

鄂尔多斯盆地大牛地气田 致密砂岩气藏开发模式

陈召佑 王志章 刘忠群 高青松 等著



石油工业出版社

鄂尔多斯盆地大牛地气田 致密砂岩气藏开发模式

陈召佑 王志章 刘忠群 高青松 等著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书以鄂尔多斯盆地大牛地气田为例,以层序地层学、沉积学、天然气地质学、盆地分析等学科理论为指导,系统阐述了大型致密—低渗透隐蔽性气田的开发模式。在进行致密砂岩气藏渗流机理研究的基础上,制定出立体开发的对策,形成了气藏精细描述、优化布井、产能评价、开发指标优化、提高储量动用程度等方案,以及致密砂岩气藏开发先导实验阶段开发模式、规模化开发阶段开发模式。

本书适合于从事天然气开发的专业技术人员使用,也可供大专院校师生、科研院所同行参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

鄂尔多斯盆地大牛地气田致密砂岩气藏开发模式/陈召佑等著.
北京:石油工业出版社,2013.9
ISBN 978-7-5021-9689-9

- I. 鄂…
- II. 陈…
- III. 鄂尔多斯盆地-致密砂岩-砂岩油气藏-气田开发
- IV. TE37

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2013) 第 165366 号

出版发行:石油工业出版社
(北京安定门外安华里2区1号 100011)
网 址:www.petropub.com.cn
编辑部:(010) 64523524
发行部:(010) 64523620

经 销:全国新华书店
印 刷:保定彩虹印刷有限公司

2013年9月第1版 2013年9月第1次印刷
787×1092毫米 开本:1/16 印张:15
字数:380千字

定价:60.00元
(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)
版权所有,翻印必究

前 言

大牛地气田是典型的致密砂岩气田，经历了开发准备阶段、开发先导试验阶段和规模化开发阶段，目前已建成产能 $30 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

在油田开发过程中，由于致密砂岩气藏的非均质性极强，使得气藏中优质储层及高产区块的成因、分布规律、渗流机理不清，导致难以建立真正适应于气藏开发的地质模型，以及储量评价标准和单井控制储量计算方法有待改进和完善。因此，急需开展适应致密砂岩气田产能的评价方法、气田开发方式和开发技术方面的研究。

为了解决大牛地气田开发的问题，中国石化集团在“十一五”期间，承担了国家重大专项《大牛地致密低渗气田勘探开发示范工程》(2008ZX05045)，组织了《鄂北塔巴庙低压致密气藏开发关键技术研究》重大攻关项目，参加项目研究的有中石化华北分公司勘探开发研究院、中石化勘探开发研究院、中国石油大学(北京)、西南石油大学等几十人。经过几年的研究，取得如下创新性成果：

(1) 建立了一套适合于致密砂岩气藏开发的气藏精细地质模型；探讨了高产控制因素和高产富集规律；总结出致密砂岩气田地质综合评价方法和标准。

(2) 在实验室中，通过多次实测反复逐级加压、降压过程中岩心样品的渗透率变化，结合大牛地气田气层埋藏深度和地层压力，根据力学平衡原理，进行了应力敏感性分析，建立了应力敏感条件下的试井解释模型，绘制了试井解释典型曲线图版，并利用实际试井曲线与标准图版的对比验证储层应力敏感性特征，达到了从实验和理论两方面研究储层非线性渗流影响的目的。研究中，还利用离心法毛管压力曲线测试技术、核磁共振法束缚水测试技术、动态法束缚水饱和度确定技术研究可动水，揭示了气井少量产水的机理。

(3) 在气田开发准备阶段，首先以有限的测井资料及三维地震资料、探井及评价井生产测试资料为基础，进行储层测井评价、地震储层预测及高产气区预测，并对储量进行了分类评价，优选出开发实验区，制订了先导性实验方案。最后系统总结出开发准备阶段的开发模式。

(4) 开发先导性实验阶段，在进行产能评价、开展气井试采特征研究的基础上，进行了工程工艺试验和选择，确定了致密砂岩气藏产能评价方法、总结出气井动态特征及产出规律、落实了产能和评价储量，制定了科学合理的开发技术政策、优选工程工艺，总结出开发先导实验阶段开发模式的研究范畴、内容、技术方法及路线。

(5) 规模化开发阶段，利用精细三维地质模型和气藏工程研究成果，分井区设计了不同井距、不同产量(采气速度)的初步方案。对各种初步设计方案及其组合方案进行数值模拟，选择最优的开发方案，制订了钻(完)井工程方案、采气工程方案，总结出开发模式。

