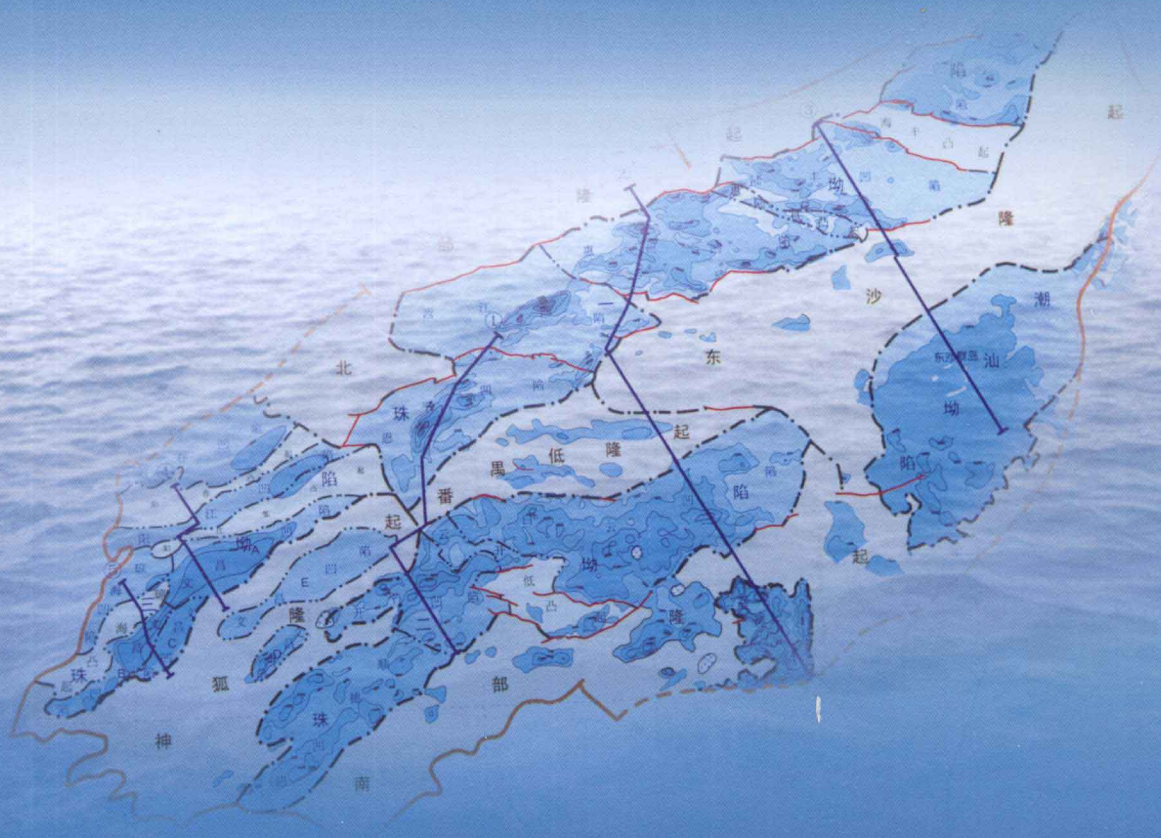


NANHAI HAIXIANG
SHAYAN YOUTIAN
GAOSU GAOXIAO KAIFA
LILUN YU SHIJIAN

张凤久◎著

南海海相砂岩油田 高速高效开发理论与实践



石油工业出版社

南海海相砂岩油田 高速高效开发理论与实践

张凤久 著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书系统总结了南海海相砂岩油田开发经验,围绕“能不能高速高效开发?如何高速高效开发?如何保证高速高效开发?”等问题展开论述,从油藏地质基础、开发机理和开发策略三个方面阐述了海相砂岩油田高速高效开发理论,并以典型油田为实例展示了海相砂岩油田高速高效开发的实践过程和优越性。

本书可供从事海上油气田开发工作的科研人员阅读,也可作为相关专业高等院校师生参考使用。

图书在版编目(CIP)数据

南海海相砂岩油田高速高效开发理论与实践/张凤久著.

北京:石油工业出版社,2011.11

ISBN 978-7-5021-8740-8

I. 南…

II. 张…

III. 南海-海相-砂岩油气田-油田开发-研究

IV. TE343

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2011)第 207782 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:<http://www.petropub.com.cn>

编辑部:(010)64523543 发行部:(010)64523620

经 销:全国新华书店

排 版:北京乘设伟业科技有限公司

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2011 年 11 月第 1 版 2011 年 11 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:12

字数:310 千字

定价:80.00 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

序

2010年12月19日,中国海洋石油总公司国内油气当量产量突破 $5000 \times 10^4 \text{t}$ 。至此,海域成为中国油气开发最重要、最现实的接替区之一。28年来,中国海油坚持对外合作、科技创新与管理创新,实现了“海上大庆”的夙愿,使得中国昂首迈进了世界海洋油气生产大国的行列。南海海域早在20世纪50年代就引起我国石油地质学家和国际石油界的高度重视,有人曾预测南海海域蕴藏着丰富的油气资源,是世界海上四大油气区之一。截至目前,南海海域油气产量已突破 $2000 \times 10^4 \text{t}$,几乎占据“海上大庆”的半壁江山。

南海海域作业区水深最少在100m左右,最深达330m,且自然条件恶劣。开发这类油田需要各种生产设施、工程施工装备必须能适应恶劣的南海海洋环境条件。因此要经济有效地开发这些油田难度极大。针对海相砂岩油田开发面临的一系列技术、经济的挑战,南海海域油气田开发工作者艰苦探索,勇于实践,敢于突破,根据海相砂岩油田的油藏地质特征和海上生产条件,经历了实践—认识—再实践—再认识的过程,创立了海相砂岩油田高速高效开发的新理论,并在油田开发实践中不断补充和完善,为海相砂岩油田经济有效的开发提供了理论指导。

