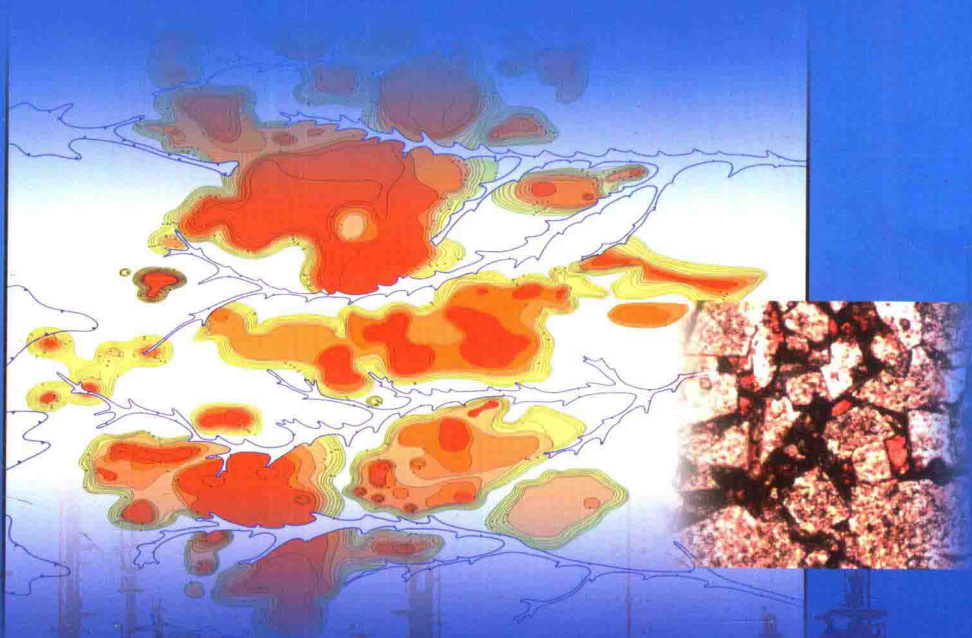


EERDUOSI PENDI JINGBIAN QITIAN DONGTAI MIAOSHU YU SHIJING

鄂尔多斯盆地靖边气田 动态描述与试井

谭中国 张宗林 吴 正 晏宁平 主编

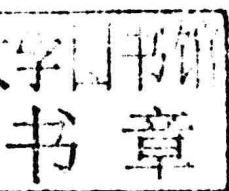
Ordos



石油工业出版社

鄂尔多斯盆地靖边气田动态描述与试井

谭中国 张宗林 吴 正 晏宁平 主编



石油工业出版社

内 容 提 要

本书从气田动态描述的新视角,讲述如何应用试井资料研究储层,把动态分析工作提升到一个新的层次。在综合储层、流体等多方面信息基础上,以气井试气、生产中录取到的压力、产量等动态数据为依据,以现代试井分析(PTA)和生产动态分析(RTA),特别是最新发展的数值试井分析方法和技术为依托,通过软件的分析模拟,结合静态信息实现对气井、气藏所处地层情况进行全面深入的解读。

本书可供从事油气田开发、油气藏工程等专业的工程技术人员及油田管理人员学习参考,也可供石油院校相关专业师生学习参考。

图书在版编目(CIP)数据

鄂尔多斯盆地靖边气田动态描述与试井/谭中国等编.
北京:石油工业出版社,2017.3
ISBN 978-7-5183-1774-5

I. 鄂…

II. 谭…

III. ①鄂尔多斯盆地-气田动态 ②鄂尔多斯盆地-气井试井

IV. ①TE33 ②TE373

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2017)第 019908 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号楼 100011)

网 址:www. petropub. com

编辑部:(010)64523541 图书营销中心:(010)64523633

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2017 年 3 月第 1 版 2017 年 3 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:17.5

字数:415 千字

定价:140.00 元

(如出现印装质量问题,我社图书营销中心负责调换)

版权所有,翻印必究

《鄂尔多斯盆地靖边气田动态描述与试井》

编 委 会

主	编：	谭中国	张宗林	吴 正	晏宁平
编	委：	张振文	刘占良	张书成	王振嘉
		于东华	苟建宏	牛天军	尚万宁
		王玉富	翁军利	刘建民	韩军平
		何亚宁	贾浩民	杨宝峰	吕利刚
		赵正军	齐二坡	田婉玲	

参加编写人员：（排名不分先后）

王 旭	刘茂果	黄文科	陈兴官
张争航	刘永建	郑海亮	李 杰
田婉玲	黄 刚	王兴艳	陈俊杰
代 恒	谢建慧	张喜平	王永林
陈 楠	贺 刚		

前言

靖边气田作为典型的“三低”气藏,具有低孔隙度、低渗透率、低丰度等特点,且储层厚度小、面积大、非均质性强,是极具特质的复杂超大型碳酸盐岩气藏。

长庆油田第一采气厂自成立、正式开发靖边气田以来,就非常注重动态监测资料的录取工作。在正式开发之前,开展了充分而大量的试采工作;在正式开发过程中,严格依据气田开发管理纲要,开展了大量详实而周密的监测工作,积累了大量的动态监测资料,分析并利用好这些数据,做好气藏描述工作,为气田开发奠定技术基础,显得尤为重要。