本书是在上述这些研究成果的基础上，由作者(主要研究者)进行分类、系统化整理而成。

全书共分七章，第一章详细阐述了致密砂岩气田开发国内外研究现状及趋势，从大牛地气田现状、趋势、存在的问题及研究目标入手，阐明了致密砂岩气田开发模式主要研究内

容、研究思路、研究成果。第二章主要从气藏格架、储层、流体性质、气藏类型、特征及温压系统等方面对致密砂岩气藏特征进行了描述。第三章对致密砂岩气田渗流机理研究,包括致密砂岩应力敏感性、非线性渗流特征、可动水研究等。第四章阐述了储层测井评价、三维储层预测、储量分类评价及开发实验选区、先导开发实验方案的制订等。第五章对气井试井、采气动态分析、产能评价、开发技术政策研究、工程工艺试验和选择等开发先导性实验阶段开发模式进行了阐述。第六章介绍了致密砂岩气藏三维模型、气藏数值模拟及方案优选、钻(完)井工程方案、采气工程方案等。

在本书即将付梓之际,对参与项目攻关的所有人员和单位,以及在本书编写过程中提供帮助的人员和单位,表示诚挚的谢意。没有他们的辛苦的工作,就没有本书的面世。

限于作者水平,书中不妥之处难免,敬请读者提出宝贵意见。

目 录

第一章 研究概述	(1)
第一节 国内外发展现状及趋势	(1)
一、国外发展现状和趋势	(1)
二、国内发展现状和趋势	(2)
第二节 大牛地气田现状及其存在的问题	(3)
一、大牛地气田现状	(3)
二、存在的问题	(3)
第三节 主要研究内容	(3)
一、大牛地致密砂岩气藏描述	(3)
二、致密砂岩气藏渗流机理研究	(3)
三、不同阶段气田开发模式研究	(3)
第四节 研究思路与流程	(4)
一、研究思路	(4)
二、研究流程	(4)
第五节 取得的成果	(5)
第二章 致密砂岩气藏特征描述	(6)
第一节 区域地质	(6)
第二节 地层特征	(7)
一、目的层简况	(7)
二、地层划分对比	(7)
第三节 构造特征	(10)
第四节 沉积特征	(11)
一、区域沉积特征	(11)
二、岩石相划分与组合	(11)
三、测井相分析	(14)
四、沉积相与储层沉积微相	(17)
五、有利储集岩相	(30)
六、沉积相模式及演化特征	(33)
第五节 储层特征描述	(35)
一、岩石学特征	(35)
二、物性特征	(36)

三、微观孔隙结构	(37)
四、成岩作用	(38)
五、储层非均质性	(40)
第六节 低压致密气藏储层评价	(41)
一、以相控理论为指导的储层综合评价技术	(41)
二、以属性分析和反演为主的三维地震储层预测核心技术	(44)
第七节 气藏类型	(47)
一、流体性质	(47)
二、温度、压力系统	(50)
三、气藏类型	(51)
第三章 致密砂岩气田渗流机理	(53)
第一节 应力敏感性	(53)
第二节 非线性渗流特征	(56)
第三节 可动水	(57)
一、凝析水含量测定	(58)
二、离心法毛管压力曲线测试	(59)
三、核磁共振法测试束缚水饱和度	(60)
四、动态法确定束缚水饱和度	(61)
五、大牛地气田气井产水原因分析	(63)
第四节 大牛地气田渗流机理的认识	(63)
第四章 致密砂岩气田开发模式基础	(65)
第一节 储层测井评价	(65)
一、四性关系	(65)
二、储层分类	(67)
第二节 三维地震储层预测	(69)
一、三维储层预测的难点	(69)
二、三维储层预测方法和技术	(72)
三、预测成果及效果分析	(80)
第三节 高产区预测	(86)
一、产能的地质控制因素	(86)
二、高产区预测	(91)
第四节 储量分类评价及开发试验选区	(95)
一、试验层位	(95)
二、储量分类批标	(95)
三、山1段储量分类及试验选区	(96)
四、山2段储量分类及试验选区	(97)