《南海海相砂岩油田高速高效开发理论与实践》一书正是作者对海上油田开发走过的创新之路及开展的一系列具体研究和实践的全面总结,并形成了适合海相砂岩油田特点的高速高效开发的新理论、新方法、新模式:南海海相砂岩油田天然能量充足,宜采用天然水驱方式开采;充分利用油藏有利条件,通过创新海上油田高速开发技术,可以实现高速开发,高速开发不会造成油田破坏性开采,反而有利于提高油田寿命期内的采收率;在高含水期大幅度提液可以进一步增加可采储量;通过层间接替和滚动开发可以实现全油区高产稳产,通过“高速”实现“高效”。

中国海油对南海海相砂岩油田的开发实践,探索出了成功开发这类油田的方法,取得了很好的开发效果,并积累了大量的经验。相信《南海海相砂岩油田高速高效开发理论与实践》一书的出版,必能进一步指导与推动同类油田的开发工作。

中国工程院院士

2011年10月

前 言

南海海域是我国近海原油生产的主要基地之一,自 20 世纪 80 年代中后期开始,南海珠江口盆地内相继发现了惠州 21-1、惠州 26-1、西江 24-3、西江 30-2、西江 24-1、陆丰 22-1、陆丰 13-1 等一批储量大小不等的海相砂岩油田。90 年代后,珠江口盆地进入了储量持续增长的阶段,又相继发现了惠州 32-2、惠州 32-3、惠州 32-5、文昌 13-1、文昌 13-2 等多个海相砂岩油田,从而为珠江口盆地海相砂岩油田高速高效开发奠定了物质基础。

由于受到海上自然环境条件限制,海上油田开发面临高科技、高投资、高风险困局,如果继续沿用我国陆上油田低速开发、长期稳产的开发思路和策略,珠江口盆地发现的这些油田在当时条件下是不具备经济性的。面对挑战,海洋油气田开发工作者走创新之路,开展了珠江口盆地海相砂岩油田开发方面的一系列研究和实践,逐步创新和发展了适合我国海相砂岩油田特点的油田开发新理论、新方法、新模式,形成了适应海相砂岩油田特点的新技术、新工艺,实现了油田的高速开发,最大程度经济有效地动用了已经发现的石油资源。

自 20 世纪 90 年代开始,随着惠州、西江和陆丰等海相砂岩油田的相继开发,中国海上原油产量迅速增长,从而开启了中国海洋石油工业第一个迅速发展阶段。1996 年,我国海上原油产量首次突破千万立方米,达到 $1718.4 \times 10^4 \text{ m}^3$,其中珠江口盆地海相砂岩油田的产量为 $1166.2 \times 10^4 \text{ m}^3$,占我国海上石油总产量的 67.9%,7 个海相砂岩油田仅用 80 口井即建成如此大的产量规模,油田高峰采油速度达到 6%~10%,实现了海相砂岩油田高速高效开发。

本书系统总结了南海海相砂岩油田开发经验,围绕“能不能高速高效开发?如何高速高效开发?如何保证高速高效开发?”展开论述,从油藏地质基础、开发机理和开发策略三个方面阐述了海相砂岩油田高速高效开发理论,并以典型油田为实例展示了海相砂岩油田高速高效开发的实践过程和优越性。

全书包括 7 章,第 1 章主要介绍了南海海相砂岩油藏高速高效开发油藏地质基础,第 2 章阐述了南海海相砂岩油藏高速高效开发的地质评价技术,第 3 章分析了南海海相砂岩油田高速高效开发机理,第 4 章总结了南海海相砂岩油田高速高效开发策略和模式,第 5 章系统总结了南海海相砂岩油田剩余油分布模式,第 6 章阐述了南海海相砂岩油田高速高效开发配套技术,第 7 章论述了南海海相砂岩油田高速高效开发实践。

笔者多年来一直从事海上油气田开发工作,在 26 年技术探索和理论研究基础上,结合典型油田开发实践编撰而成,具有一定的理论意义与实用价值,可为海相砂岩油田经济有效地开发提供借鉴与参考作用,也希望本书能够从另一个角度解答长期以来业界对高速开发是否会导致油田破坏性开采的疑问,亦即:珠江口盆地海相砂岩油田天然能量充足,宜采用天然水驱方式开采;充分利用油藏有利条件,通过技术创新,可以实现高速开发;合理的高速开发不会造成油田破坏性开采,反而有利于提高油田寿命期内的采收率;在高含水期大幅度提液可以进一步增加可采储量;通过层间接替和滚动开发可以实现油区整体高产稳产;通过“高速”实现“高效”。

本书在成稿过程中,中国石油大学(北京)程林松教授对本书的结构和内容提出了很多指导性建议,我的同事安桂荣、许红、罗东红、梁卫等也为本书提供了大量素材,笔者多年来一直得到周守为院士的悉心指导和教诲,正是他们的鼓励、支持和帮助,才使拙作付梓,在此一并表示衷心感谢。

由于笔者水平有限,书中难免有不妥之处,恳请读者朋友批评指正。

目 录

1 南海海相砂岩油田高速高效开发油藏地质基础	(1)
1.1 构造特征	(1)
1.2 储层特征	(3)
1.3 油藏流体特性	(10)
1.4 油藏温压系统	(15)
1.5 能量特征	(16)
1.6 储量丰度特征	(16)
2 南海海相砂岩油田高速高效开发的地质评价技术	(19)
2.1 低幅度构造评价技术	(19)
2.2 多轮次地质油藏描述技术	(27)
3 南海海相砂岩油田高速高效开发机理	(35)
3.1 高速高效开发驱替机理	(35)
3.2 合理采油速度评价	(44)
3.3 提液时机机理	(49)
3.4 井型产能评价	(59)
3.5 水体能量利用机理	(83)
4 南海海相砂岩油田高速高效开发策略和模式	(91)
4.1 高速高效开发策略	(91)
4.2 高速高效开发模式	(103)
5 南海海相砂岩油田剩余油分布模式	(112)
5.1 底水油藏剩余油分布特征	(112)
5.2 边水油藏剩余油分布规律	(116)
5.3 混合油藏剩余油分布规律	(117)
5.4 南海东部砂岩油藏剩余油分布模式	(122)
6 南海海相砂岩油田高速高效开发配套技术	(132)
6.1 高速开发水处理技术	(132)
6.2 高速开发钻采工艺技术	(144)
7 南海海相砂岩油田高速高效开发实践	(151)
7.1 大中型油田独立开发实践	(151)
7.2 油田群联合开发实践	(163)
7.3 小型油田依托开发实践	(176)
参考文献	(182)

