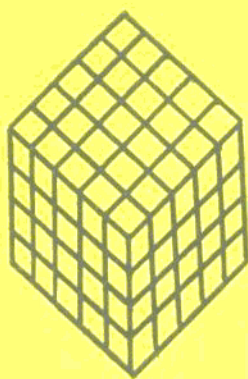


油藏描述译文集

许仕策 等译

王正鉴 等校



石油工业出版社

译 者 的 话

油藏描述是新近迅速发展起来的一门技术。在我国,明确规定了申报探明油气储量必须进行油藏描述。为了借鉴国外油藏描述技术,我们翻译了“Reservoir characterization”一书。该书有41位撰稿人,主要内容可分两部分:一是油藏静态特征描述,包括储层的外部形态和内部的非均质特征;二是各种油藏的数学模拟。大部分论文取材于各地油气田的实际资料,并以岩心、露头 and 测井资料为基础,分析影响储层性能的各种沉积环境和成岩作用,建立非均质模式和数学模型以预测各油层参数在垂向和横向上的变化,以及这些变化对采收率的影响。因此在油田开发生产实践中具有一定的指导意义,对油藏描述工作具有较好的参考价值。

本书由中国海洋石油南海东部公司许仕策、王正鉴等翻译和校对,全书由陈长民作最后审定。

本书在翻译和校对过程中,得到了南海东部公司科技中心的领导和同志们的积极支持,石油工业出版社叶敬东、林长海为本书的出版给予了大力帮助,在此,谨向他们表示深切的谢意。

一九九三年十二月

前 言

本书是 1985 年 4 月 29 日至 5 月 1 日在美国达拉斯 Galleria 的 Westin 宾馆召开的油藏描述技术会议的论文集。这次会议由俄克拉荷马州巴特列斯维尔国家石油和能源研究所(NIPER)主办。本前言叙述了召开这次会议一些动机的形成。

在这次会议组织委员会的第一次会议上,我们试图精确地规定“油藏描述”是什么。这个由具有不同专业基础和有知识的人组成的委员会,令人惊奇的共商出基本上相同的定义。油藏描述是定量确定油藏特性、识别地质信息和识别空间变化不确定性的一种过程。该过程直接应用于数值模拟,尽管委员会认为这样获得的信息具有内在的优点。由于油藏描述保留其广泛性,所以该委员会赞同会议促使各种学科并合的思想。

这次会议分成四个专业小组,每个组邀请一个重点发言人:地质和岩石物性基础方面为德克萨斯大学经济地质学研究所的 Robert J. Finely 博士,空间变化专业为新墨西哥州采矿工艺学院的 John. Wilson 博士,模拟参数赋值方面为索亥俄石油公司的 Helge H. Haldorsen 博士以及流体在不均匀介质中的流动方面为壳牌国际石油公司的 K. J. Weber 博士。

这里发表了每个小组会所包含的报告,这些报告是根据校定过的准备稿编写的。在这次会议的学习班所发表的论文也收集到本集里。有 130 多位与会者来自世界各地。

没有工业委员会的帮助,就不可能成功地完成这项重要的工作。我们感谢组织委员会他们付出的劳动和洞察力,他们是:德克萨斯大学经济地质学研究所的 Robert J. Finely;索亥俄石油公司的 Helge H. Haldorsen;雪夫隆油田研究公司的 Thomas A. Hewett,施仑贝谢一道尔研究公司的 Thomas J. Iasseter;联合石油公司的 Larrg E. Murray;大西洋富田公司的 A. C. (Sandy) Riese;国家石油和能源研究所的 Bijon Sharma;阿科资源技术公司的 Fred I. Stalkup;堪萨斯大学的 Anthony W. Walton 和美国能源部的 J. Keith Westhusing。

此外,我们非常感谢国家石油和能源研究所的 Debra Kerr Fassnacht 女士和 Virginia Foreman 女士的组织、编辑和管理技能。这次会议产生的效果就是称赞他们的能力和对他们们的良好鼓励。