本书就是在综合地质、气藏等多方面信息基础上,以气井试气,生产中录取到的压力、产量等动态数据为依据,以现代试井分析(PTA)和生产动态分析(RTA),特别是最新发展的数值试井分析方法和技术为依托,通过软件的分析模拟,结合静态信息实现对气井/气藏所处地层及其动态变化情况进行全面深入的解读。其内容包括:储层的压力和压力分布状况,气井的产气能力和产能的稳定性,供气范围内 Kh 值的大小,地层平面非均质性的变化,含气区内不渗透边界的形态和分布,以及单井控制的可动用储量等。本书是靖边气田在气藏描述方面开展研究工作的成果总结,为同类气藏开展此类研究工作提供了可供借鉴的先例。

本书在编写过程中引用了大量靖边气田开发过程中形成的研究成果,同时也得到了长庆油田勘探开发研究院天然气开发一室的鼎力协助。参加过气田开发工作的领导与同事给编写组提供了宝贵的指导意见,对本书能顺利完成编写给予了有力的支持。在此一并表示感谢!

由于编者水平和学识所限,不能全面深刻地总结靖边气田的动态技术,书中难免存在不足与错误,请读者批评指正。

目 录

CONTENTS

第一章 靖边气田下古生界气藏储层流体的物理化学性质	(1)
第一节 流体的化学组成与性质	(1)
第二节 天然气的高压物理性质	(8)
第二章 靖边气田下古生界储层岩石的物理性质	(20)
第一节 储层的孔隙特性	(20)
第二节 储层岩石的流体渗透性	(30)
第三章 靖边气田下古生界储层中多相流体的渗流机理	(50)
第一节 储层岩石的界面现象与润湿性	(50)
第二节 储层孔喉结构特征分析	(57)
第三节 单相及两相流体渗流特性与相对渗透率曲线	(65)
第四章 靖边气田试井及现场应用	(81)
第一节 气井产能试井及应用	(81)
第二节 不稳定试井及应用	(96)
第三节 干扰试井及应用	(151)
第五章 靖边气田气藏动态描述	(163)
第一节 气井生产动态描述	(163)
第二节 气井产能评价及递减规律描述	(170)
第三节 气田压力及流动单元描述	(180)
第四节 动态储量评价及储量动用	(194)
第五节 气井稳产能力评价	(201)
第六节 气藏精细动态描述	(205)
第六章 气藏精细描述	(253)
第一节 精细地质建模	(253)
第二节 精细数值模拟	(257)
第三节 指标预测	(263)
第四节 剩余储量分布评价	(267)
参考文献	(271)

第一章 靖边气田下古生界气藏储层流体的物理化学性质

第一节 流体的化学组成与性质

一、天然气的化学组成

天然气的化学组成可分为烃类气体和非烃类气体两类:烃类气体主要是指甲烷和重烃气体(C_{2-4});非烃类气体常见的有 N_2 、 CO_2 、 H_2S 、稀有气体等。自然界中绝大多数天然气都是由多种气体组分组成的,各组分所占比例不尽相同,这不仅是天然气本身成因不同所致,在天然气形成后的运移、成藏过程中,某些外界因素对天然气组分也具有重要影响。

(一)天然气的烃类组成

天然气的烃类组成一般以甲烷为主,其次为重烃气体。重烃气体以 C_2H_6 和 C_3H_8 最为常见,丁烷及以上组分较少见。在多数情况下,重烃气体含量随碳数增加而减少,但在有些气藏中可见 C_2H_6 、 C_3H_8 异常高值现象。重烃气体中 C_4-C_7 除正、异构烷烃外,有时还有少量到微量的环烷烃和芳香烃。

天然气常根据其重烃气体含量分为湿气和干气、富气和贫气,按照天然气地质学较多文献采用的基本含义,即 C_{2+} 含量不小于5%的统称为湿气, C_{2+} 含量小于5%的统称为干气。

靖边气田天然气组分中甲烷(CH_4)含量90.29%~98.99%,平均94.09%,属干气;乙烷(C_2H_6)含量0.21%~5.36%,平均1.15%;丙烷(C_3H_8)含量0.02%~0.95%,平均0.16%;正丁烷(C_4H_{10})含量0.001%~0.176%,平均0.023%;异丁烷(iC_4H_{10})含量0~0.235%,平均0.025%。

(二)天然气的非烃类组成

天然气的非烃类组成主要是 N_2 、 CO_2 、 H_2S 、 H_2 及惰性气体,有时还含有少量有机酸、氧、氮化合物。非烃类气体含量一般小于10%,但也有少量气藏非烃类气体的含量超过10%,极少数是以非烃类气体为主的气藏,如 N_2 气藏、 CO_2 气藏、 H_2S 气藏。

1. 氮气(N_2)

气藏中 N_2 含量变化较大。83%气藏中 N_2 的浓度为0.4%~12.5%。一般 N_2 含量达到10%以上的气藏称为高 N_2 气藏。靖边气田天然气组分中 N_2 含量较低,分布范围为0.015%~1.987%,平均为0.226%。高 N_2 分布带除与基底隆起带有关外,常与煤成气藏气有密切关系。天然气中 N_2 的来源一般认为有生物来源、大气来源、岩浆来源和变质岩来源等,靖边气田天然气组分中 N_2 主要为生物来源。

2. 二氧化碳(CO_2)