1 南海海相砂岩油田 高速高效开发油藏地质基础

自 20 世纪 80 年代中后期开始,南海珠江口盆地进入储量快速增长时期,相继发现了惠州 21-1、惠州 26-1、西江 24-3、西江 30-2、西江 24-1、陆丰 22-1、陆丰 13-1 等一批储量大小不等的海相砂岩油田。自 20 世纪 90 年代至今,珠江口盆地进入了储量持续增长阶段,又有惠州 32-2、惠州 32-3、惠州 32-5、文昌 13-1、文昌 13-2 等多个海相砂岩油田相继探明,从而奠定了珠江口盆地海相砂岩油田高速高效开发、高产稳产的物质基础(图 1-1)。深入的地质油藏研究表明,海相砂岩油田的构造特征、沉积环境、油藏储层物性、流体特征、天然能量以及较高的油气储量丰度为海相砂岩油田的高速高效开发提供了有利条件。

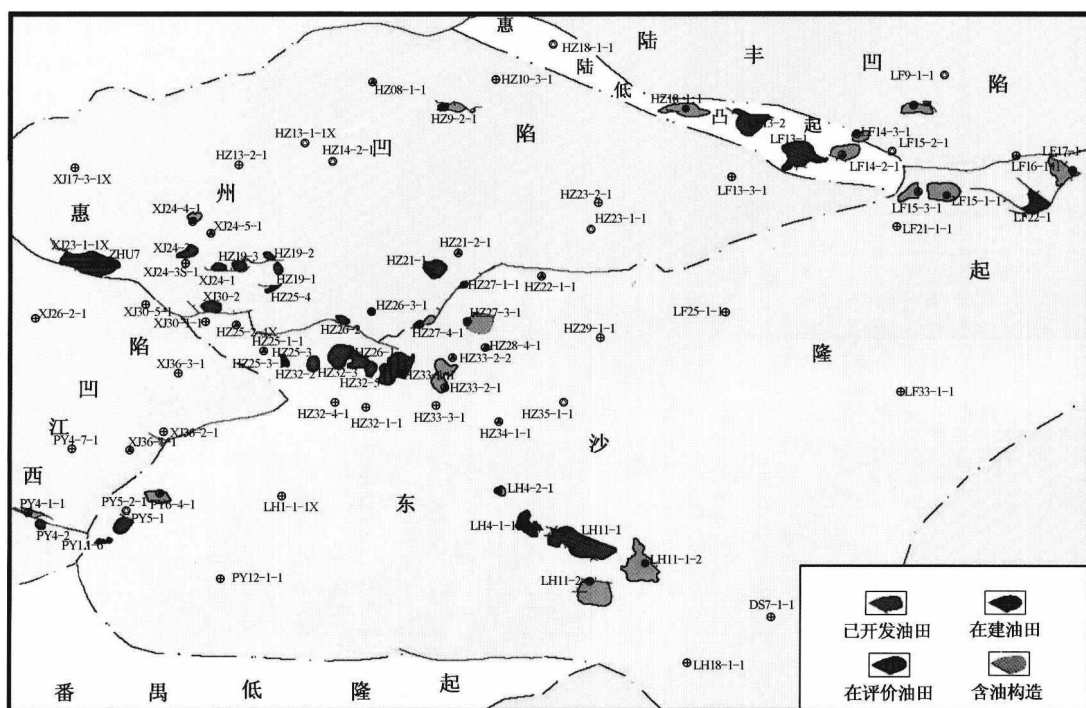


图 1-1 南海东部砂岩油藏开发形势图

1.1 构造特征

低幅度构造是南海珠江口盆地的主要构造类型之一,南海珠江口盆地已开发低幅背斜砂岩油田(包括惠州油田群、西江油田群、陆丰油田群、番禺油田群、文昌油田群等)有 20 余个(图 1-2),可采储量约占南海珠江口盆地已开发油田可采储量的 80%,其特点是:构造完整,形态简单,以低幅度背斜构造为主,构造幅度一般小于 20~30m;储层分布范围广,横向连通性好且比较均质,物性好,产能较高;纵向上油层多,层状边水油藏和底水油藏交互存在。