Larry W. Lake
德克萨斯州,奥斯汀
Herbert B. 小 Carroll
俄克拉荷马州,巴特列斯维尔
王正鉴 译

目 录

前 言

砂岩储层的地质特征.....	(1)
堪萨斯州东南部切罗基群(宾夕法尼亚系狄莫阶)的砂岩储层特征	(22)
普鲁德霍湾油田页岩连续性的地质预测	(34)
在交错层砂岩露头表面观察渗透率变化	(45)
根据测井资料应用多元回归预测渗透率	(64)
用地质统计学估计渗透率	(90)
储层描述中专家信息的外推和编码.....	(102)
模型参数的确定和油藏工程中的规模问题.....	(112)
怀俄明州 HARTZOG DRAW 油田储层特征模拟	(140)
吸渗周期中考虑滞后现象的简化油水相对渗透率公式.....	(159)
储油层非均质性及其对最终采收率的影响.....	(168)
天然裂缝性油藏的模拟和特征.....	(183)
关于专业讨论会的报告.....	(195)

砂岩储层的地质特征

Robert J. Finley Noel Tyler

许仕策译 王正鉴校

一、引言

为了最大限度提高老油区的原油产量,美国有 48 个州在不断加强对油藏特征的研究。得克萨斯州(以下简称得州)从 1973—1982 年强调要深入认识现有油田的油藏特征。在这些老区油藏,积累了最丰富的资料。在 1973—1982 年期间,新区探井发现的储量占新增储量的 11%(6.5 亿桶),而从老油田增加的储量占新增储量的 89%(54 亿桶)。其中通过扩大含油面积和加密井网所增加的储量占老油田新增储量的 80% 以上。然而得州现有油田还能增加多少储量,其最大潜力为多少,这仍有待于进一步认识。得州是美国主要产区,在历史上它的原油产量占全国原油产量的 40%。

据目前估计,得州已发现 1560 亿桶原油,最终可采储量约 540 亿桶(Fisher 和 Galloway, 1983)。如果还可以找到新增储量 200 亿桶,并按采收率略低于 35% 计算,则至少应有 1160 亿桶原油应用常规手段采不出来。最终能采出多少原油,目前尚不清。但估计还能再采出 5% 至 40% 的储量(Fisher 与 Galloway, 1983),据目前开发工艺资料所作的估算(国家石油委员会, 1984),得州的前景大体上与全国石油开发展望相同:全国的新增储量中,有 3230 亿桶原油,即占新增储量的 2/3 发现于老区的油层。

尽管一次采油和二次采油(主要为注水开发)的一般采收率为原始石油地质储量(OOIP)的 1/3,但具体到各个油层来说,它们的采收率各不相同:最小低于 5%,最高可达 80%(国家石油委员会, 1984)。在得州,大量的陆源碎屑储层其平均采收率如下:属于陆坡/深海盆地沉积体系的储层,其平均采收率为 15%(变化范围从 6—21%);属于堡坝、滨海平原沉积体系的储层,其平均采收率为 53%,变化范围从 38 到 69%(Tyler 等, 1984)。不同驱油方式也可能造成采收率的差别,其中注水开发的采收率最高,例如某一三角洲砂岩油田的采收率可高达 80%,而对陆坡/深海盆地沉积体系的储层其渗透性差,溶解气驱采油的采收率只有 6%(Tyler 等, 1984)。

(一) 相和沉积体系

在得州,老油田储量的增长主要靠扩大含油面积和加密井网,这两项工作往往比二次采油还重要。储量增长中,只有很少一部分是通过发现新油田、三次采油和延期报废得来的(Fisher, 1985)。为了搞清这些储层最大的油气潜力,必须从相和沉积体系入手详尽了解储层的骨架特征。相是一个三度空间岩体,根据它的外部 and 内部的几何形态、沉积构造、岩性、有机质含量、地层关系以及相关的沉积特征可以推断形成该岩体的环境成因。相的组合构成一个沉积体系(Fisher 和 McGowen, 1967),相的组合通常也称为岩相,是关于岩类成因的术语,它与沉积环境及沉积作用紧密相关。若干个沉积体系组成一个体系域(Brown 与 Fisher, 1977),这样一个体系域可以包括河流、三角洲、大陆架和大陆坡沉积体系等。在该体系域内部,同时代的各个沉积体系反映一个从物源区经盆地边缘到深海环境的古斜坡面貌。因此了解不同沉积体系之间的相互关系可提供一个区域背景,而研究在这背景下每一沉积体系及其包含的相,就可以描述这个大背景下的储层轮廓。这样又为预测其它的