靖边气田天然气组分中 CO_2 含量高于 N_2 含量,平面分布规律性不强,但总体上仍有北高南低、西高东低的趋势。高值区分布在 B11 区、B12 区、B13 区、B14 区、B15 区和 B16 区(含量一般大于 5%),低值区分布在 B17 区、B18 区、B19 区、B110 区、B111 区、B112 区、B113 区、B114 区、B115 区、B116 区和 B117 区(含量一般为 3.0%~5.0%),B118 区、B116 区含量最低,在 3.3% 左右。总体上分布范围为 4.19%~5.95%,平均 4.17%。

3. 硫化氢(H_2S)

根据 2015 年气体化验分析数据表明,靖边气田下古生界马五₁₊₂气藏天然气组分中 H_2S 平均含量 1046.88mg/m³,马五₄气藏 H_2S 平均含量 3373.15mg/m³,马五₁₊₂气藏和马五₄气藏 H_2S 平均含量 2003.54mg/m³。其 H_2S 平均含量在纵向上表现为马五₄气藏大于马五₁₊₂气藏,均属低含硫气藏。

平面上的分布大体特征为:北高南低、西高东低。高值区主要分布在 B17 区、B18 区、B19 区、B12 区、B112 区、B113 区、B15 区和 B114 区(含量大于 1000mg/m³),低值区主要分布在: B11 区、B110 区、B111 区、B13 区、B14 区、B116 区、B117 区、B16 区和 B115 区(含量一般小于 1000mg/m³)。

目前认为 H_2S 气体的成因主要为生物成因、热化学成因和岩浆成因。靖边气田天然气中 H_2S 为硫酸盐热化学还原反应成因,且地层水是该反应的关键, H_2S 的生成过程受到地层水的控制。

4. 氢气(H_2)

H_2 含量峰值一般气田气为 0.9%,凝析气为 6%,油田气为 11%,以侏罗系油田气含 H_2 量最高。靖边气田天然气组分中 H_2 含量较少,分布范围为 0~0.15%,平均 0.004%。

5. 其他气体

除上述外,天然气组分中还有痕量到微量的稀有气体,如氦、氖、氩、氪等惰性气体。它们在沉积圈中含量较低,不能单独形成气藏。靖边气田常规气质化验中,只对氦气(He)进行了组分分析,分布范围为 0~0.268%,平均 0.026%。

二、地层水特征及分类

(一)靖边气田马五₁₊₂地层水化学特征

1. 地层水水型

马五₁地层孔隙中存在的地层水为天然气经运移排水进入储层中时,未被排出留在孔隙表面的束缚水,或因气体能量有限而未排尽的部分可动水。在有些区域因储层条件的变化,局部致密带的形成而造成孔隙中水未受到天然气的大规模排驱,从而残留了大量的地层水形成富水区。按苏林的分类, CaCl_2 型水和重碳酸钠型水是油气田水的两种主要类型,靖边气田下古生界气藏地层水均是 CaCl_2 型,表现为深盆地滞留水特征。

2. 矿化度

经过对水质化验资料进行分析整理表明:靖边气田下古生界气藏地层水矿化度普遍较

高,部分井矿化度达 200 ~ 300g/L,不含凝析油。与其他油气藏地层水矿化度特征对比,靖边气田下古生界气藏地层水的浓度高,属于经长期地层内循环,经水岩作用高度变质的地层水类(表 1-1)。

表 1-1 马五₁₊₂地层水与其他油气藏地层水矿化度特征对比

区、层	靖边气田下古生界气藏	海水	川东石炭系气藏	广东珠江口古近—新近系油藏	四川三叠系 T ₁ j ³ 卤水	四川三叠系 T ₁ h ⁴ 卤水	伊春地面水	柳州地面水
矿化度 (g/L)	157.60	35.0	20.12 ~ 298.59	27.48 ~ 83.24	30.0 ~ 100.0	100.0 ~ 160.0	0.24	0.35

3. pH 值

从已有的水分析资料来看,靖边气田下古生界气藏地层水的 pH 值多数为 5.23 ~ 5.63,显示弱—中酸性,这在油田水中是十分少见的。一般情况下,深盆地中长期处于封闭承压环境的高矿化度的变质水不存在酸性水,都以碱性水或弱酸性水为主,即使是地面溶蚀平衡的水,其 pH 值也在 7.0 ~ 8.68,显示碱性水特征(表 1-2)。造成这一现象的原因可能是地层水中溶蚀作用未达到平衡,残余有机酸含量高,pH 值低。

表 1-2 国内外部分地区水分析 pH 值

项目	变质水				靖边气田 地层水	地表水			
	得克萨斯 High Island	四川盆地				伊春地区	保德地区	济南地区	柳州地区
		Tc ₂ ²	T _f ³⁻¹	C ₂ h ₂					
pH 值	6.83 ~ 7.6	6.0 ~ 9.0	7.5 ~ 9.0	8.0 ~ 9.0	5.23 ~ 5.63	8.67	7.6	7.7	7.4

4. 常量元素特征

一般情况下,淡水中阳离子以钙占绝对优势,随着含水层埋深加大,水中的钙不断以 CaSO₄ 和 CaCO₃ 的形式析出,使水中 Ca²⁺ 减小。靖边气田下古生界气藏地层水中阳离子以 Na⁺ + K⁺ 和 Ca²⁺ 占优势,相比其他油田水 Mg²⁺ 含量略高(表 1-3)。

