垩系主要发育在盆地中、西部地区，以河流相红色碎屑岩为主，最大厚度 1600m。

第三系广布于盆地，为河流—冲积相的广覆式红色碎屑岩，厚度 2000~2500m。第四系为冲积相杂色砾岩及砂石层夹泥土层，厚度一般在 100~300m。

第二章 典型油气藏静态特征

油气藏目前的赋存状态是油气成藏过程的最后反映，解析油气藏的成藏机理、建立油气成藏的定量模式，油气藏静态特征的详细描述是重要的基础。因此，本章以葡北油田、鄯善油田和吐玉克油田为典型实例，详细描述油气藏的特征。

第一节 葡北油田油气藏特征

葡北油田位于吐鲁番坳陷西部葡北构造带上，位于台北凹陷胜北次凹中央向西斜坡过渡部位，西接桃尔沟、东临胜北次凹（图 2—1）。1993 年在葡北 1 号构造上钻探葡北 1 井，于三间房组 3467.5~3473.5m 井段获高产油气流，8mm 油嘴日产油 140m³，日产天然气 33617m³，发现了葡北 1 号油田。目前在葡北地区已钻探井七口，其中四口井在七克台组、三间房组及西山窑组获得了工业油气流，揭示了葡北地区良好的勘探前景。

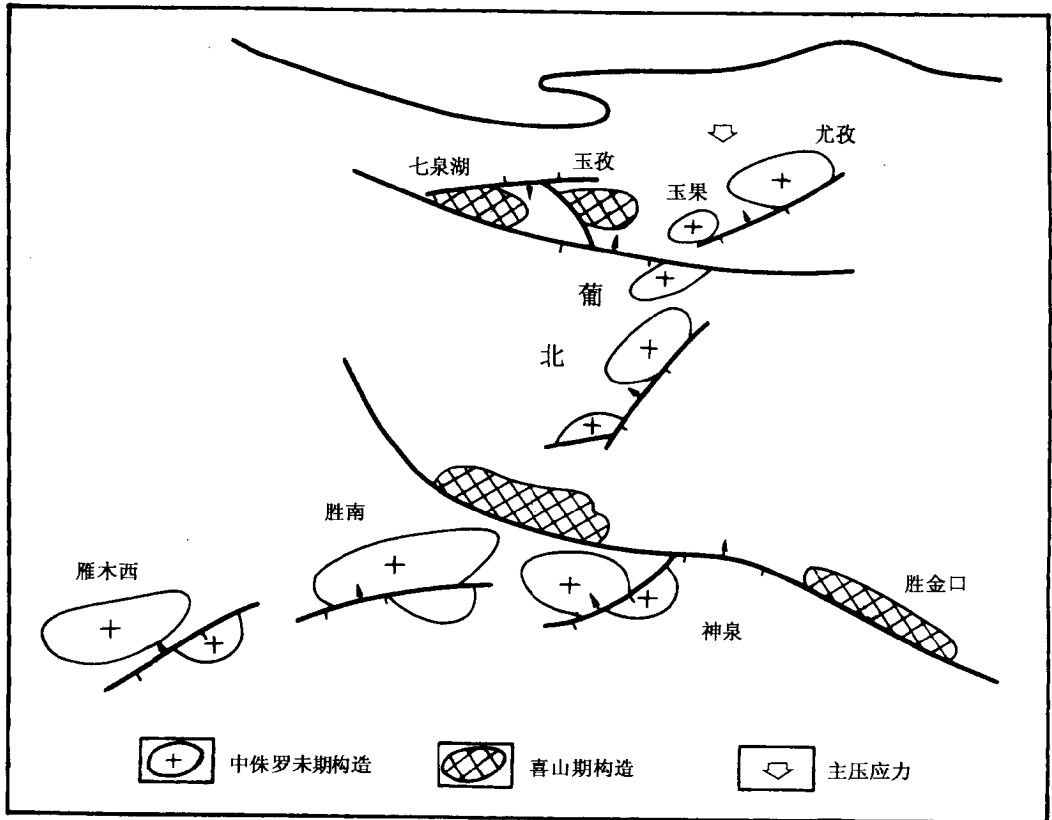


图 2—1 葡北地区构造位置图

一、构造特征

葡北 1 号构造是左旋压扭应力作用下形成的低幅度短轴背斜构造。在七克台砂层顶构造图上 构造呈北东走向 长轴 7.0km,短轴 3.0km 圈闭面积 6.9km² 闭合幅度 100m 三间房组构造形态与七克台组基本一致,而西山窑组顶面构造形态变为两个高点的背斜构造,其间以鞍部相连,构造倾角变陡,闭合幅度增大(表 2—1、图 2—2、图 2—3)。