具有相同沉积成因的储层特征提供依据。

(二) 相的概念在研究储层流体分布特征中的应用

由于不同的沉积作用,沉积后埋藏历史、机械压实作用、变形作用以及胶结作用所带来的一个主要相变结果是,所有的储层不管是油层还是气层,层内岩石物理性质都表现出不同程度的非均质性,这些岩石物性影响流体分布。即使是平均渗透率较高的好油层,也存在较严重的非均质性,阻碍了油气在常规井网和开发工艺条件下的生产。当油层内部的分隔性比较严重和几何形态比较复杂时,那么通过一次和二次采油后,该油层内部仍保留约一半的可采储量。这种地质上的变化(指油层内部非均质性)^①使好油层的有效开采复杂化,而对致密地层、驱油效率低的油层或原油粘度高的油层非均质性的影响更为严重。

研究现代及古代沉积体系使人们可以建立和发展大量碎屑岩沉积体系的各种沉积模式(Brown 和 Fisher, 1977; Selley, 1978; Fisher 和 Brown, 1984; Walker, 1984)。大量的这一类研究工作已被用于勘探过程。然而,由于对老油田储量增长潜力的认识在不断加深,故不能忽略应用沉积模式在小范围内研究已知油层的重要性。井间地区的定量地质预测对许多储层地质师来说是一项新的努力,但对于油藏工程师进行流体流动和油气产能分析来说是一个至关重要的问题。本文以下章节描述了两个主要的碎屑沉积体系,并说明了该体系内的岩相如何控制油气分布的。参考文献主要列出有关井间的储层地质问题而不考虑油田之间的(区域)地质问题。

二、油层分析的方法

用于储层岩相分析的成因方法包括把岩相作为一个具有一定特征的岩石单元和把沉积体系作为具有一定成因的岩相组合这两部分内容。岩相这一术语是与某种岩体的外部形态及基本特征(包括岩性、沉积构造和各种有机元素等)相联系的,这些特征既可见于野外露头,部分地也可见于岩心(Walker 和 Harms, 1971; Middleton, 1978; Walker, 1984)。环境解释加上对岩石特征的完全描述构成了相分析过程的一部分(Middleton, 1978)。和一定成因相关的岩相分布图可用于预测工作而不必详尽考虑正统的术语和各种地层学法规(Fisher 和 Brown, 1984)。因此,成因方法为油藏地质师和工程师提供了最好的机会,他们可利用在不同地区具有某些相似性的基本岩石单元去预测井间地区的油层发育特征。没有这种相似性的预测,即没有扎根于岩体成因的相似性预测,油藏地质师就不可能把研究现代沉积相及其沉积作用的成果和研究露头及井下油层的成果充分应用于解决储层几何形态和岩石物性分布的关键问题上。愈来愈多的研究工作集中在油田内部或生产井之间地区以及油藏描述方面,并已取得重要进展,这些研究已经有力地指导油气勘探。

要了解储层的地质特征须充分利用所有的井下资料。这些资料包括地球物理测井成果、岩心(全直径取心和井壁取心)、岩心分析、泥浆录井、井史、随钻测试和其它测试资料、压力资料和吸水剖面资料等。储层分析的一般骨架是通过大量的资料(主要是测井资料)建立起来的,用岩心资料同测井资料进行详细对比,包括岩性、孔隙度以及含油、气层的分布。根据磨成板状的全直径岩心段所做的各种解释同根据测井资料所判断的相同岩体在垂向和横向上的分布情况进行对比,将所有收集在一起的数据同各种岩相模式进行对比。这种模式是在概括了特定的沉积环境基础上确定的(Walker, 1984)。有了岩相模式就能在资料有限情况下作出令人满意的预测。使用这种模式也将使模式本身更加完善;对于研究储层特征来说,尤其需要更好地了解在一般井网条件下储层的非均质