表 1-3 不同地区地下水常量组分特征

单位:mg/L

地区、层位		Na ⁺ + K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
川中雷口坡组气藏		1430 ~ 103760	24030 ~ 42727	945 ~ 18137	9108 ~ 227600	160 ~ 1943	0 ~ 3013
卧龙河 Tc ⁵ 气藏		110216	2903	218	171789	4436	411
川东铁山	Tc ⁵ 气藏	29517 ~ 37767	5025 ~ 8615	0 ~ 3149	47894 ~ 63124	1799 ~ 4309	200 ~ 1193
	T ₁ f ³⁻¹ 气藏	11294	293	46	16574	1358	830
	C ₂ h 气藏	6616 ~ 10927	781 ~ 871	88 ~ 102	10521 ~ 17847	477 ~ 543	829 ~ 1573
塔里木盆地奥陶系油藏		19090	2000	180	33420	0	203
珠江口盆地古近—新近系油藏		3350.1 ~ 6950	220 ~ 3165.5	4.25 ~ 770.3	16294.5 ~ 57410.6	73.9 ~ 4896	0 ~ 399.8
靖边气田下古生界气藏		50401.06	30314.93	2479.80	99218.05	134.84	387.15

续表

地区、层位		Na ⁺ + K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
对比	海水	11044	420	1317	19324	2688	150
	伊春	5.98	35.33	13.23	4.95	7.0	172.07
	保德	27.16	50.3	20.76	14.18	28.81	253.54

靖边气田下古生界气藏地层水中阴离子以 Cl⁻ 为主,它占阴离子的 95% 以上,次之为 HCO₃⁻,约占阴离子的 0.15% 左右。马五₁₊₂ 地层水中含少量的 SO₄²⁻,其原因可能是因局部地区残余石膏溶解造成的。

5. 地层水特征系数

(1) 脱硫系数(SO₄²⁻ × 100/Cl⁻)。

通常油气田水中硫酸盐含量甚微,脱硫系数一般低于 1。地层水中脱硫系数低的原因主要是,一方面,在埋藏环境下厌氧细菌的还原作用使硫酸盐还原,或在烃类直接参与作用时,变为 H₂S 气体而从水中逐渐逸出;另一方面,存在石膏地层时,硫酸岩矿物的溶解又可以使得部分 SO₄²⁻ 进入地层水中。通过对研究区已取水样的脱硫系数计算,靖边气田下古生界气藏地层水脱硫系数平均为 0.1938,反映出马五₁₊₂ 地层处于较好的封闭环境中。

(2) 钠氯系数。

据博雅尔斯基的研究,将 CaCl₂ 型水按钠氯系数进行分类。从这个分类来看,当钠氯系数(Na⁺/Cl⁻) 大于 0.75 时,地层水有外来淡水与之混合,而油田水处于相对封存条件下,钠氯系数应低于 0.75。对于马五₁ 地层来讲,其地层水属深埋藏封闭条件下变质水,其钠氯系数一般应小于 0.5。实际水样计算结果表明,马五₁ 地层水 Na⁺/Cl⁻ 平均值为 0.2565,符合博氏理论。需要指出,研究区的许多水样,由于酸化后的残酸液中大量的 Cl⁻ 加入,而使 Na⁺/Cl⁻ 值偏小,并不能简单地理解为其封闭性变好。

(3) 钠钙系数。

一般来讲,地表河、淡水湖及雨水钠钙系数(Na⁺/Ca²⁺) 比较小,在 1 以下。原因是 Na⁺ + K⁺ 含量低(仅几毫克/升至几十毫克/升),它在阳离子中的浓度仅占第 3 位,而 Ca²⁺ 含量达几百毫克/升,在阳离子中占第 1 位。沉积盆地浅层水钠钙系数略有增加,为 1~4。深层地下水及油田水的钠钙系数一般都超过 5,海水的钠钙系数值最高达 23.2。靖边气田下古生界气藏地层水的钠钙系数值平均为 1.844。

(二) 靖边气田马五₁₊₂ 地层水类型

确定出靖边气田马五₁₊₂ 区分这些水类的物理化学标准,主要有以下类型(表 1-4)。

表 1-4 靖边气田下古生界气藏地层各类水的判别指标汇总

水类		地层水类		残酸液类			凝析水类
		地层水	地层水 + 残酸水	淡化地层水	残酸液	混合残酸液	
矿化度(g/L)		>50		10~50	>100	10~100	<10
特征系数	脱硫系数	<1		1~4	>4	>4	变化
	Na ⁺ /Cl ⁻	0.1~0.6		0.1~0.6	<0.24	<0.24	>1
	Na ⁺ /Ca ²⁺	<5		<5	<0.42	<0.42	>1

续表

水类		地层水类		残酸液类			凝析水类
		地层水	地层水 + 残酸水	淡化地层水	残酸液	混合残酸液	
微量元素 含量(mg/L)	I ⁻	< 10		4 ~ 10	1 ~ 2	1 ~ 2	0.1 ~ 1
	Br ⁻	> 1000		6 ~ 11	1 ~ 10	1 ~ 10	0.1 ~ 1
	Ba ²⁺	> 1000		> 50	1 ~ 50	1 ~ 50	0.1 ~ 1
	Sr ⁺	> 4500		> 200	4 ~ 100	4 ~ 100	0.1 ~ 1
水气比(m ³ /10 ⁴ m ³)		> 0.5		> 0.5	< 0.5	< 0.5	少量
水型		CaCl ₂		CaCl ₂	CaCl ₂	CaCl ₂	变化