表 2—1 葡北 1 号构造圈闭要素表

| 层位 | 圈闭面积 (km ²) | 高点埋深 (m) | 圈闭幅度 (m) | 闭合线海拔(m) | 断层(条) | 落实程度 | |
|------------------|-------------------------|----------|----------|----------|-------|------|----|
| J ₂ q | 6.9 | 3290 | 100 | -2900 | 4 | 落实 | |
| J ₂ s | 7.3 | 3390 | 100 | -3000 | 4 | 落实 | |
| J ₂ x | 101 高点 | 2.5 | 3640 | 200 | -3350 | 3 | 落实 |
| | 103 高点 | 0.8 | 3800 | 90 | -3350 | 1 | 落实 |

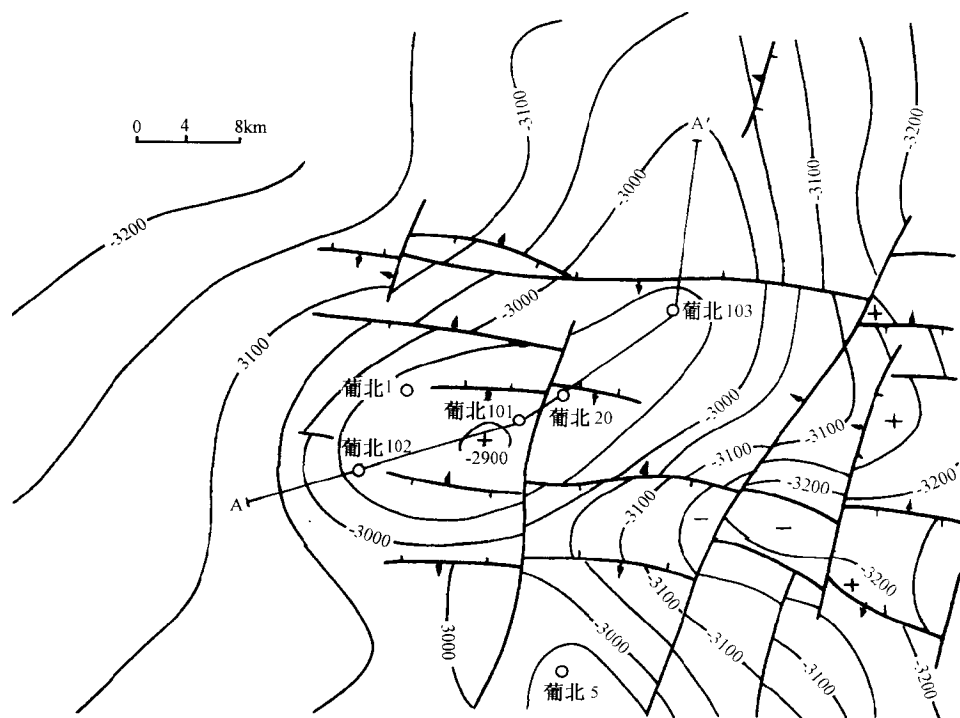


图 2—2 葡北油田三间房组顶部构造图(单位: m)