五、盒 3 段储量分类及试验选区	(98)
六、多层合采试验选区	(99)
第五节 先导性试验方案	(99)
一、试验部署	(99)
二、动态监测及资料录取	(102)
三、试采技术管理及要求	(105)
第五章 致密砂岩气田开发先导性试验阶段开发模式	(106)
第一节 气井试井	(106)
一、试气概况	(106)
二、不稳定试井分析	(107)
第二节 采气动态分析	(108)
一、采气概况	(108)
二、采气特征	(109)
三、单井动态控制储量和泄气半径	(115)
四、试采特征认识	(118)
第三节 产能评价	(118)
一、产能试井分析	(118)
二、大牛地气田“一点法”经验产能公式的建立	(121)
三、产能评价	(122)
第四节 开发技术政策	(124)
一、开发原则和开发方式的确定	(124)
二、合理井距和井网部署	(125)
三、气井合理工作制度	(128)
四、采气速度	(130)
五、废弃压力	(130)
六、气藏采收率	(133)
第五节 工程工艺试验和选择	(134)
一、储层敏感性分析	(134)
二、储层伤害机理	(137)
三、储层保护	(141)
四、钻完井液体系优化	(154)
五、保护低压致密气藏射孔完井技术	(159)
第六章 致密砂岩气田规模化开发阶段开发模式	(162)
第一节 三维地质模型的建立	(162)
一、建模方法	(162)
二、建模单元划分	(162)

三、地质模型建立	(163)
四、模型可靠性分析	(163)
五、气田开发区块储量复核	(167)
第二节 气藏数值模拟及方案优选	(171)
一、相态拟合	(171)
二、单井数值模拟研究	(172)
三、气田数值模拟及方案优选	(175)
第三节 钻完井工程方案	(182)
一、影响钻完井工程地质因素	(182)
二、井身结构选择、套管设计及井身质量要求	(183)
三、钻机选择及配套工具	(185)
四、钻具组合设计、钻头选型及钻井参数优化	(186)
五、钻井完井液方案	(186)
六、井口装置及井控技术	(190)
七、固井工程方案	(193)
八、开发井测井方案	(196)
九、单井施工进度计划	(198)
十、健康、安全与环境管理要点	(199)
第四节 采气工程方案	(200)
一、采气方案设计依据及原则	(200)
二、射孔工艺	(200)
三、压裂改造方案	(202)
四、采气工艺	(211)
五、CO ₂ 防腐技术	(221)
六、动态监测方案	(223)
第七章 结论及认识	(225)
参考文献	(228)

第一章 研究概述

大牛地气田是典型的致密砂岩气田,经历了开发准备阶段、开发先导性试验阶段和规模化开发阶段,目前已建成产能近 $40 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。近年来,在国家科技部、发改委、中国石化集团,以及石油院校的支持下,在大牛地致密砂岩气田的开发模式,陆续开展了地质、地震、测井、测试、气藏工程、钻井工程、采气工程等方面的基础研究,为形成我国致密砂岩气田的典型开发模式打下了良好基础。本书是在这些大量研究的基础上完成的。

我国天然气资源比较丰富,但勘探、开发水平远落后于世界,世界平均探明率为 58.2%,我国探明率为 12%;世界平均采出程度为 17%,我国仅 2.68%。同时,我国已探明储量中,近 60% 为致密砂岩储层储量。在探明未动用储量中,致密砂岩储量占三分之二。由此可见,致密砂岩气田的资源动用程度低,开发潜力巨大。

大牛地气田是我国近年来新发现的大型低渗透气田,具有典型的“一大、一多、一强、四低”的特点。即:储量规模大、气层层数多、储层非均质性强和压力低、渗透率低、丰度低、产量低。

由于上述特点,低渗砂岩气田的开发难度较大。主要表现在:

- (1) 气层主要为河道砂岩,砂体的展布、叠置、隔夹层分布规律不清,储层物性和孔喉结构复杂、单井产量低、高产区块的分布规律不清,导致布井原则、井网井距确定困难;
- (2) 气层层数多、压力较低,且储层非均质性极强,导致开发层系划分困难;
- (3) 致密砂岩气藏渗流机理复杂,气藏的启动压力、储层应力敏感性是否存在,尚不完全清楚,导致气藏开发原则、开发方式和开发指标确定困难。

本书针对上述致密砂岩气藏开发的特点,总结了适合于致密砂岩气藏的开发模式。通过指导国内同类气田开发,使我国丰富的致密砂岩天然气资源得到开发利用,从而缓解天然气供需紧张矛盾,改善了我国能源结构,促进了国民经济发展。

第一节 国内外发展现状及趋势

一、国外发展现状和趋势

对致密砂岩气田的开发,国外始于 20 世纪 60 年代,主要为北美地区的美国和加拿大等。其中,美国是对致密砂岩气藏开发最早的国家。据美国国家石油委员会(NPC)统计,1997 年美国致密砂岩天然气产量达 $1330 \times 10^8 \text{m}^3$,占天然气总产量的 25%。