1. 地层水类

矿化度大于 50g/L, 水型为 CaCl₂ 型, 脱硫系数小于 1, Na⁺/Cl⁻ 系数在 0.1 ~ 0.6, Na⁺/Ca²⁺ 值在 25 以下, 各种微量元素含量高。水气比一般大于 0.5m³/10⁴m³, 且产水量大于理论凝析水量。

2. 残酸液类

其水型为 CaCl₂ 型, 脱硫系数大于 4, Na⁺/Cl⁻ 和 Na⁺/Ca²⁺ 值均在 0.24 和 0.42 以下, 水气比小于 0.5m³/10⁴m³。残酸液矿化度与地层水相当, 二者的区别是脱硫系数, 残酸液的脱硫系数大于 4。

3. 凝析水类

矿化度低, 一般小于 10g/L; 水型变化大, 主要为 NaHCO₃ 型、CaCl₂ 型两种。Na⁺/Cl⁻ 和 Na⁺/Ca²⁺ 变化都很大, 微量元素含量均比上述各类水低。产水量少且与理论凝析水相近。

三、气藏分类

气藏类型的划分有多种方案, 主要归纳为两大类: 一类是单因素的分类方案, 这是气藏划分的主要做法, 如按油气成因、储层类型、储层形态、圈闭成因、烃类相态、气水分布关系、气藏驱动类型等因素分类; 另一类是多因素的综合分类方法。

以下介绍几种常用的以常规天然气藏为主的气藏类型划分方式。

(一) 按圈闭成因分类

这种分类能够反映各种不同类型油气藏的形成条件以及各种类型油气藏之间的区别和联系, 方便总结各类油气藏类型的分布, 比较有效地指导针对不同类型油气藏的勘探部署。

1. 构造油气藏

(1) 背斜油气藏。背斜油气藏是由于底层发生弯曲, 向四周倾覆而形成的圈闭中的油气聚集。背斜油气藏在世界上发现的油气藏中占有相当的比例, 约占总量的 18.8%。在背斜油气藏内, 由于重力分异的结果, 气占据背斜的顶部, 油居中呈环带状分布, 水在下面托着油气。在静水条件下, 油气界面和油水界面是水平的, 含气和含油边界都平行背斜储层顶面的构造等高线。有的油气藏存在明显的油水过渡带, 油气藏内具有统一的压力系统。根据成因不同, 又

可分为滚动背斜油气藏、披覆背斜油气藏、挤压背斜油气藏、拱张背斜油气藏、断背斜油气藏。

(2) 断层油气藏。断层圈闭中聚集烃类流体后即成为断层油气藏。由于断层在这类油气藏形成中的作用极为复杂,因此,断层油气藏常具有以下几个特点:① 油气层上倾方向或各个方向被断层所限;② 具有多、杂、乱、散的特点;③ 断层附近储层渗透性变好;④ 断层油气藏的闭合高度和闭合面积取决于断距大小、盖层和储层厚度,同时,还与断层位置及性质有关;⑤ 油气富集带常在断层靠近油源一侧。按照成因不同,又可分为断块油气藏和断鼻油气藏。

2. 非构造油气藏

(1) 原生地层岩性油气藏。

① 生物礁油气藏。由具良好孔渗性的礁体及其上方和周围被非渗透性的岩层封闭而形成。目前仅发现珠江口盆地东沙隆起上的流花 11-1 油田是属于这种油气藏类型。

② 透镜状岩性油气藏。该类型圈闭是沉积作用形成的透镜状孔渗性砂体和碳酸盐岩沉积体四周为非渗透性的岩层封闭所形成的。以这种类型油气藏为主的大型油田有渤海湾盆地济阳坳陷沾化凹陷渤南洼陷中的渤南油田、鄂尔多斯盆地伊陕斜坡上的安塞油田等。

③ 岩性侧变式油气藏。该类圈闭是高孔渗性的储集体沿上倾方向发生尖灭所形成的,一般沿盆地边缘带、古隆起的翼部和古构造斜坡等部位分布。以这种油气藏类型为主的大型油田有渤海湾盆地辽河坳陷西部凹陷西部斜坡上的高升油田等。

④ 地层超覆油气藏。位于不整合面之上,主要是储集岩体沿不整合面上超造成上倾方向与不整合面相交并被封堵而形成的。以这种类型油气藏为主的大型油气田有渤海湾盆地济阳坳陷东营凹陷北部陡坡带上的单家寺油田等。

(2) 次生地层岩性油气藏。

① 地层剥蚀油气藏。位于不整合面之下,由构造抬升所形成的侵蚀不整合面对下伏储层封堵所形成。靖边气田就属于这类气藏。

② 古潜山油气藏。古潜山油气藏是指盆地基底或下部构造层的岩石因褶皱、断裂活动或风化剥蚀所形成的褶皱山、断块山或风化残丘所形成的油气藏,常与披覆构造共生。以这种类型的气藏为主的大中型气田有渤海湾盆地冀中坳陷霸县凹陷东部文安斜坡上的苏桥气田。