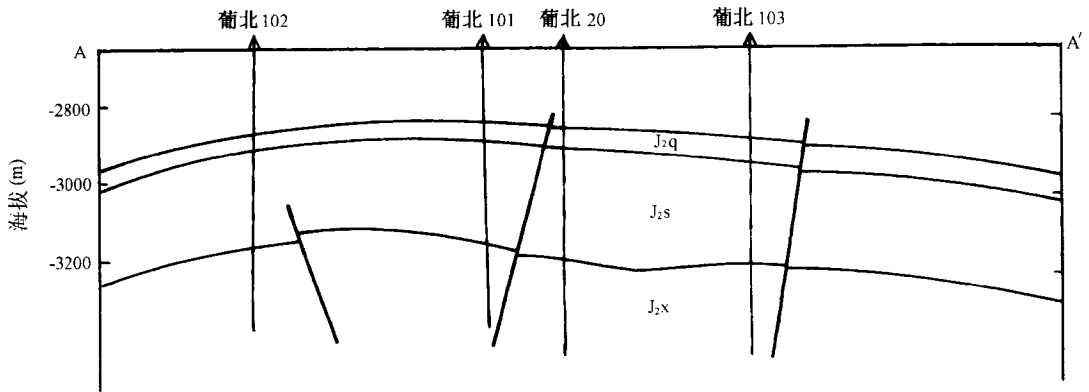


图 2—3 葡北油田构造剖面图

在构造范围内发育的断裂按其走向分为两组，一组分布在构造南北两翼，呈东西走向的‘Y’字型逆断层（称 I 号、II 号、III 号）发育时间较早，延伸距离 2.2~6.5km，在西山窑组最大断距可达 45m；另一组为南北走向的平移逆断层（IV 号），发育相对较晚，切割构造并错断东西走向断裂，垂向断距很小，最大也只有 15m，延伸距离相对较大，一般在 3.5km 以上。两组断裂都具有深层断距大、浅层断距小的特点（表 2—2）。

表 2—2 葡北油田主要断层（逆）要素表

| 断层名称 | 层位 | 倾向 | 走向 | 垂直断距(m) | 延伸长度(km) | 封堵性 | 可靠程度 |
|---------|------------------|----|----|---------|----------|-----|------|
| I 号断层 | J ₂ q | 南 | 东西 | 5~10 | 4.5 | 不封 | 可靠 |
| | J ₂ s | 南 | 东西 | 10~15 | 4.6 | 不封 | |
| | J ₂ x | 南 | 东西 | 10~25 | 6.5 | 封 | |
| II 号断层 | J ₂ q | 南 | 东西 | 10~15 | 2.2 | 不封 | 可靠 |
| | J ₂ s | 南 | 东西 | 15~25 | 2.2 | 不封 | |
| | J ₂ x | 南 | 东西 | 10~35 | 4.0 | 封 | |
| III 号断层 | J ₂ q | 南 | 东西 | 0~10 | 4.8 | 不封 | 可靠 |
| | J ₂ s | 南 | 东西 | 10~25 | 4.7 | 不封 | |
| | J ₂ x | 南 | 东西 | 10~45 | 6.5 | 封 | |
| IV 号断层 | J ₂ q | 西 | 南北 | 5~10 | 3.6 | 不封 | 可靠 |
| | J ₂ s | 西 | 南北 | 5~10 | 3.7 | 不封 | |
| | J ₂ x | 西 | 南北 | 10~15 | 4.5 | 不封 | |

断层封堵分析表明，三间房组断距较小且砂岩厚度大，断裂不具封堵性，对油气水分布不起控制作用；西山窑组断距较大，部分断层具封堵性，控制油水分布。

二、储层特征

1. 沉积相特征

区域地质背景分析表明，葡北地区位于台北凹陷的西斜坡，向东进入凹陷，向西则为布尔加凸起。侏罗系和白垩系厚度都具有西薄东厚的特点，反映了当时沉积背景均为由东向西逐渐抬升的古斜坡，这种占地貌背景下，葡北地区沉积一直主要受西部物源的影响。

(1) 西山窑组

西山窑组沉积早期，地势平坦，主要发育了河流沼泽相及滨湖沼泽相的含煤建造。在中晚期，受早燕山构造运动的影响，布尔加凸起逐渐抬升，向西抬升的西斜坡开始形成，在此背景下，本区逐渐发育西物源的三角洲，形成了一套砂泥岩建造，作为本区较好的储层。