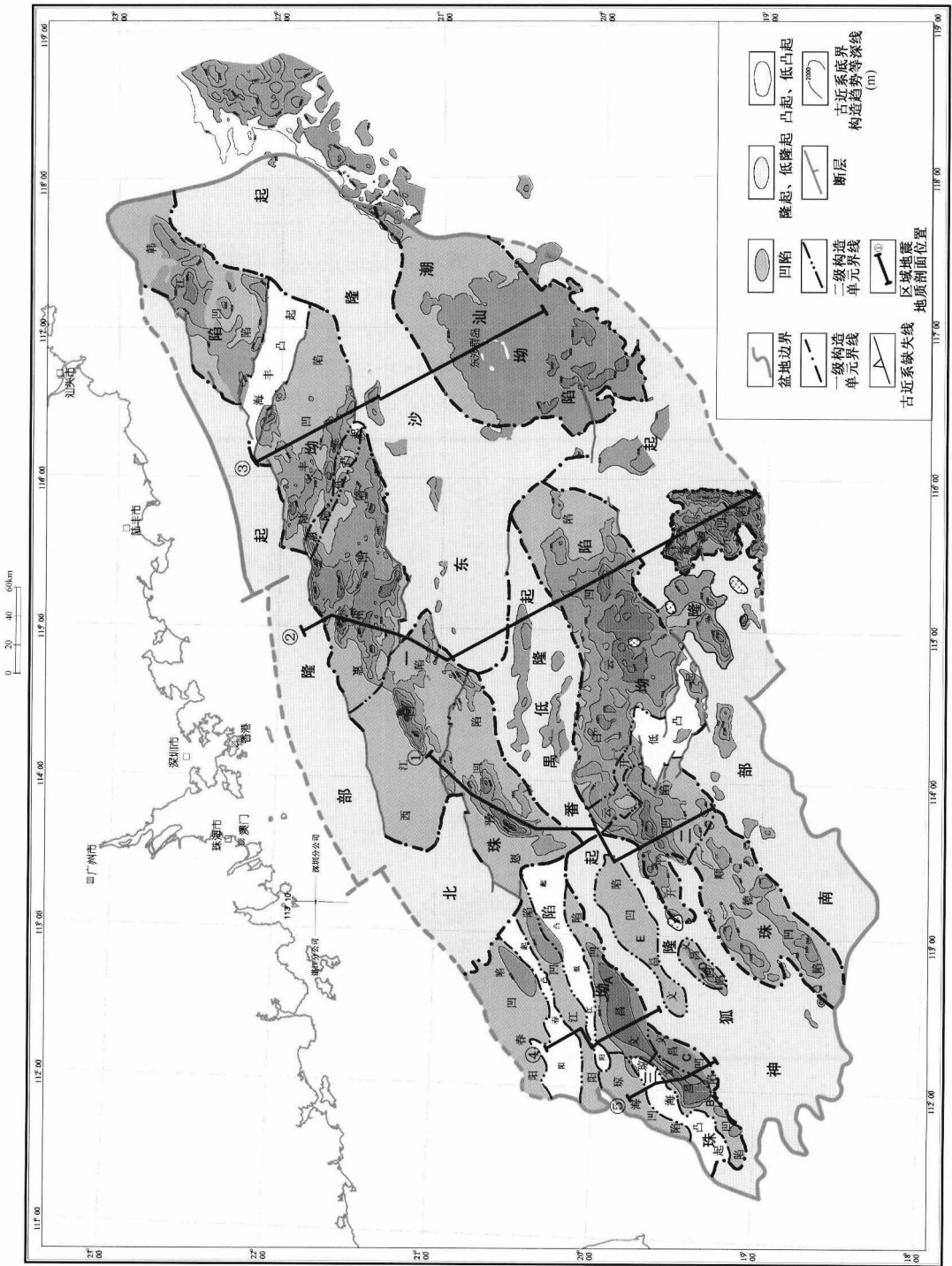


图1-2 珠江口盆地区域构造单元图 (据朱伟林等, 2010)

多数油田构造是在基底隆起上继承性发育的低幅度披覆背斜构造,构造完整,形态简单。构造较平缓,倾角小,为 $0.5^{\circ} \sim 3.5^{\circ}$ 。除上述披覆背斜构造外,还有简单断鼻背斜构造、逆牵引背斜和完整的穹隆背斜构造。油藏埋深1600~3000m,大多在1800~2700m之间。经油田地质储量复算的含油面积为2~24km²,其中含油面积8~15km²之间有15个油田,占统计总数的88.2%,大于15km²只有惠州26-1和惠州32-3油田。

据17个砂岩油田构造资料统计,除西江24-3、惠州26-2、陆丰13-2和陆丰22-1油田内部有小断层分布外,其余油田构造内部无断层切割,油层分布未受到破坏,有利于井网部署。

1.2 储层特征

1.2.1 储层沉积特征

南海海相砂岩油田主要集中于珠一坳陷的惠州凹陷、惠陆低凸起及东沙隆起北坡上。绝大部分油层纵向上分布于珠江组中。由23个油田和含油构造各选一口井进行统计,分布在珠江组的油层占85%以上,其主要原因是受控于珠江组中上部的前三角洲和广海陆棚泥岩(区域性盖层),说明对于珠江口盆地砂岩来说,良好的区域性盖层是寻找油气的必要条件之一。

珠海组沉积后期海侵的不断扩大,东沙隆起逐渐遭水淹没,在珠江组沉积早期,东沙隆起仍为陆丰地区提供碎屑物源,在隆起北坡形成以陆丰22-1油田为代表的滨岸滩坝砂岩,加上古韩江三角洲的掺入,在惠陆低凸起一带形成连片的砂岩。在西江、惠州地区,古珠江三角洲规模巨大,提供了大量的碎屑物源,这个时期的海水改造作用较强,形成三角洲前缘的连片席状砂岩和三角洲平原的大段巨厚砂岩。珠江组沉积中后期随海水的进一步加深,惠州—陆丰油区海水变深,以大段泥岩沉积为主,西江油区为三角洲平原至三角洲前缘的砂泥岩互层。

纵向上珠江组出现两次大规模的海进和海退,第一次为珠江组的下部,第二次为珠江组的上部。海进时波浪改造作用明显加强,出现退积式岩相叠加;海退时,河流作用强烈,三角洲向前推进。第一期海进后期和海退时期,在远离三角洲的东沙隆起和神狐暗沙隆起上广泛分布碳酸盐岩台地。三角洲前缘以外的广大海域沉积滨外陆架泥岩,组成珠江口盆地的区域性盖层。

珠江口盆地(东部)在21—16.5Ma期间沉积了三角洲和滨岸两种碎屑岩沉积体系,它们在时、空上的分布由于受海平面升降、物源供给、可容空间变化及构造运动的控制和影响,形成的低位体系域所特有的沉积格局直接反映在各油田的单井沉积特征中(图1-3)。

1.2.1.1 沉积相特征

1. 三角洲体系沉积相划分

三角洲是一个包括多种次一级沉积环境的沉积体系,所谓沉积体系是指在成因上有联系的几种沉积环境的统一体,三角洲沉积在平面上的分区性,是对三角洲进行沉积环境描述的主要依据,因而在进行三角洲研究时,通常从岸上到湖心或浅海依次划分出三个相带或亚相,随着油气勘探与开发的深入,以及粗粒三角洲的发现与认识,尤其是在研究砂岩储层的几何形态时,则开始采用四分法(Le Blance, 1972),即将三角洲划分成:上三角洲平原、下三角洲平原、