③ 裂缝油气藏。裂缝性储层(或储集体)被非渗透性岩层围阻所形成的油气藏。

④ 白云岩化油气藏。白云岩储层(或储集体)被非渗透性岩层围阻所形成的油气藏。

(3) 水动力或毛细管力圈闭油气藏。

① 水动力圈闭油气藏。在单斜构造上,由于水动力作用,使得在静水条件下不可能存在圈闭的部位发育与非渗透性岩层联合而形成的油气藏。

② 向斜毛细管力圈闭油气藏。构造向斜或盆地沉降中心部位的致密储层因“瓶颈”效应而导致水动力对致密储层的整体封闭所形成的油气藏。

(二) 按气藏烃类相态分类

1. 常规气藏

通常,所谓的天然气藏是指凝析油含量低于 $50\text{g}/\text{m}^3$ 的天然气藏。常规气藏有许多表征的方法,最常用的是地面生产气油比。任何气井生产气油比超过 $1.781 \times 10^4 \text{m}^3/\text{m}^3$ 时就可以确认它为常规气藏。

而按烃类组分,常规气藏还可以进一步细分为干气气藏和湿气气藏。干气气藏是指天然气中戊烷(C_{5+})组分几乎没有,或者很少($0.0001\% \sim 0.3\%$,摩尔分数),甲烷以上气体同属物(C_2-C_4)组分含量低于 5% (摩尔分数);相图很窄,在地面分离条件下没有液态烃。湿气是指甲烷含量大于 90% 且凝析油含量小于 $50\text{g}/\text{m}^3$ 的天然气。湿气气藏是指天然气中重烃(C_{5+})较凝析气藏少,相图不像凝析气藏那样宽阔,临界温度也变得很低,地层温度大于临界温度(T_c)和临界凝析温度(T_M),在地层中不可能出现反凝析现象。当在地面分离条件处于两相区内,则有少量液烃析出。

靖边气田就属于常规气藏中的干气气藏。

2. 凝析气藏

当天然气中凝析油含量大于等于 $50\text{g}/\text{m}^3$ 时,就称为凝析气。根据凝析油含量的高低,参照 GB/T 26979—2011《天然气藏分类》,又可分为低含凝析油($50 \sim 100\text{g}/\text{m}^3$)、中含凝析油($100 \sim 250\text{g}/\text{m}^3$)、高含凝析油($250 \sim 600\text{g}/\text{m}^3$)和特高含凝析油(凝析油含量大于 $600\text{g}/\text{m}^3$)气藏4个亚类。

在实际工作中,常根据地面生产气油比来判断该气藏是否属于凝析气藏,即当地面生产气油比为 $8.905 \times 10^2 \sim 1.781 \times 10^4 \text{m}^3/\text{m}^3$ 时,可初步确定其为凝析气藏。

3. 带油环的气藏

通常的欠饱和油藏,油藏压力低于饱和压力,就会出现自由气相,并逐渐形成气顶。如果原始油藏压力低于或等于饱和压力,油藏就有一个原始气顶。气顶油气藏是一种油、气共存于一个圈闭而形成的油气藏类型。

(三) 按气藏驱动类型分类

气藏根据驱动类型一般分为气驱、水驱以及气水复合驱3种(图1-1)。

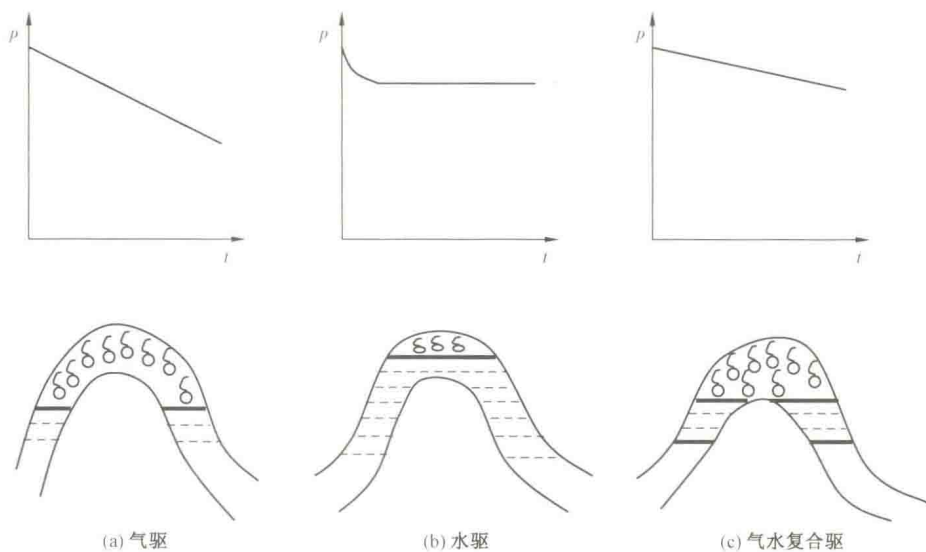


图1-1 气藏驱动类型分类图(据王允诚等,2004)

p —地层压力; t —地质时代

对于不含边水或底水的气藏,或者是边水和底水因所处位置储层物性变差而十分不活跃时,气藏采气的能量主要依靠气体自身的膨胀能量,这种气藏称为气驱气藏,其地质特征是气藏具有封闭的边界,其生产特征是气藏压力随采出天然气的增加而不断下降。

对于那些边水和底水十分活跃的气藏,随着气体的采出,边水或底水不断补充产出气体所造成的孔隙空间,致使压力不下降或下降缓慢,这种类型的气藏称为水驱气藏。

当水体相对较小,气体自身的膨胀和边水与底水的补充共同起作用时,称为气水复合驱气藏,其生产特征是压力呈十分缓慢的下降趋势。

(四)靖边气田气藏分类

气藏的形成是多种地质要素和过程综合的结果,因此,可以从不同的角度划分天然气藏的类型。按照不同的分类标准,可将靖边气田气藏划分为各种不同的类型,具体分类见表1-5。