(2) 三间房组

三间房组沉积时，由于布尔加凸起的持续抬升，物源增加，三角洲前缘水下分流河道及河口沙坝在葡北地区西部广泛沉积，而向东则进入浅湖相。从钻井资料分析来看，三间房组为一套进积—退积的沉积旋回。早中期，三角洲由西向东逐渐推进，发育了一套由前三角洲—河口坝—水下分流河道的反韵律沉积旋回。在晚期本区主要发育一套前三角洲相沉积。

(3) 七克台组

七克台组沉积早期，三角洲沉积再次推进到本区，但发育的程度和范围远不及三间房组沉积时期，主要为小型分支河道及河口坝，东部仍为浅湖相沉积。中后期大规模水进，形成了一套稳定的浅湖相沉积。

2. 砂体分布

七克台组底部砂层组的砂岩南部较厚，中部较薄，厚度变化范围为 8~36m 砂岩百分含量为 10%~80%。三间房组第一油层组砂岩厚度在葡北地区的西北部及北部较厚，东部较薄，其变化范围为 14~24m，砂岩百分含量在西部较高，向东部逐渐降低，其分布范围为 15%~50%。三间房组第二砂层组砂层在本区的中部较厚，向北、东及南部变薄，其厚度变化范围为 30~190m，砂岩百分含量由西向东逐渐降低，其变化范围为 10%~90%。西山窑组第一油组砂层在南部及西北部较厚，向东减薄，分布范围为 8~22m。

3. 储层物性特征

葡北地区储层十分发育，七克台组底部砂层、三间房组中下部砂层及西山窑组上部砂层是主力储层。从物性统计（表 2—3）可见，七克台组底部砂层组砂岩平均孔隙度为 14.4%，平均渗透率为 $10.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；三间房组砂岩平均孔隙度为 16.3%，平均渗透率为 $90.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；西山窑组砂岩平均孔隙度为 12.1%，平均渗透率为 $15.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中三间房组砂岩储集物性最好，以中孔—中低渗储层为主，七克台组储层属中孔—低渗储层，西山窑组储层属低孔—低渗储层。

表 2—3 葡北地区储层物性统计表

| 井号 | 层位 | 深度 (m) | 样品个数 | 储层物性 | | | 沉积相 | 备注 |
|----------|------------------|-----------|------|----------------|---|----------------------------------|----------|---|
| | | | | 孔隙度 (%) | 渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) | 密度 (g/cm^3) | | |
| 葡北 1 井 | J ₂ q | 3347~3348 | 8 | 12.2~19.5/15.7 | 0.14~1.23/0.57 | 2.13~2.29/2.24 | 辫状河三角洲前缘 | 七克台组平均孔隙度为 14.4%，渗透率为 $10.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；三间房组平均孔隙度为 16.3%，渗透率为 $90.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；西山窑组平均孔隙度为 12.1%，渗透率为 $15.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ |
| | J ₂ s | 3433~3438 | 40 | 7.48~19.5/16.8 | 0.16~186/71.1 | 2.12~2.39/2.2 | | |
| | | 3468~3475 | 50 | 15.5~21.0/18.2 | 1.8~268/81.4 | 2.1~2.26/2.17 | | |
| | | 3485~3492 | 25 | 4.6~19.6/17 | 0.13~179/38 | 2.1~2.64/2.26 | | |
| 葡北 101 井 | J ₂ s | 3414~3425 | 81 | 13.7~20.6/18.6 | 0.26~338/71.4 | 2.17~2.52/2.23 | | |
| | | 3438~3440 | 8 | 12.0~19.8/16.3 | 0.12~22/7.2 | 2.13~2.36/2.21 | | |
| | | 3453~3467 | 113 | 15.4~19.5/18.1 | 0.58~475/101 | 2.11~2.37/2.19 | | |
| | | 3471~3499 | 119 | 12.2~19.6/16.8 | 1.47~384/94.4 | 2.13~2.49/2.21 | | |
| | J ₂ x | 3687~3690 | 26 | 8.7~14.1/12.4 | 1.48~9.6/6.4 | 2.29~2.44/2.33 | | |
| 葡北 102 井 | J ₂ q | 3346~3351 | 25 | 6.84~18.9/13.1 | 0.33~60.6/22.4 | 2.13~2.52/2.28 | | |
| | J ₂ s | 3462~3470 | 38 | 11.3~19/17.3 | 21.7~358/142 | 2.1~2.41/2.27 | | |
| | | 3590~3506 | 31 | 5.16~17.6/8.9 | 0.26~126/33.7 | 2.22~2.55/2.37 | | |
| | | 3635~3636 | 7 | 9.15~15.2/14.2 | 3.51~90.7/30.2 | 2.24~2.42/2.28 | | |
| | J ₂ x | 3688~3692 | 21 | 9.1~15.8/14.6 | 3.83~104/33 | 2.22~2.41/2.27 | | |
| | | 3792~3800 | 38 | 8.15~14.9/13.4 | 0.37~46/23 | 2.24~2.48/2.3 | | |
| | | 3880~3882 | 7 | 7.69~11.8/9.65 | 0.26~1.6/0.50 | 2.35~2.46/2.38 | | |
| | | 3949~3950 | 6 | 4.44~9.8/7.02 | 0.15~0.66/0.38 | 2.41~2.57/2.49 | | |
| 葡北 5 井 | J ₂ q | 3275~3305 | 10 | 2.3~19.1/8.8 | 0.1~37/12.1 | | | |
| | J ₂ s | 3356~3358 | 15 | 1.0~20.3/11.6 | 0.1~48.7/18.0 | 2.11~2.53/2.2 | | |
| 葡北 2 井 | J ₂ q | 3514~3520 | 6 | 10~13/12 | 0.4~7.0/3.4 | 2.29~2.36/2.33 | | |
| | J ₂ s | 3746~3743 | 72 | 9.8~14/12.5 | 2.0~9.0/7.1 | 2.23~2.57/2.28 | | |
| | J ₂ x | 3900~4013 | 3 | 9.5~11.5/10.5 | 1.0~3.0/1.6 | 2.1~2.52/2.11 | | |