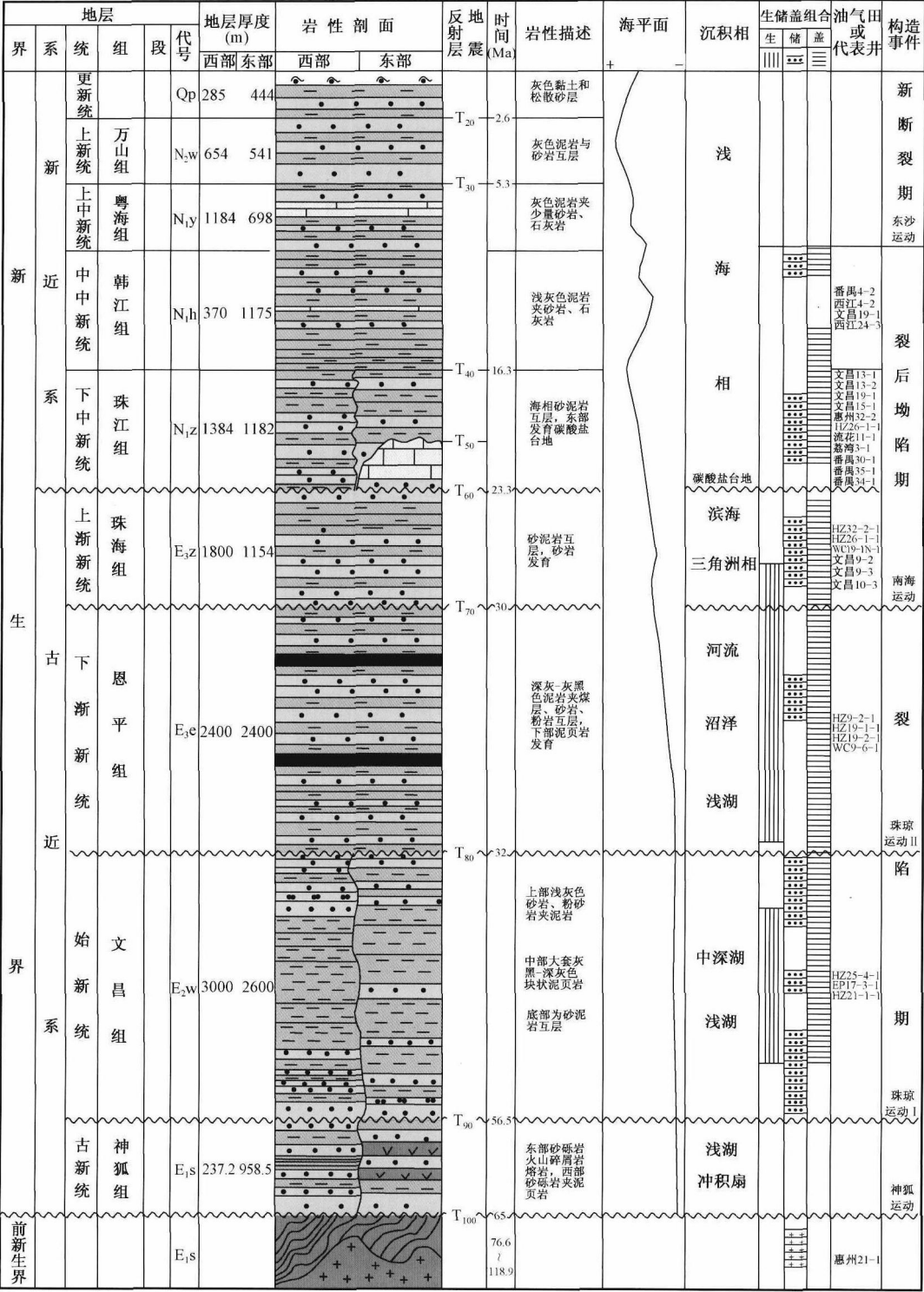


图 1-3 珠江口盆地地层综合柱状图(据朱伟林等,2010)

三角洲前缘和前三角洲泥四个相区或亚相。通过对珠江口盆地(东部)砂岩油田的详细研究,并结合现代沉积环境及国外的模式,将南海东部的三角洲沉积相进行如下的划分并归纳出其基本特征(表1-1)。

表1-1 珠江口盆地(东部)珠江组三角洲沉积特征及沉积相划分

亚相	微相	垂向层序特点	沉积特征
上三角洲平原(河口至最高水平面)	主河道、辫状河道、辫状分流河道	突变叠加正韵律,以砂包泥为特色,砂岩远大于泥岩	粒度较粗,以砾岩、含砾粗砂岩为主,沉积构造相对较完整
下三角洲平原(平均高水平面至平均低水平面)	分流河道、天然堤、决口扇、废弃河道、分流间湾	中等正韵律,以泥包砂砂泥间互为特点,砂岩近似等于泥岩	粒度中等,以砂为主,夹有粉细砂与泥岩互层,分选中等偏好,沉积构造较为完整。泥岩颜色相对较浅,见大量植物碎片和云母
三角洲前缘(平均低水平面至浪基面)	河口坝、远沙坝、水下分流河道	以中等反韵律为主,可夹小正韵律,以砂泥间互为特征,砂岩大于泥岩	以中—细砂为主,分选较好,可见大量的云母和炭屑
前三角洲(浪基面以下)	滨外沉积(正常浅海)	大套泥岩夹粉砂	以泥岩为主,质纯色深,虫孔不发育

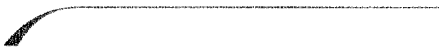
2. 滨岸体系沉积相划分

滨岸体系和三角洲体系一样包括了多种沉积环境,它在平面上的分布与三角洲一样存在着分区性,即不同的亚相沉积特征有着明显的差异和特色。

在珠江口盆地(东部)珠江组中既存在着无障壁型海岸,也可见有障壁型海岸沉积的产物,由于它们是构成珠江口盆地(东部)砂岩油田沉积环境多样性不可缺少的研究内容,为此依据其发育特点和总体沉积特征对其沉积相进行了进一步划分,其划分方案见表1-2。