关于致密砂岩气藏的划分,一般是根据储层的渗透率进行划分。渗透率大于 1.0mD 的称为常规气藏、渗透率 0.1 ~ 1mD 的称为近致密砂岩气藏(特低渗)、渗透率为 0.1 ~ 0.005mD 的称为致密砂岩气藏、渗透率为 0.001 ~ 0.0001mD 的称为超致密砂岩气藏(据赵澄林,2000)。

James T. McCoy (1997) 曾利用渗孔比参数,结合吼道半径将加拿大阿尔伯塔省的 Bluesley 低渗砂岩气藏划分为三类。

I类： $K/\phi > 0.8$ ， $R_{25} > 2.3\mu\text{m}$ 。

II类： $0.065 < K/\phi \leq 0.8$ ， $0.77\mu\text{m} < R_{25} \leq 2.3\mu\text{m}$ 。

III类： $K/\phi < 0.065$ ； $R_{25} < 0.77\mu\text{m}$ 。

总体来看，国外致密砂岩气藏主要有以下基本特点：

(1) 气藏多属于隐蔽岩性圈闭气藏；在圈闭形成机制，除了与由于沉积作用形成的岩性变化有关以外，多与深埋藏过程中深成岩作用有关（又称成岩圈闭）。

(2) 含气井段长。钻井显示低渗砂岩气藏一般较长的含气井段（几十到上千米）。

(3) 高异常地层压力。北美地区的低渗砂岩气藏的压力系数一般大于1.4。如美国绿河盆地为1.57，棉花谷盆地为1.47。高压异常导致储层的含气性变好，裂缝发育，有利于高产。

(4) 致密砂岩储层主要表现为：

①岩性细、矿物成分复杂、填隙物含量高；

②孔隙类型主要以溶蚀孔隙和微孔隙为主；

③毛管压力高，导致在钻井、完井和气层改造作业中易产生液相吮吸，造成“水锁”，使气层“窒息”；

④含水饱和度高；

⑤压力敏感性强；

⑥储层非均质性强。

由于致密砂岩气藏开发成本高、开采难度大，采收率低。因此，美国在对致密砂岩气藏开发时，普遍强调在国家给予优惠鼓励政策的前提下，加强对致密砂岩气藏的地质特征研究，采用多种技术组合系列来有效开发气藏。经过几十年发展，总结出了一定的经验和模式。

美国奥卓拉气田（储层平均渗透率为 0.27mD ）开发始于1964年，成功开发了近40年，取得了较好的效益。该气田的开发模式为：地震勘探—发现井—气藏早期评价—气藏经济评价—气田开发设计—气田建设投产。围绕该开发模式匹配的开发关键技术包括：气田地质研究、气藏工程研究、气藏开发方案设计、钻完井技术、采气工程及增产措施和经济评价。这些技术对致密砂岩气田开发起了重要的指导作用。

目前，国外致密砂岩气田开发发展较快，开发思路和技术都有了较大发展。在开发思路，重视多层低渗气层同时开发，不断提高气藏储量动用程度和开发效益；在技术上，大力发展低伤害钻（完）井技术、水平井、分支井技术和连续油管压裂技术，大大提高了致密砂岩气田的开发效果。

二、国内发展现状和趋势

我国天然气资源量为 $56 \times 10^{12}\text{m}^3$ ，截至2006年底探明天然气地质储量 $5.37 \times 10^{12}\text{m}^3$ ，探明率12%，累计采出 $0.738 \times 10^{12}\text{m}^3$ ，采出程度为2.68%。目前储采比高达51，表明大量已探明的天然气尚未得到有效开发利用。其原因之一就是由于探明未开发储量中，致密砂岩储层储量占三分之二，尚未形成成熟的开发理论和配套技术，特别是尚未建立适合于致密砂岩气田开发的有效模式。所以，大量的致密砂岩储层储量没有得到规模化开发。

第二节 大牛地气田现状及其存在的问题

一、大牛地气田现状

大牛地气田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡北部,面积 2000km^2 ,天然气产出层位主要为上古生界,资源量 $8237 \times 10^8\text{m}^3$ 。截至 2008 年底,探明天然气地质储量 $3522 \times 10^8\text{m}^3$,探明率达 42.8%。气田的开发始于 2005 年,截至 2008 年底,动用天然气地质储量 $1178 \times 10^8\text{m}^3$,建成天然气产能约 $40 \times 10^8\text{m}^3/\text{a}$,拥有天然气井 600 余口,生产水平达到 630 万元/日,建成地面集气站 33 座,外输管线两条,累计生产天然气 $50 \times 10^8\text{m}^3$ 。预计“十二五”末,大牛地气田累计探明天然气地质储量达到 $4000 \times 10^8\text{m}^3$,累计动用储量 $2500 \times 10^8\text{m}^3$,建成天然气产能 $50 \times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ 。“十二五”后,大牛地气田将保持年产 $50 \times 10^8\text{m}^3$ 稳定生产 20 年。