三、储盖组合条件

该区中侏罗统自上而下主要有四套储盖组合，第一套储盖组合以七克台组下部砂岩为储层(约 50m)，以齐古组及七克台组上部泥岩为区域性盖层(厚度大约 450m) 第二套储盖组合以三间房组第一砂组为储层，以三间房组顶部泥岩为局部盖层(25~40m)(图 2—4) 第三套储盖组合以三间房组第二砂层组为储层，以其上部泥岩为局部盖层；第四套储盖组合以西山窑组上油组砂岩为储层，其上部泥岩为局部盖层，厚 30~45m 图 2—5)。

四、油藏特征

1. 油藏类型及其产能

由于受多层局部盖层的控制，葡北油田纵向上存在多套油水系统，可划分为 5 个油水系统 相应有 5 个油藏，即七克台油藏、三间房油藏、西山窑 I、II、III 油藏。

(1) 七克台油藏

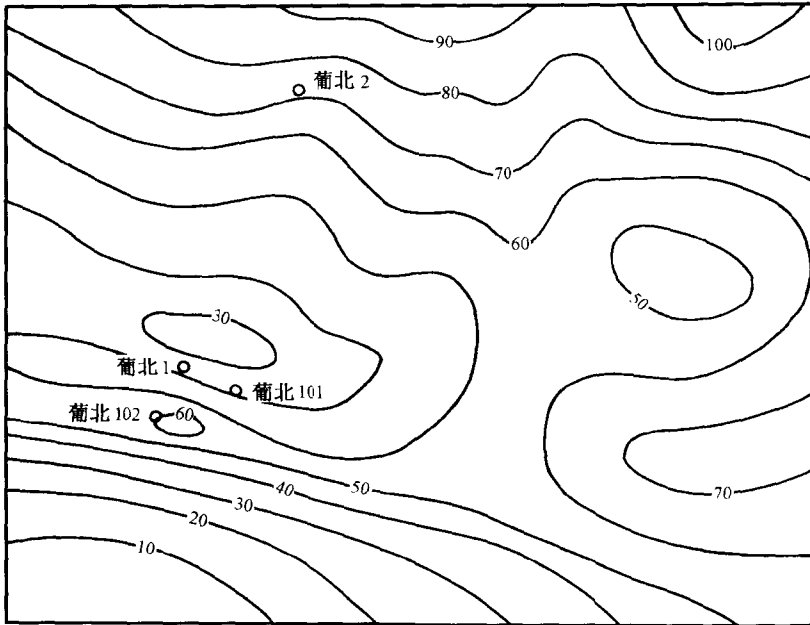


图 2—4 葡北地区三间房组第一油层组顶部盖层分布图 (单位: m)