表1-2 珠江口盆地(东部)珠江组滨岸沉积特征及沉积相划分

相	亚相	微相	垂向层序特点	沉积特征
无障壁海岸相	前滨	滩砂、滩砂水道	叠加渐变正韵律	粒度粗,以中粗砂岩为主,偶含砾,结构成熟度高,见有冲洗层理,缺乏槽状交错层理,无泥岩
	临滨	沿岸坝、上临滨	以反韵律为主,次为正韵律,砂包泥为主要特征,砂岩大于泥岩	粒度变化范围较大以中细砂岩为主,结构成熟度中等偏好
		下临滨	无韵律,砂岩小于泥岩	粉砂质泥岩沉积
	滨外	滨外沉积	大套泥岩夹粉砂岩	以泥岩为主,质纯色深,虫孔不发育
有障壁海岸相	障壁坝	障壁坪	以反韵律为主,砂岩大于泥岩	以中细砂为主,成熟度中等,可见生物介屑,岩性致密
	潮汐通道	潮汐水道	渐变正韵律,以砂包泥为特点,砂岩大于泥岩	以中细砂岩为主,成熟度中等,通常具有羽状交错层理
	潮坪	混合坪	无韵律,砂岩近似等于泥岩	以泥质粉砂岩或粉砂质泥岩为主,具有明显的复合层理,含菱铁矿结核及云母
	潟湖	潟湖泥、潮汐三角洲	无韵律	以深灰色薄层状粉砂质泥岩为主,生物扰动明显,含植物碎片,局部夹薄层反韵律砂岩



1.2.1.2 沉积相与储层物性关系

沉积环境是形成沉积物特征的决定因素,沉积相则是沉积环境的物质表现。根据惠州油区、西江油区、陆丰油区共 16 口井岩心的详细观察与描述,结合岩心分析、测井、生产动态资料,将三角洲环境划分为 11 种微相,滨岸环境划分为 10 种微相,其中有 13 种微相可作为储层,其物性主要受沉积环境的控制。为了全面了解珠江口盆地(东部)砂岩油田各种储集砂体的基本物性特征,以便对其进行分类评价,从而为后期高速高效开发效果分析提供指导作用。

表 1-3 各沉积微相储层物性及非均质程度

沉积微相	样品数	孔隙度(%)			渗透率(mD)			渗透率非均质系数		
		最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值	级差	突进系数	变异系数
滩砂	98	31.8	12.3	21.78	10944	348	3408.06	31.45	0.21	0.45
滩砂水道	39	27.8	14.4	18.56	13310	840	2686.82	15.85	4.95	0.95
沿岸坝	52	28.2	15.1	21.39	15250	33.00	3640.85	462.12	4.19	1.02
分流河道	745	34	10	23.2	19580	10	1405.84	1958	13.93	1.23
辫状分流河道	174	32.4	10.3	22.8	7650	11	1706.66	695.45	4.48	0.87
河口坝	209	33.6	12.5	23.08	5020	13	1045.06	386.15	4.8	1.08
决口扇	25	34.1	15.5	21.69	3020	5	460.92	604	6.55	1.36
风暴席状砂	76	30.2	15.9	24.23	2210	11	479.26	200.91	4.61	1.21
上临滨	86	30	14	24.16	6690	11	1382.8	608.18	4.84	0.965
天然堤	28	23.7	10	16.38	1714	0.13	113.29	13184.62	15.13	2.87
水下分流河道	69	28	10.2	22.07	5540	8	652.78	692.5	8.49	1.32
远沙坝	193	32	1.9	16.07	1690	0.01	76.29	169000	22.15	2.59
下临滨	63	28	1.1	15.53	806	0.01	85.4	80600	9.44	1.999
潮汐水道	95	18.9	10.1	15.74	870	7.8	118.07	111.54	7.369	1.159

1. 辫状分流河道

上三角洲平原辫状分流河道为陆上沉积,由多个正韵律的厚层块状砂岩—含砾粗砂岩叠加而成,河道所流经的地区冲刷作用和切割作用明显。

其岩心实测的孔隙度和渗透率平均值分别为 22.8% 和 1706.66mD(表 1-3)。岩心孔隙度分布在 20%~30% 的占样品数 80%,渗透率形态表现为单峰的正偏型。岩心水平渗透率主要分布在 1000~3000mD 之间,渗透率形态表现为对称型单峰。单个砂体下部渗透率较高,上部渗透率较低,即与其粒度的正韵律特征一致,当渗透率大于 100mD 时孔渗关系在单对数图上近似线型,其数值分布区间较大或离散度偏大,当渗透率小于 100mD 时,孔渗关系无规律可循,由此说明原生的沉积结构是影响其物性的主要因素。岩心分析垂直渗透率主要分布在 300~2000mD,垂直渗透率/水平渗透率介于 0.2~1 之间,说明辫状分流河道砂岩水平方向和垂直方向渗透能力均较强,能形成良好的储层。辫状分流河道岩石颗粒较粗,以大喉道为主,其储层物性较好。

2. 分流河道

分流河道沉积以厚层块状砂岩为主,呈单个或多个向上变细的正韵律。各韵律底部含砾石,且存在一个高渗透层段,见有冲刷接触。

古珠江三角洲的分流河道在西江油区、惠州油区十分发育,并形成了良好的储层。其岩心孔隙度主要分布在 20% ~ 25%,岩心水平渗透率平均值为 1405.84mD,岩心渗透率受单个河道砂体正韵律特征影响,其渗透率分布也具有下部渗透率高,上部渗透率低的渐变正韵律特征,其水平渗透率形态为双峰近似对称型。岩心垂直渗透率主要分布在 50 ~ 1000mD,垂直渗透率/水平渗透率为 0.1 ~ 0.7。

分流河道颗粒粒度具有正韵律特征,毛细管压力曲线以略粗歪度为主,以中粗喉道为主,但分流河道顶部因泥质含量增加,细小喉道增加,相应储层物性变差。

3. 天然堤、决口扇

天然堤发育于河床两侧,以泥岩和粉砂岩为主,岩心孔隙度主要分布在 10% ~ 20%,渗透率形态为单峰负偏型。岩心水平渗透率平均值为 113.29mD(表 1-3),为宽缓单峰负偏型。天然堤沉积物受其粒度分布的影响,渗透率相对较低,以 1 ~ 100mD 为主。

天然堤颗粒粒度较细,但不同部位颗粒粒度有一定的差异,毛细管压力曲线歪度中偏细,喉道分选较差,小喉道含量较高,这就决定了天然堤储层物性差的特点。洪水冲决天然堤形成决口扇,以细—粗砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩沉积为主,粒度比河床沉积细。