表1-5 靖边气田气藏分类统计表

分类依据	圈闭成因	烃类相态	烃类组分	驱动类型	储层岩性
气藏类型	地层剥蚀气藏	常规气藏	干气气藏	气水复合驱气藏	碳酸盐岩气藏

第二节 天然气的高压物理性质

一、天然气的视相对分子质量和密度

(一)相对分子质量

1. 相关概念

天然气是多组分气体的混合物,没有确定的化学组分,不可能写出一个分子式,也就不能像纯物质那样由分子式算出其相对分子质量。

为此,引入“视相对分子质量”的概念来解决混合物的相对分子质量问题。所谓视相对分子质量,是指在0℃、760mmHg下,体积为22.4L的天然气所具有的质量。显然,天然气的相对分子质量是一种人们假象的相对分子质量,故称为视相对分子质量。可用式(1-1)求得:

$$M_g = \sum_{i=1}^n Y_i M_i \tag{1-1}$$

式中 M_g ——气体混合物的相对分子质量;

Y_i ——气体组分的摩尔分数;

M_i ——气体组分相对分子质量。

显然,天然气的组成不同,其视相对分子质量也不同。所以天然气没有恒定的相对分子质量。一般干气田的天然气视相对分子质量为16.82~17.98。

2. 天然气相对分子质量

根据靖边气田历年气质全分析检测出的天然气各组分含量,按照视相对分子质量计算公式,靖边气田天然气相对分子质量为16.17~18.52,平均值为17.46,具体数据见表1-6。

表 1-6 靖边气田天然气各组分含量统计表

组分	摩尔分数(%)	相对分子质量
CO ₂	4.17	44
N ₂	0.226	28
H ₂ S	0.1396	34
C ₁	94.09	16
C ₂	1.15	30
C ₃	0.16	44
i-C ₄	0.023	58
n-C ₄	0.025	58
i-C ₅	0.005	72
n-C ₅	0.007	72
C ₆₊	0.009	86
相对分子质量		17.46

(1)靖边气田天然气相对分子质量平面分布规律。

对靖边气田各区块天然气相对分子质量进行统计计算,绘制到平面图上,可以看出:整体上呈现中间低、四周高的特点,靖边气田本部天然气相对分子质量高于潜台东侧,相对分子质量最低的为 B216 区,最高的是 B24 区(图 1-2)。

(2)靖边气田天然气相对分子质量与气质组分的关系。

将各类气质组分含量与相对分子质量进行对比,并作图分析,可以看出:靖边气田天然气相对分子质量与甲烷(CH₄)和二氧化碳(CO₂)的含量具有一定的相关性。天然气相对分子质量与甲烷(CH₄)含量成反比,甲烷含量越高,相对分子质量越小;天然气相对分子质量与二氧化碳(CO₂)含量成正比,二氧化碳含量越高,相对分子质量越大,且二氧化碳含量越高,其相关系数越高(图 1-3 和图 1-4)。

(二)密度与相对密度

1. 相关概念

天然气的密度定义为单位体积天然气的质量,用符号 ρ_g 表示:

$$\rho_g = m/V$$

(1-2)