二、存在的问题

- (1) 由于致密砂岩气藏的非均质性极强,气藏中优质储层及高产区块的成因、分布规律不清,导致难以建立真正适应于气藏开发的地质模型。
- (2) 致密砂岩气藏渗流机理尚不完全清楚。
- (3) 致密砂岩储层储量评价标准和单井控制储量计算方法有待改进和完善。
- (4) 常规气田产能评价方法不完全适应致密砂岩气田。
- (5) 常规气田开发方式和开发技术不适应致密砂岩气田。

第三节 主要研究内容

一、大牛地致密砂岩气藏描述

通过对储层沉积模型、致密砂岩储层模型、致密砂岩气藏流体模型、气藏地质模型的分析研究,建立了适合于致密砂岩气藏开发的气藏精细地质模型,总结了致密砂岩气藏高产控制因素和高产富集规律,建立了低渗特低气田地质综合评价方法和标准。

二、致密砂岩气藏渗流机理研究

通过对启动压力及其对气井产出特征的影响、储层应力敏感及其对储层的影响、可动水及其对储层渗透率的影响,解决了致密砂岩气藏渗流类型及其对开发的影响。

三、不同阶段气田开发模式研究

根据大牛地致密砂岩气田地质特征,分开发准备阶段、开发先导试验阶段、规模化开发阶段三个不同的阶段对开发模式进行研究。

(1) 在开发准备阶段,通过对已探明储量进行开发可行性研究和编写开发先导试验方案,解决了致密砂岩储层可动用储量评价方法和已探明储量的开发可行性评价。

(2) 在开发先导试验阶段,通过产能评价、气井试采特征研究和工程工艺试验和选择,解决了致密砂岩气藏产能评价方法、气井动态特征及产出规律、进一步落实产能和评价储

量。并对工程工艺进行了优选。

(3) 在规模化开发阶段(建产阶段),通过研究开发方案设计(气藏工程方案、钻完井工程方案、采输工艺方案、经济评价)、产能建设(开发部署及实施和组织投产),确定了合理的开发指标和方案设计优化、工程工艺及采气方案,以及方案实施和投产要求。

第四节 研究思路与流程

一、研究思路

(1) 以沉积学、层序地层学和天然气地质学理论为指导,综合分析地质、钻井、测井和实验资料,总结致密砂岩气藏特征和高产富集规律,明确气藏类型,建立致密砂岩气藏地质综合评价方法和标准。

(2) 以渗流力学、气藏工程学、采气工程学,以及试井理论为指导,通过室内实验、现场应用和气田气井生产动态综合分析,总结出致密砂岩气藏渗流类型和天然气产出规律,明确开发原则和方式。制定适合于致密砂岩气田开发的技术政策指标,优化开发方案设计,形成致密砂岩气田开发模式。