决口扇砂体岩心孔隙度主要分布在 15% ~ 25%,为极不对称的单峰型;岩心水平渗透率分布范围大,渗透率分布在 10 ~ 1000mD 的占 70%(表 1-3),呈现为十分对称的单峰型。孔渗的相关性较差,主要原因是由于孔隙度变化范围较大所致。决口扇砂体垂向上物性变化较大,岩心垂直渗透率为 0.6 ~ 2000mD,垂直渗透率/水平渗透率分布在 0.005 ~ 0.8 范围内。

决口扇砂岩也能形成储层,如西江 24-3 油田的 H1 油藏上部,测井解释孔隙度为 10% ~ 27%,渗透率最高可达 3020mD。

4. 水下分流河道

三角洲前缘水下分流河道由细—粗砂岩组成,为分流河道的水下延伸部分,常由多个正韵律砂体叠加而成,含生物介屑,底部可见冲刷面。三角洲前缘水下分流河道孔隙度为 20% ~ 25%,为单峰正偏型。渗透率以 100 ~ 1000mD 为主,为一个单峰负偏型,孔渗相关性较差。

三角洲前缘水下分流河道毛细管压力曲线中—细歪度,大小喉道均有分布,喉道半径大于 20.9 μm 占 25%,小于 0.1 μm 占 32%。孔隙度、渗透率变化较大。

5. 河口坝

河口坝是由河流携带的碎屑物质沉积于河口并经海浪作用改造而成,为中—细粒砂岩,粒度具反韵律特征。

河口坝砂体岩心孔隙度主要分布在 15.0% ~ 30.0% 范围内,为典型的单峰正偏型;岩心水平渗透率分布范围为 13 ~ 5020mD(表 1-3),为典型的双峰型,孔渗呈宽带正相关。垂向上上部渗透率较高,而下部渗透率较低。岩心垂直渗透率为 7 ~ 1000mD,垂直渗透率/水平渗透

率的比值以 0.2 ~ 1 为主,说明河口坝砂体均质程度较高。河口坝砂岩以中—粗喉道为主,喉道分布中等,毛细管压力曲线粗—中歪度。

6. 远沙坝

远沙坝主要由粉砂、泥质粉砂岩—粉砂质泥岩组成,化石较少,见虫孔,远沙坝粒度较细,储层物性变化较大。岩心孔隙度为 1.9% ~ 32%,岩心渗透率分布范围为 0.01 ~ 1690mD,岩心垂直渗透率为 3 ~ 500mD,垂直渗透率/水平渗透率为 0.05 ~ 0.3,可见,总的来说远沙坝储层物性较差,砂层非均质性程度相对较高。

远沙坝储层物性相对较差,非均质程度相对较强,毛细管压力呈粗—细歪度,喉道分选较差,并以小喉道为主。

7. 风暴席状砂

前三角洲风暴席状砂为分选好的细粒至中粒砂岩,常常与前三角洲或滨外泥岩、粉砂岩互层。风暴席状砂岩心孔隙度分布在 20% ~ 30% 的占 70% 以上;岩心水平渗透率分布在 10 ~ 500mD 的占 65%,500 ~ 3000mD 的占 35%。孔隙度分布形态为典型的单峰正偏型,而渗透率则略呈双峰负偏型。风暴席状砂因其分选好,储层物性也较好。风暴席状砂毛细管压力曲线为略粗—中歪度,喉道分布以中—细为主,分选中等。

8. 滩砂

河流或风带来的大量碎屑物质入海沉积以后,经过波浪冲洗和筛析作用,沿岸搬运,形成大面积分布的厚层海滩砂岩,砂岩沉积在高能的前滨环境中,分布较稳定,其储层物性优于其他环境中沉积的砂岩。

前滨滩砂由中—粗粒厚层粗砂岩组成,偶见细砾,分选磨圆中等—好,岩石的结构、成分成熟度中等偏好,泥质含量低,伽马曲线呈微弱的钟形或箱形。滩砂形成过程中,由于海进作用,在砂体顶部形成含有少量泥质、粉砂质薄披覆层,该层在油田开发中可起到夹层的作用。

滩砂的岩心渗透率在 3000 ~ 5000mD 之间的占 50%,1000 ~ 3000mD 之间的占 32%,岩心渗透率平均值为 3408.06mD,岩心孔隙度分布在 12.3% ~ 31.8% 之间,其中孔隙度为 20% ~ 25% 的占 50%,而且垂向上孔隙度与渗透率分布较均质,孔、渗两者分布形态均为单峰正偏型,渗透率的集中程度大于孔隙度,由此说明高能的选择作用可形成良好的均质储层。滩砂均质程度很高,横向上和垂向上均有好的渗滤能力。

滩砂储层物性好,测井解释含油饱和度可达 90% 以上。滩砂为中—粗砂岩,分选、磨圆好,毛细管压力曲线为粗歪度,以大喉为主,喉道分选好,为高渗透率、高孔隙度的砂岩储层。

9. 滩砂水道

由于激流或回流作用,砂体的侵蚀和再沉积形成了滩砂水道,主要由厚层中粗粒砂岩组成,底部含砾,并具冲刷特征。粒度向上变细,结构成熟度较高。滩砂水道的岩心渗透率分布以 1000 ~ 3000mD 为主(表 1-3),并且渗透率在垂向上的变化较小,岩心孔隙度分布以 15% ~ 25% 为主,孔隙度分布形态为近正态分布的对称型,而渗透率则出现了极为集中的单一峰型,说明强烈的筛选作用可形成良好的均质砂岩。

滩砂水道的孔喉分布与滩砂相似,以大喉道为主。滩砂水道岩石颗粒较粗,分选好,胶结物含量较低,为高孔隙度与高渗透率的砂岩储层。

10. 潮汐水道

潮汐水道为厚层状中细砂岩沉积,常由几个正韵律砂岩叠加而成,韵律底部常常见有冲刷面,偶见滞留砾岩。

岩心的孔隙度分布范围为 10.1% ~ 18.9%,其中孔隙度大于 15% 的占 62%,岩心渗透率以 10 ~ 100mD 和 100 ~ 500mD 为主(表 1-3),孔渗相关性较好,其集中程度极高。潮汐水道毛细管压力曲线为细歪度,喉道分选差。