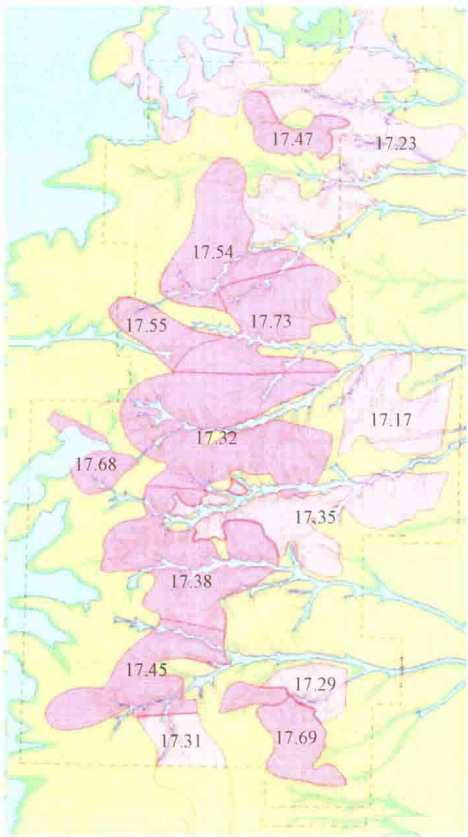


图 1-2 靖边天然气相对分子质量分布图

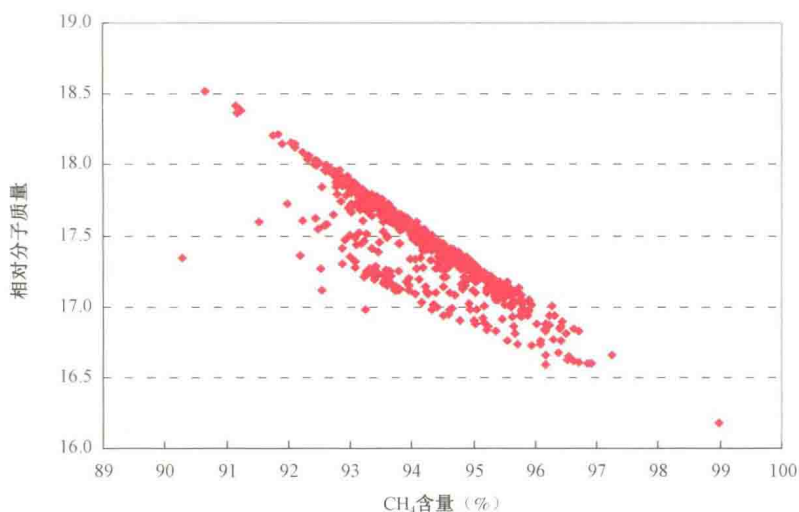


图 1-3 靖边天然气相对分子质量与 CH_4 含量关系图

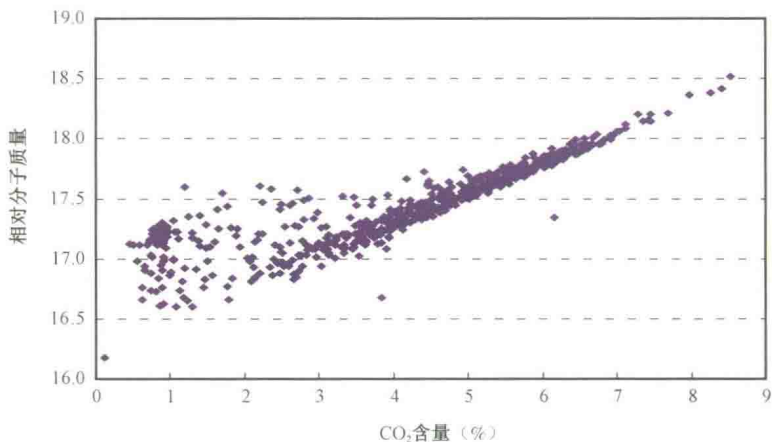


图 1-4 靖边天然气相对分子质量与 CO_2 含量关系图

式中 ρ_g ——天然气的密度, kg/m^3 ;

m ——天然气的质量, kg ;

V ——天然气的体积, m^3 。

地下天然气的密度需考虑地层温压条件下天然气的体积,可用真实气体状态方程导出:

$$pV = nZRT \quad (1-3)$$

式中 p ——气体的绝对压力, MPa ;

V ——气体所占体积, m^3 ;

T ——热力学温度, K ;

n ——气体的物质的量, kmol ;

Z ——天然气压缩因子;

R ——通用气体常数, $R = 0.008314 \text{ MPa} \cdot \text{m}^3 / (\text{kmol} \cdot \text{K})$ 。

在一定的温度和压力下天然气的密度可由式(1-4)导出:

$$\rho_g = \frac{pM}{ZRT} \quad (1-4)$$

式中 ρ_g ——天然气的密度, kg/m^3 ;
 p ——天然气所处的压力, MPa ;
 M ——天然气的摩尔质量, kg/kmol ;
 T ——天然气的热力学温度, K ;
 Z ——天然气压缩因子;
 R ——通用气体常数, $R = 0.008314 \text{ MPa} \cdot \text{m}^3 / (\text{kmol} \cdot \text{K})$ 。

在标准状态下 (10^5 Pa , 15.55°C), 地表天然气的各组分密度为 $0.6773 \text{ kg}/\text{m}^3$ (CH_4) 至 $3.0454 \text{ kg}/\text{m}^3$ (C_3H_8)。天然气混合物的密度一般为 $0.7 \sim 0.75 \text{ kg}/\text{m}^3$, 而石油伴生气 (特别是油溶气) 的密度最高可达 $1.5 \text{ kg}/\text{m}^3$, 甚至更大。天然气的密度随重烃含量尤其是高碳数的重烃含量以及 CO_2 和 H_2S 含量的增大而增大。在地表 1 m^3 天然气的质量通常相当于 1 kg 汽油的质量。天然气液化后, 体积缩小至 $1/1000$, 故在天然气与原油储量与产量换算中, 常采用 1000 m^3 气相当 1 m^3 原油或 1120 m^3 气相当于 1 t 油, 其利用价值也大致相当。

在地层条件下, 地下天然气的密度远大于地表温压条件下的密度, 一般可达 $150 \sim 250 \text{ kg}/\text{m}^3$, 凝析气的密度最大可达 $450 \text{ kg}/\text{m}^3$ 。

天然气的相对密度定义为在石油行业标准状况下 (293 K , 0.101 MPa), 天然气的密度与干空气密度之比。相对密度是无量纲量, 常用符号 γ_g 表示:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_a} \quad (1-5)$$

式中 ρ_g ——天然气的密度, kg/m^3 ;
 ρ_a ——空气的密度, kg/m^3 。

因为干空气的相对分子质量为 28.97 , 故由式(1-5)可得:

$$\gamma_g = \frac{M}{28.97} \quad (1-6)$$

式中 M ——天然气的视相对分子质量。

在已知天然气相对密度时, 可用式(1-6)求得天然气的视相对分子质量。

天然气中烃类各组分的相对密度为 0.5539 (CH_4) ~ 2.4911 (C_5H_{12}), 烃气混合物的相对密度一般为 $0.56 \sim 1.0$, 随重烃及 CO_2 和 H_2S 含量增大而增大。

2. 天然气密度

根据靖边气田历年气质全分析检测结果, 靖边气田天然气在标准状况下 (293 K , 0.101 MPa) 的相对密度平均为 0.61 。天然气密度为 $0.67 \sim 0.79 \text{ kg}/\text{m}^3$, 平均为 $0.73 \text{ kg}/\text{m}^3$ (表 1-7)。