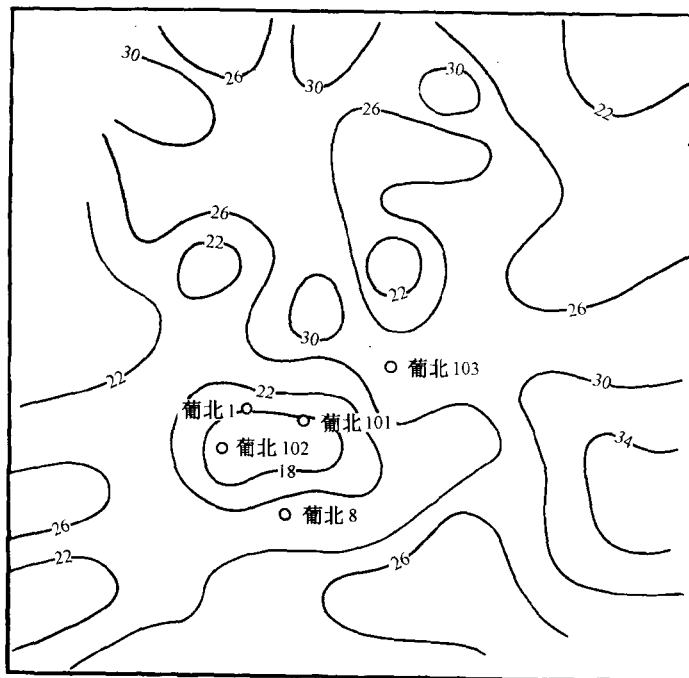


图 2—5 葡北地区西山窑组油层顶部盖层分布图 (单位: m)

七克台组油层虽薄，但 4 口井均有油层，分布比较稳定。油藏盖层为七克台组及齐古组厚层泥岩，油藏类型为背斜型边水层状油藏。根据葡北 102 井试油油水同层确定，其油水界面为 -2879m 油藏油柱高度为 66m 油藏埋深 3310~3420m(表 2—4)。

表 2—4 葡北油田油气藏特征参数

| 油藏名称 | 含油面积 (km ²) | 油柱高度 (m) | 油藏埋深 (m) | 油水界面 (m) | 油藏类型 |
|-------------|-------------------------|----------|-----------|----------|---------|
| 七克台油藏 | 4.5 | 66 | 3310~3420 | -2879 | 边水层状背斜型 |
| 三间房油藏 | 5.8 | 90 | 3400~3523 | -2984 | 底水块状背斜型 |
| 西山窑油藏(I、II) | 1.9 | 150 | | -3298 | 边水层状背斜型 |

七克台油藏虽然有边水，但储层薄，天然水驱动能量不会很大，可能在一定程度上以弹性溶解气驱为主，其日产量在 10.3~35.5t 之间，平均日产量 15.13t。

(2)三间房油藏

三间房组储层十分发育，油层分布于三间房组上段和中段的上部，储层物性好，油水分离清楚，油水界面为 -2984m，油藏盖层为三间房组顶部 25~40m 的泥岩段，油藏类型为背斜型底水块状油藏，油柱高度为 90m 油藏埋深为 3400~3523m(表 2—4)。

该油藏底水体积为油藏体积的 3.5 倍，水层及油层物性好，属于天然水驱动和溶解气驱动共同控制的油藏，其单井日产在 100~150t 之间，为高产油层。

(3)西山窑 I、II、III 油藏

西山窑组 3 个油藏只分布于构造的主块，仅葡北 101 和葡北 20 井有油层 葡北 102 和葡 103 井均无油层。西山窑 I 油藏只有一个油层，上、下均有较厚的泥岩分隔，油藏类型为背斜型边水层状油藏 油水界面不清 油柱高度据上、下油藏推测应在 100m 以上。西山窑 II 油藏的油藏类型与 I 油藏相同 油水界面为 -3298m 油柱高度约 150m。第 III 油藏的类型为岩性构造控制的边水层状油藏，油水界面为 -3326m 该油藏只有一个油层 经试油为低产油层(表 2—4)。