① 译注

性特征。

三、海滨带储层的地质特征

海滨带体系域主要由两部分组成:海滨平原体系和堡岛/泻湖体系。在岩石记录中,这些沉积物是重要的油源。例如,在得州该沉积物中原油原始储量约占全州砂岩中原油储量的 12%,而平均采收率可达 50%以上(Tyler 等,1984)。滨海平原是受海水作用控制的、紧贴大陆的海岸地区。而堡岛与相邻沿岸平原之间被广阔的泻湖或海湾所隔开。滨海平原可进一步划分为两大类:砂质海滩脊平原和泥质千尼尔平原。

堡岛、砂质海滩脊平原和千尼尔平原都具有以前积作用为主的特点,它们的形态取决于沉积物结构及供给速度、海岸自然地理(包括坡度)、波浪及潮汐能量等相互间的关系。这些体系能以连续统一体的形式出现,例如密西西比河西部海湾沿岸平原的微潮汐海退海岸线。根据泥质的和砂质的滨海平原以及堡岛的空间分布,就可预测它们在垂向上相互叠加的地层层序。的确如此,沿得克萨斯湾岸中部,渐渐向上 Frio 组地层是由堡岛/泻湖、砂质滨海平原和泥质滨海平原沉积体系相互叠加组成的。在这一油气聚集带有 46 个主要储层,总原油储量 42 亿桶,使这一地带成为湾岸地区最富的地区之一。详细研究 Frio 组堡岛/滨海平原油气聚集带内部 North Markham North Bay City 油田(图 1)的两个油层,可以看出明显的宏观非均质性,甚至在砂质沉积体系中也是这样(Tyler 和 Ambrose 的文章在出版中)。

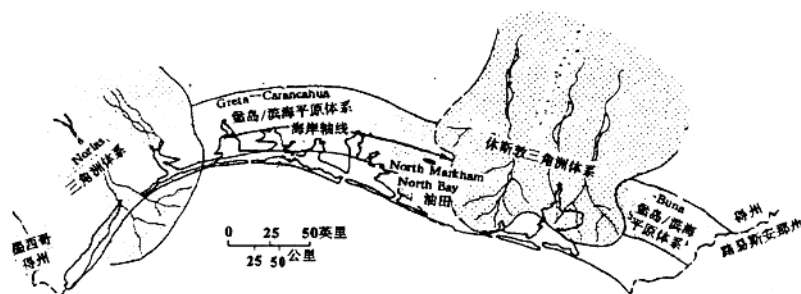


图 1 Frio 沉积体系和 North Markham—North Bay City 油田的位置

(一) North Markham—North Bay City 油田的滨海平原储层

得州 Matagorda 县的 North Markham-North Bay City (NM—NBC) 油田之产油、气层是上 Frio 组多层叠加的堡坝和滨海平原砂岩(图 2)。油藏圈闭是一个生长断层下降盘的长形滚动背斜。该油田有三个主力油层,其中两个表现出明显的宏观非均质性。Cayce 油层(图 2)到 1984 年已生产原油一千万桶。该油层沉积于一个复合的、富砂质的河流三角洲/滨海平原沉积体系;而另一油层即 Cornelius 油层已累积产油一千七百万桶,该油层沉积于富泥质的滨海平原沉积体系(Tyler 和 Ambrose 的文章在出版中)。以上两个主力油层的特点都有较高孔隙度,但富含泥质的 Cornelius 油层平均渗透率比富含砂质的 Cayce 油层低得多。其余的有关特征见表 1。