(3) 以储层保护为重点,以提高产量为目的,通过研究和室内试验、现场应用,形成适合于致密砂岩气田开发的钻完井工艺和增产工艺,实现致密砂岩气田的有效开发。

二、研究流程

根据大牛地气田的研究背景,结合研究内容和研究思路,制定了研究的技术路线(图 1-1)。

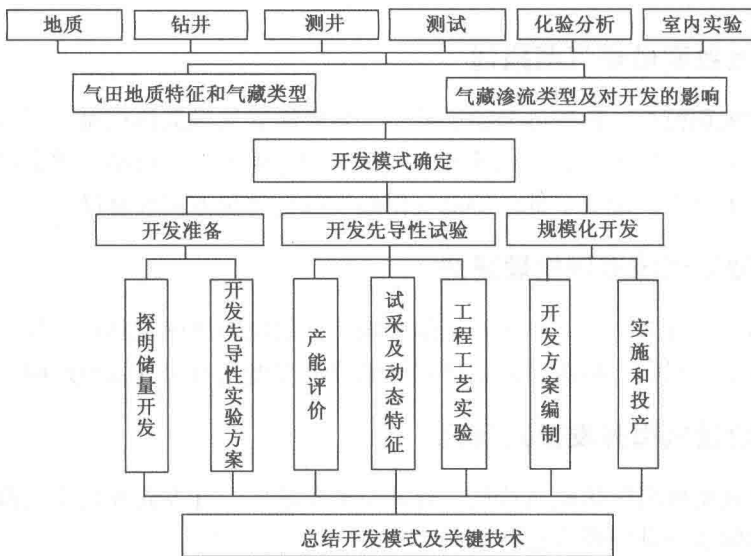


图 1-1 技术路线

第五节 取得的成果

(1) 建立了适合于致密砂岩气藏开发的气藏精细地质模型，探讨了高产控制因素和高产富集规律，建立了致密砂岩气田地质综合评价方法和标准。

(2) 通过实验室多次、反复逐级加压、降压过程，实测了岩心样品渗透率变化。结合大牛地气田气层埋藏深度和地层压力，根据力学平衡原理进行应力敏感性分析，并建立了应力敏感条件下试井解释模型、绘制了试井解释典型曲线图版。利用实际试井曲线与标准图版的对比，验证储层应力敏感性特征。从实验和理论两方面研究储层非线性渗流的影响。利用离心法毛管压力曲线测试技术、核磁共振法束缚水测试技术、动态法束缚水饱和度确定技术开展了可动水研究，揭示了气井少量产水的机理。

(3) 以有限的测井资料及三维地震资料、探井及评价井生产测试资料为基础，在气田开发准备阶段，进行了储层测井评价、地震储层预测及高产气区预测。对储量进行分类评价，优选出开发实验区，制订了先导实验方案，系统总结了开发准备阶段的开发模式。

(4) 开发先导实验阶段，在进行产能评价、开展气井试采特征研究的基础上，进行了工程工艺试验和选择，确定了致密砂岩气藏产能评价方法。研究了气井动态特征及产出规律，进一步落实了产能和评价储量，制定了科学合理的开发技术政策、优选工程工艺。明确了开发先导性实验阶段，开发模式研究范畴、内容、技术方法及路线。

(5) 规模化开发阶段，通过精细三维地质模型建立及气藏工程研究成果，形成了分井区设计不同井距、不同产量（采气速度）的初步方案。对初步设计方案及不同方案组合进行数值模拟，选择最优的开发方案，包括制订钻（完）井工程方案、采气工程方案的开发模式。

第二章 致密砂岩气藏特征描述

第一节 区域地质

鄂尔多斯盆地位于华北地台西部，是一个长期稳定发育的多旋回大型克拉通叠合盆地，面积为 $25 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。盆地沉积盖层缺失志留系和泥盆系，平均厚度为 5000m。其中：中—新元古代以海相、陆相裂谷沉积为特征的地层厚度为 200 ~ 300m；早古生代沉积的海相碳酸盐岩地层厚度为 400 ~ 1600m；晚古生代以河流相沉积为主的地层厚度为 600 ~ 1700m；新生代沉积的地层厚度较薄，一般为 300m。

鄂尔多斯盆地区域地质构造基本特点为东北高、西南低，盆地内部构造平缓。现今盆地形态为一不对称的矩形向斜盆地，向斜轴部位于天池—环县南北狭窄区域，东翼宽 350km，西翼仅宽 20km，且被逆冲断层复杂化，构成现今西缘逆冲构造带的主体部分；东翼所辖地区则构成盆地的主体，为一个西倾的大单斜，倾角不足 1° ，称为伊陕斜坡。根据现今的构造形态，结合盆地的演化历史，鄂尔多斯盆地可划分为伊盟北部隆起、渭北隆起、西缘冲断带、晋西挠褶带、天环坳陷、伊陕斜坡等六个一级构造单元（图 2-1）。大牛地气田位于伊