西山窑组物性较差，虽有边水，但由于受南北两翼断层的影响，天然气驱动能量不大，因此属于有一定程度边水驱动的弹性溶解气驱油藏。

2. 流体性质

(1)地层原油性质

油藏流体性质具有两高两低的特点：①油藏流体的原始溶解气油比很高，七克台油藏为 548m³/t，三间房油藏平均为 546m³/t；②油藏原油原始体积系数很高，七克台油藏为 2.349，三间房油藏平均为 2.292；地层原油粘度小，七克台油藏为 0.584mPa·s，三间房油藏平均 0.616mPa·s；④地层原油密度低，七克台油藏为 0.545g/cm³，三间房油藏平均为 0.549g/cm³(表 2—5)。

表 2—5 葡北油田 pVT 分析数据表

| 层位 | 井号 | 饱和压力 (MPa) | 压缩系数 (10 ⁻³ /MPa) | 体积系数 | 气油比 (m ³ /t) | 气体平均溶解系数 (m ³ /m ³ ·MPa) | 收缩率 (%) | 地层原油密度 (g/cm ³) | 脱气原油密度 (g/cm ³) | 地层原油粘度 (mPa·s) |
|-----------------|--------|------------|------------------------------|-------|-------------------------|--|---------|-----------------------------|-----------------------------|----------------|
| J _{2q} | 葡北 101 | 33.10 | 2.858 | 2.742 | 744 | 17.6 | 63.52 | 0.5134 | 0.8067 | 0.306 |
| | | 30.59 | 3.779 | 2.349 | 548 | 14.6 | 57.43 | 0.5452 | 0.8067 | 0.584 |
| | | 30.59 | 3.772 | 2.317 | 548 | 14.4 | 56.83 | 0.5452 | 0.8033 | 0.542 |
| J _{2s} | 葡北 1 | 29.44 | 4.154 | 2.210 | 548 | 14.9 | 54.8 | 0.5619 | 0.8005 | 0.765 |
| | 葡北 103 | 31.15 | 3.652 | 2.373 | 544 | 14.1 | 57.9 | 0.5364 | 0.8090 | 0.466 |

西山窑 I、II、III 油藏未取得 pVT 样, 但变化趋势是重烃组分增加, 原油溶解气油比与体积系数减小, 地层原油粘度和密度增大。

(2) 原油相态特征与油藏流体类型

据 pVT 分析数据, 应用状态方程拟合出 $p-T$ 相图, 结果表明, 临界点温度为 $252.85 \sim 295.75^\circ\text{C}$ 最大凝结温度为 $297.85 \sim 364.85^\circ\text{C}$ 地层温度为 $88.0 \sim 89.3^\circ\text{C}$ 相态特征流体泡点压力低于油层原始压力 (地饱压差 $7.90 \sim 9.85\text{MPa}$), 说明油藏流体在原始地层压力、温度条件下处于单相液态, 即为不饱和状态。

葡北油田七克台油藏、三间房油藏原油属挥发性原油, 西山窑组油藏与台北凹陷内其它油藏相类似, 为轻质原油。

(3) 地面原油性质

根据 15 个地面原油样品的分析结果, 表明葡北油藏地面原油具有“六低一高”的特点, 即低密度 ($0.7963 \sim 0.8318\text{g}/\text{cm}^3$)、低粘度 (50 时 $0.69 \sim 2.22\text{mPa}\cdot\text{s}$)、低凝固点 ($-5 \sim 22^\circ\text{C}$)、低含蜡量 ($1.83\% \sim 24.4\%$)、低非烃含量 ($4.3\% \sim 8.8\%$)、低沥青质含量 ($2.8\% \sim 26.65\%$) 和高汽油含量 ($36.0\% \sim 47.5\%$)。纵向上原油密度、粘度、凝固点、含蜡量自上而下变高 (表 2—6)。