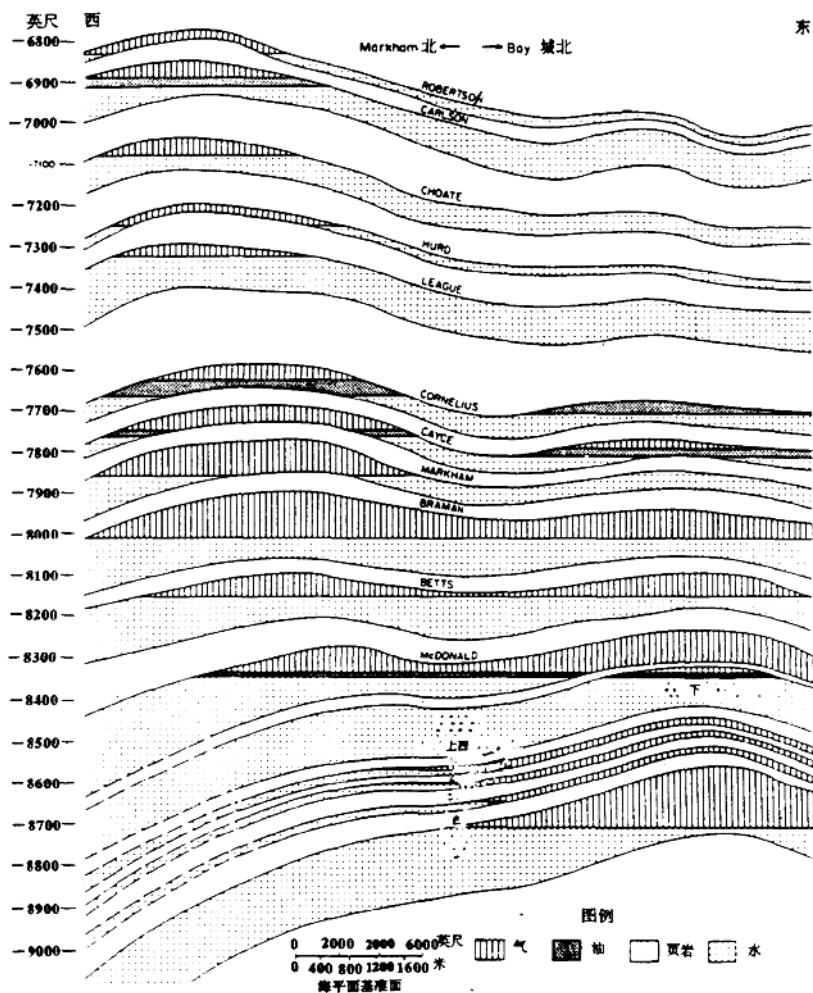


图 2 穿过 North Markham—North Bay City 油田的走向剖面。三个主力油层为 Cayce、Cornelius 和 Carlson。据 Marathon 石油公司修改、得州铁路委员会 3-23116, 2 号陈列品

表 1 North Markham—North Bay City 油田两个主力油层
的地质、流体、工程和生产特征数据表
(资料来自得州铁路委员会的审理档案)

驱 动 方 式	油 层	
	Cornelius 层 水驱与气顶驱	Cayce 层 水驱与气顶驱
深度(英尺/米)	7 700/2 347	7 800/2 377
油柱高(英尺/米)	40/12	20/6
孔隙度(%)	26	28.5
渗透率 (平均毫达西)	293	1 737
渗透率 (对数范围)	2—3	2—3
原始含水饱和度(%)	28	30
API 重度 (0)	36	35
原始油气比 (立方英尺/标准桶)	640	628
原始压力 (磅/英寸 ²)	3 572	3 623
温度 (F/°C)	139/89	196/91
保持压力方式	注气	注气
联营日期	52	52
井网 (英亩)	40	40
原始石油地质储量 (百万桶)	35	15.7
累积产油量 (百万桶)	17.4	9.8
最终采油量 (百万桶)	22.0	10.4
采收率 (%)	61	66

(二) Cayce 储层——一种砂质滨海平原

1. 储层地层学

常规的砂岩厚度图及砂岩百分含量图能确定 Cayce 储层有三个平行走向的富砂带。同时也可以看出在背斜顶部砂的含量有明显变化。了解储集层复杂性的一种较好手段是观察横跨油田的自然电位测井曲线(SP)的变化。在油田西半部,自然电位曲线形态一般呈锯齿状,只有局部的一些薄砂岩层表现为向上变粗的旋回(图 3)。呈向上变细的以及呈厚层块状的 SP 曲线形态在油田西部很少见,但在东部较普遍。根据自然电位剖面(图 3)能识别前积作用和加积作用的两种相,并能勾出这两种相依不同比例组成的混合相区,这样就能容易勾绘出这个复合砂岩体的各个相的分布(图 4)。