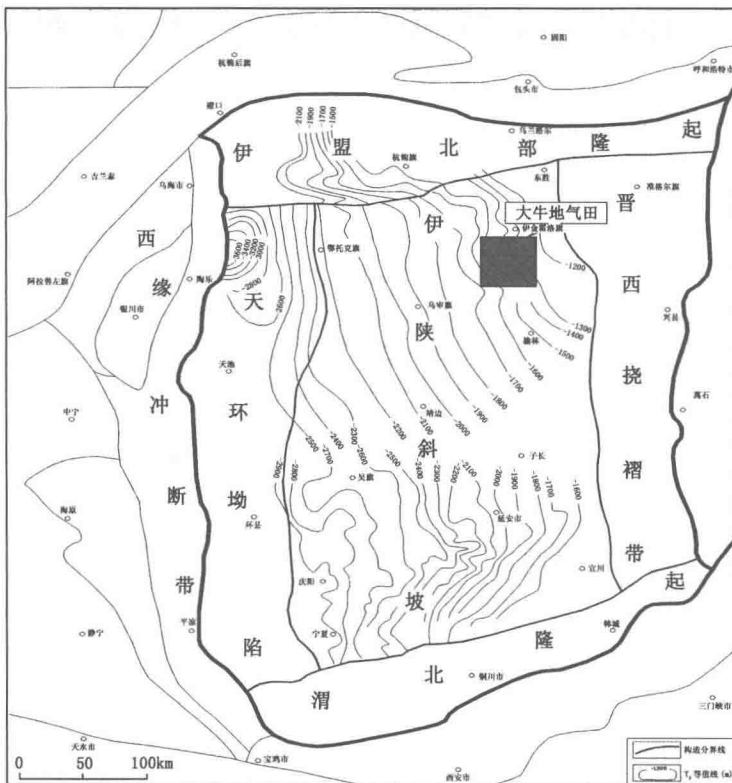


图 2-1 鄂尔多斯盆地区域构造单元划分图

陕斜坡北东部, 构造形态宏观为北东高、南西低, 局部发育鼻状隆起, 走向呈北东向, 平均坡降 6~9m/km。

盆地的地质构造演化可分为五个阶段: ①中—新元古代以浅海碎屑岩和碳酸盐岩发育为主的裂陷槽盆地阶段; ②早古生代以陆表海碳酸盐岩沉积为主的复合型克拉通坳陷盆地阶段; ③晚古生代到中三叠世以滨海碳酸盐岩逐渐过渡为碎屑岩台地的联合型克拉通坳陷盆地阶段; ④晚三叠世到白垩纪的大型内陆湖泊、河流沉积的坳陷盆地阶段; ⑤新生代内陆河湖断陷充填型周缘断陷盆地阶段。从现今盆地的构造面貌来看, 地史时期虽然经历了多期次的构造运动, 但盆地内部广大地区的构造环境具有长期、整体的稳定性, 各时代地层除盆地边缘有角度不整合接触外, 一般均为连续沉积或假整合接触。

盆地的五个发展阶段具有不同的沉积体系和沉积特征, 形成了不同的油气生成、运移、聚集和成藏环境。在鄂尔多斯盆地内形成了三套含油气体系, 即下古生界寒武—奥陶系海相碳酸盐岩含油体系、上古生界石炭—二叠系海陆交互相含煤碎屑岩含油体系和中生界内陆湖泊相碎屑岩含油体系。大牛地气田属于上古生界石炭—二叠系海陆交互相含煤碎屑岩含油体系。

第二节 地层特征

一、目的层简况

钻井揭露的地层有第四系全新统、白垩系志丹组、侏罗系安定组、直罗组、延安组, 三叠系延长组、二马营组、和尚沟组、刘家沟组, 二叠系石千峰组、上石盒子组、下石盒子组、山西组, 石炭系太原组、本溪组, 奥陶系马家沟组。其中, 二叠系下石盒子组、山西组, 石炭系太原组为主要目的层系(表 2-1)。

(1) 石炭系太原组。滨海相沉积, 厚度为 25~82m, 平均 50m, 埋藏深度 2690~2970m。岩性主要为深灰色—黑色泥岩、碳质泥岩、煤层与灰白色中粗粒砂岩互层, 局部夹石灰岩透镜体, 可分为太 1 段和太 2 段。

(2) 二叠系山西组。三角洲平原沉积, 厚度为 78~126m, 平均 106m, 埋藏深度 2640~2940m。岩性主要为灰色中粗粒砂岩、砂砾岩、砾岩与黑色—深灰色泥岩、黑色碳质泥岩互层, 下部含煤层、煤线。可分为山 1 段和山 2 段。

(3) 二叠系下石盒子组。河流相沉积, 厚度为 99~173m, 平均 139m, 埋藏深度 2540~2840m。岩性主要为浅灰—灰白色砂砾岩、含砾粗砂岩、中粗砂岩与灰色—棕褐色泥岩互层。可分为盒 1 段、盒 2 段、盒 3 段。

二、地层划分对比

(一) 原则和思路

(1) 原则。以区域地质特征和已有地层划分方案为基础, 进行旋回对比, 分级控制, 划分到单砂层, 满足落实开发可动用储量和开发井部署的要求。

(2) 思路。根据区域地质特征, 参照原有地层对比方案, 结合岩性和电性特征, 卡准选取标志层。同时考虑产气层位的分布情况, 确定气田的典型井(DT1 井、D13 井、D15 井、D16 井), 建立气层综合柱状剖面 and 骨架对比剖面, 逐步横向追踪对比, 达到全区“闭合”; 最终确定划分方案。