11. 沿岸坝

受海退、潮汐或沿岸流的作用,使碎屑物质平行于岸线沉积形成沿岸坝砂体,以粗—中粒砂岩为主,具向上略变粗的反韵律,自然伽马曲线略呈漏斗形或呈箱形,分选、磨圆程度较高,结构成熟度中—高。岩心孔隙度以 15% ~ 25% 为主,岩心渗透率为 28 ~ 15250mD(表 1-3),孔隙度分布形态为单峰正偏型,渗透率为典型的双峰正偏型,这反映出水动力条件有较大的变化。尽管渗透率出现了宽带区的特点,但孔渗呈很好的线性正相关,垂向上渗透率分布具反韵律特征。

沿岸坝毛细管压力曲线为粗歪度,分选好,以中—粗喉道为主,故沿岸坝为好的储集砂岩体。

12. 上临滨

上临滨主要由细—中砂岩组成,粒度向上变细,泥质含量向上增加。上临滨岩心孔隙度以 25% ~ 30% 为主,岩心渗透率以 500 ~ 2000mD 为主(表 1-3),孔隙度分布形态为典型的梯式单峰正偏型,而渗透率则为双峰负偏型,其沉积背景与沿岸坝相同,其能量相同而沉积方式略有差异。渗透率在垂向上的分布受粒度变化的影响,上临滨下部渗透率较高。

上临滨砂岩粒度较前滨相对细一些,毛细管压力曲线略显粗歪度,分选相对差一些,喉道分布以大喉道和小喉道为主。

13. 下临滨

下临滨由薄层状粉细砂岩—泥质粉砂岩组成,粒度较细,泥质含量高。

下临滨岩心大小孔隙均有分布,岩心渗透率分布非均质性较强。孔隙度分布形态为明显不同于其他微相的双峰型,而渗透率则呈区间极宽的梯形。孔渗表现为良好的正相关线性。

下临滨砂岩不同部位其物性有差异,下临滨砂岩为较好储集岩时,以中—粗喉道为主,喉道分布中等,毛细管压力曲线为略粗歪度。下临滨以粉细砂岩为主时方能形成储层,且此时储层物性相对较差。

总之,珠江口盆地(东部)砂岩油田总体储集性能良好,岩石孔渗性极高,可以认为砂体接触处具有良好的渗入能力。

1.2.2 储层物性特征

储层物性好坏是影响油井产量高低,也是油田是否能高速高效开发的地质基础之一,其表现在储层孔渗特征、孔隙结构特征和岩性特征等几个方面。

1.2.2.1 储层孔渗特征

孔隙度反映储层储集流体的能力,储层的孔隙度越大,能容纳流体的数量就越多,储层性能就越好。渗透率是代表岩石流体通过能力的大小,渗透率大,流体通过的能力就强,流体渗

流的阻力就小,否则反之。

由表 1-4 所示,据 13 个砂岩油田孔隙度和渗透率资料统计,岩心分析的孔隙度为 10.7% ~33.7%,测井解释的孔隙度 14.5% ~30.4%。

表 1-4 砂岩油田储层物性数据统计表

油田	孔隙度(%)		渗透率(mD)		
	测井	岩心	测井	岩心	有效
西江 24-1	15.5 ~28.1	17.7 ~22.9	204 ~3744	58 ~4920	2188 ~6844
西江 24-3	22.6 ~23.6	22.9 ~24.3	770 ~1918	798 ~2252	3055 ~15388
西江 30-2	19.2 ~25.7	19.3 ~28.1	648 ~1378	1070 ~3464	4304 ~9911
惠州 21-1	15 ~16.5	15.2 ~17.7	192 ~317	170 ~682	127 ~572
惠州 26-1	15.7 ~21.9	17.8 ~26.5	235 ~1323	139 ~2750	1575 ~5087
惠州 32-2	19.2 ~21.4	19.9 ~21.6	340 ~677	504 ~934	1838 ~2421
惠州 32-3	16.6 ~22.8	14.4 ~21.9	370 ~1498	602 ~2032	805 ~5461
惠州 32-5	15.2 ~26.4	19.0 ~33.3	736 ~1233	355 ~6210	895 ~1370
陆丰 13-1	15.3 ~23.4	10.7 ~25.8	118 ~3650	1290 ~2294	2174 ~5307
陆丰 13-2	17.2 ~22.1	13.0 ~22.8	215 ~1227	47 ~2860	3508 ~4234
陆丰 22-1	20.3 ~24.5	21.5 ~26.1	1273 ~33806	1333 ~4586	2424 ~5760
番禺 4-2	14.5 ~31.2	11.5 ~31.4	163 ~20869	0.5 ~20459	4900 ~21851
番禺 5-1	15.9 ~30.4	9 ~33.7	117 ~15931	3 ~16008	2274 ~2290

另外,除惠州 21-1 油田有效渗透率稍低外,一般都在 1000mD 以上,西江 24-3 油田和番禺 4-2 油田有效渗透率超过 15000mD。

1.2.2.2 储层孔隙结构特征

从薄片和扫描电镜资料表明,储层孔隙发育,孔隙类型简单,以原生粒间孔为主,还有溶孔、晶间孔等。储层喉道半径多大于 10 ~15 μm ,最大的大于 20.9 μm 。因此,珠江口盆地砂岩油藏储层孔隙结构较均匀。

1.2.2.3 储层岩性特征

珠江口盆地砂岩油藏储层岩性以岩屑长石石英砂岩和石英砂岩为主,胶结物以泥质为主,泥质含量一般小于 20%。岩石颗粒以细到中、粗粒,局部含砾,磨圆为次棱角状到次圆状,分选大多中到好。

1.3 油藏流体特性

据 17 个海相砂岩油藏钻井中途测试(DST)和重复地层测试(RFT)所取的 98 个原油样品及 92 个高压物性样品,总结了南海海相砂岩油藏原油的特性以及天然气和地层水的性质,分析了其特性对高速、高效开发的影响。