如图 4 所示,前积作用、加积作用以及混合的相区被逐一细分。前积的和“块状”的 SP 测井相是 Cayce 砂岩的骨架,该砂岩在本区大部分位置表现为不同程度的“厚层块状”SP 曲线形态;而向上变粗的测井曲线形态,向盆地方向集中。呈南北向展布的加积体系(主要由单一的锯齿状和向上变细的砂岩组成)切割上述混合相和前积相分布区。富含砂岩和富含泥岩的锯齿状 SP 曲线形态是与相互交切的沉积体系的存在紧密相关。向下倾方向,这一加积作用的岩相分布变成沿走向(即东西向)分布,其砂质成份尽管保留其向上变细的特点,但逐渐变成块状的形态。

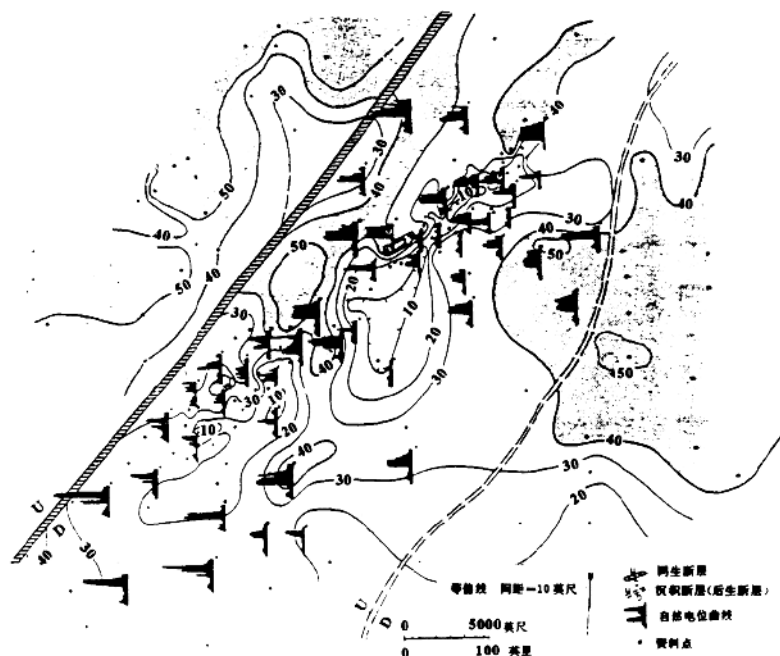


图3 Cayce 储层的自然电位测井曲线形态和纯砂岩厚度分布图

地质解释。Cayce 储层主要由块状砂岩组成,它形成于不断前积的砂质海滩脊平原体系。Cayce 海滩脊平原被河流切割侵蚀,然后又重新沉积成为滨海平原沉积物,并且形成向上变细的河流砂岩。据密井网地区的测井相资料可以看出,河流沉积物两翼自然电位曲线形态显示为锯齿状并在平面上分布成为有限砂泥互层带,它可能反映了河流两岸天然堤和泛滥盆地沉积物。河流沉积体系的上游部分,有三条分开的河道,它们向海的方向汇成一条大的河道,这些彼此分开的河道可能反映河流的决口改道。残余的海滩脊平原沉积物将这些河道彼此隔开。与河道汇合处相邻的是局部的向上变粗的砂岩分布区。该砂岩分布区域有限并呈杂叶状的几何形态,说明是一种决口扇沉积。

向下倾方向上,加积体系的南北向分布变成平行沉积走向的东西向分布(图4),而且自然电位曲线形态也变为块状。向海一侧的相邻沉积物是典型的向上变粗,前积的临滨或三角洲前缘砂岩,或两者兼有。这一平行走向的加积至块状的砂岩向海一侧与前积的砂岩合并在一起,这样一种沉积体系可解释为一种受波浪改造的三角洲。

2. 储层分布的连续性

Cayce 砂岩的沉积相直接控制油层分布的连续性,最终采收率和流体流动通道。Cayce 储层的侧向连续性可以清楚展现在带有电阻率值的剖面上。如果与测井岩相图一齐考虑,那么电阻率剖面也能反映沉积相同油气平面分布之间的关系,可以预测,海滩脊沉积体内部的储层连续性最好(图5)。横切海滩的河流砂体中断了海滩储层的连续性从而加剧储层在横向上的非均质性。尽管海滩脊平原和河道沉积物都以砂岩为主,但这两种沉积相之间的界面沉积物,部分由更细的天然堤沉积物组成,它可以成为油气流动的屏障。完井资料表明,在河道复合体内部,孤立的、残留的滨海平原