表 2-1 大牛地气田钻遇地层简表

地 层 系 统						埋深 (m)	厚度 (m)	岩 性 简 述	
界	系	统	组	段	代号				
新生界	第四系	全新统			Qh	<95	20~95	浅灰黄色中—细砂岩	
中生界	白垩系	下统	志丹组		K _{1z}	85~275	63~213	上部棕灰色中砂岩与紫棕色—杂色泥岩互层, 下部紫棕色细砂岩	
			安定组		J _{2a}	185~383	34~148	棕灰—浅灰—紫色泥岩与紫棕色细—中砂岩互层	
	侏罗系	中下统	直罗组		J _{2z}	346~626	123~268	上中部, 棕—绿灰—灰绿色泥岩与棕紫—棕色中砂岩略等厚互层。下部, 棕灰—绿灰色泥岩, 底部浅灰色细砂岩	
			延安组		J _{1-2y}	534~952	188~326	上部厚层状灰色泥岩与浅灰—灰色细砂岩、粉砂岩不等厚互层, 夹多层碳质泥岩及煤层。下部灰白色中砂岩夹薄层灰色泥岩, 底部灰色含砾中砂岩	
			延长组		T _{3y}	1227~1547	576~738	顶部, 灰色泥岩及浅灰色中砂岩; 上部, 灰绿—灰—杂色泥岩与灰—浅灰—灰绿色中细砂岩不等厚互层夹薄层碳质泥岩; 下部, 浅棕灰—浅棕色中砂岩与灰—灰绿色泥岩不等厚互层	
	三叠系	中统	二马营组		T _{2e}	1456~1705	75~234	浅棕灰色中砂岩与灰绿—棕红色泥岩不等厚互层	
		下统	和尚沟组		T _{1h}	1504~1796	32~171	上部, 灰绿—灰—棕—杂色泥岩; 下部, 浅棕灰色细中砂岩夹杂色泥岩	
			刘家沟组		T _{1l}	1880~2215	326~529	浅棕灰色细砂岩与灰绿—棕色泥岩不等厚互层	
	上古生界	二叠系	上统	石千峰组		P _{3sh}	2165~2475	228~298	上中部, 灰—浅棕—灰色细砂岩与棕—棕红色泥岩不等厚互层; 下部, 棕灰色细—中砂岩与棕色泥岩; 底部灰白色粗—中砂岩
				上石盒子组		P _{3s}	2357~2564	137~240	紫—棕红—杂色泥岩与棕灰—灰白—浅灰色细—中砂岩不等厚互层, 夹灰绿色黏土岩; 底部灰—浅灰色中砂岩
下统		下石盒子组	盒3	P _{1x3}	2382~2718	21~64	棕褐—灰色泥岩与浅灰色中—细砂岩		
			盒2	P _{1x2}	2420~2735	17~47	棕褐—灰—深灰泥岩与浅灰—灰白色中—细砂岩		
			盒1	P _{1x1}	2469~2791	48~78	浅灰—灰白色中粗砂岩、含砾粗砂岩、深灰色泥岩		
		山西组	山2	P _{1s2}	2500~2816	10~63	深灰—灰黑色泥岩与浅灰—灰白色中粗砂岩		
			山1	P _{1s1}	2551~2881	42~70	深灰—灰黑色泥岩与浅灰—灰白色中粗砂岩夹煤层及碳质泥岩		
石炭系		上统	太原组	太2	C _{3t2}	2562~2901	2~52	深灰—灰黑色泥岩、灰白色中砂岩及灰黑色石灰岩	
				太1	C _{3t1}	2595~2920	9~63	厚煤层、灰黑色泥岩、灰色泥质粉砂岩及细砂岩	
		中统	本溪组		C _{2b}	2603~2924	0~21	灰白色铝土质黏土岩及黄褐色铁质结核	
下古生界	奥陶系	下统	马家沟组		O _{1m}	2700以下	>200 (未穿)	浅灰—灰白色灰质白云岩、含灰白云岩、白云岩为主, 中部夹灰黑色石灰岩	

(二) 标志层特征

通过研究, 石炭系和二叠系共有 8 个对比标志层, 岩性、电性特征明显, 横向分布稳定。

(1) 奥陶系风化壳。岩性为浅灰—灰白色灰质白云岩、含灰白云岩, 电性特征为自然伽马低值、声波时差低值、电阻率高值, 厚度 40~70m, 全区分布稳定, 与上古生界石炭系