表 2—6 葡北油田地面原油分析数据表

| 井号 | 样品深度 (m) | 层位 | 含水 (%) | 含盐 (mg/l) | 密度 (g/cm^3) | 凝固点 ($^\circ\text{C}$) | 含蜡 (%) | 含汽油 | | 50 $^\circ\text{C}$ 粘度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$) | 烷烃 (%) | 芳烃 (%) | 胶质及沥青质 (%) | 非烃 (%) |
|--------|---------------|-----------------|--------------|-----------|-------------------------------|--------------------------|--------|--------------------------|-------------------------------|--|--------|--------|------------|--------|
| | | | | | | | | 初馏点 ($^\circ\text{C}$) | 205 $^\circ\text{C}$ 馏出体积 (%) | | | | | |
| 葡北 1 | 3467.5~3473.5 | J _{2s} | ≤ 0.003 | 132 | 0.7999 | -5 | 7.31 | 43 | 44 | 1.47 | 30.42 | 23.35 | 10.55 | 1.38 |
| | | | ≤ 0.003 | 84 | 0.8058 | 4 | 1.83 | 45 | 36 | 1.64 | 39.06 | 14.27 | 7.19 | 12.05 |
| | | | ≤ 0.003 | 215 | 0.7989 | 2 | 4.80 | 40 | 42 | 1.37 | 28.00 | 22.26 | 14.57 | 10.43 |
| | 3420.0~3457.9 | J _{2s} | 0.03 | 132 | 0.7835 | -1 | 4032 | 37 | 46 | 0.69 | 28.90 | 14.31 | 9.22 | 17.02 |
| | | | 0.03 | 115 | 0.8068 | 7 | 5.43 | 56 | 44 | 1.59 | 29.23 | 14.33 | 9.17 | 17.19 |
| | | | 0.03 | 113 | 0.8069 | 7 | 5.45 | 57 | 46 | 1.59 | 29.66 | 14.61 | 9.74 | 16.91 |
| 葡北 101 | 3369.6~3378 | J _{2q} | 微量 | 0 | 0.7747 | 8 | 9.5 | 34.9 | | 1.57 | 64.2 | 15.1 | 0.9 | 6.8 |
| | | | 1.6 | 5.80 | 0.7963 | 11 | 11.7 | 47.6 | 47.5 | 1.34 | 54.40 | 19.40 | 4.90 | 8.8 |
| | 3451.0~3457.9 | J _{2s} | 0 | 5.80 | 0.8318 | 22 | 24.4 | 83 | 17.5 | 4.99 | 62.60 | 15.40 | 6.60 | 7.0 |
| | | | 0 | 4.70 | 0.8314 | 22 | 22.1 | 84 | 17.8 | 5.02 | 52.70 | 16.70 | 8.00 | 4.3 |
| 葡北 102 | 3330.0~3347.4 | J _{2q} | 微量 | 0 | 0.7742 | 8 | 9.40 | 33.9 | 30.8 | 1.55 | 63.10 | 16.50 | 1.20 | 6.8 |
| | | | 微量 | 0 | 0.7747 | 8 | 9.50 | 34.9 | 30.3 | 1.57 | 64.20 | 15.10 | 0.9 | 6.8 |
| | 3345.6~3351.2 | J _{2q} | 35.74 | 93.2 | 0.8164 | 12 | 8.16 | 73.6 | 41.2 | 2.22 | 65.77 | 18.26 | 0.41 | 6.43 |
| | | | 微量 | 2353.3 | 0.8086 | 5 | 9.50 | 61.5 | 45.2 | 1.57 | 59.9 | 21.50 | 3.40 | 4.6 |
| 葡北 103 | 3510.5~3521.0 | J _{2s} | 0 | 0 | 0.8086 | 5 | 10.3 | 51.0 | 40.5 | 2.21 | 60.2 | 17.8 | 5.8 | 2.6 |
| | | | 0 | 0 | 0.8081 | 5 | 10.2 | 49 | 39.5 | 2.18 | 59.4 | 18.9 | 5.7 | 2.8 |