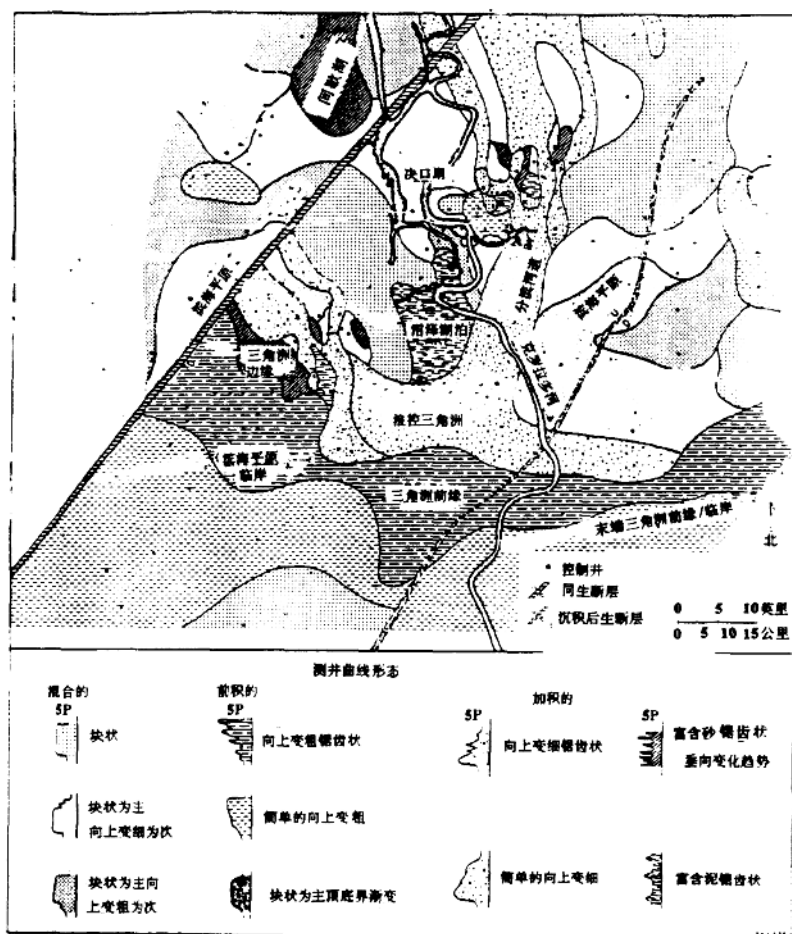
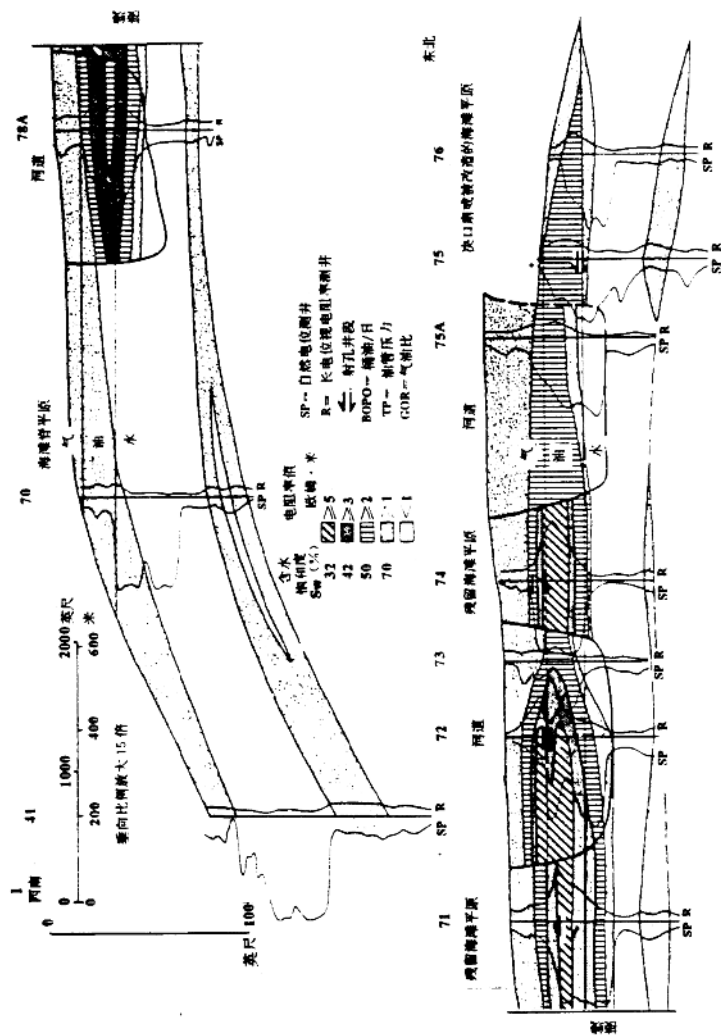


图 4 根据图 3 Cayce 砂岩的自然电位剖面所解剖的相分布图

沉积物,其初产油量较低,而相邻的河道砂岩之初产油量较高,例如71井和74井,它们都在残留的海滩脊平原沉积物中完井的,平均初产油量为182桶/日;而72井是在河道砂岩中完井的(该砂岩将71和74井的海滩脊平原残留砂岩分开),产油量为225桶/日(图5)。显然,两种沉积相具有不同的生产特点。在没有全经岩心资料检验情况下,很难说明生产上的这种差别是由于渗透率不同所构成还是由于地下原油分布的差异性所造成的。然而事实上,两种相之间的油气流动明显受阻。

如果与整个油田东部的 Cayce 储层即海滩脊平原砂岩储层的产油量相比,可以看出,上述孤立与河流砂岩复合体内部的残留海滩脊砂岩产油量偏低是一种异常现象。在东部地区,海滩脊砂岩的平均初产油量要比河道砂岩产油量高 50 桶/日(前者为 248 桶/日,后者为 194 桶/日)在所有 Cayce 砂岩相储层中,决口扇砂岩的产油量最低,平均为 90 桶/日。



3. 流体移动的通道

Frio 组的储层,特别是沿得州湾岸中段和东段的储层,具有强水驱特征。在这些储层中,由于受沉积物成因结构的控制,天然水的侵入往往表现出不稳定和不规则特点。据生产井含水量分布图所确定的天然水突进通道,反映了油田进入二次采油之前的临界状态。这是因为未来的注入水也具有与一次采油相似的流动特点。

在 Cayce 储层,水的入侵有两种明显不同的方式。河流砂岩使油田见水早。由于河道砂岩直接切入该储层,结果之一就是在水的指状突进中,某一高含水条带首先推进并达到构造顶部。与此相反,横向上连续分布的海滩脊平原储层则表现出边水比较均匀推进。一定的岩相可起到推迟油田水淹的作用,例如,比较突出的三角洲边缘的砂泥互层相,它具有锯齿状的自然电位曲线形态。产水量较低的还有其它岩相,如天然堤,含砂量少的废弃河道充填和沼泽沉积物等。一般地说,这些富含泥质砂泥互层相,相生产特点是有较高的气油比,而河道砂岩和海滩脊平原砂岩储层的气油比较低。

(三) Cornelius 储层——一种富含泥质的滨海平原复合体

1. 储层地层学

Cornelius 储层的沉积结构同直接与它接触的下伏 Cayce 砂岩储层两者形成明显对照(图 2)。Cornelius 储层在平面上表现为平行沉积走向的、窄的和含砂量较高的砂岩相带与含泥较高的泥岩相带互层(图 6),这些砂泥岩相条带宽 1000—1500 英尺(304 至 456 米),反映了海滩砂脊和脊间洼地的古地形特点。综合分析砂质分布图与测井相图可以看出,海滩脊和脊间洼地分布在紧靠潮汐泥坪的朝大陆一侧(潮汐泥坪一般具有向上变细的层序),这一特点与目前在路易斯安那州海岸线的西段所看到的海滩脊和脊间洼地地形非常相似。因此,Cornelius 砂岩被解释为富含泥质的滨海平原沉积体系,它主要由海滩砂脊和脊间洼地泥质沉积物组成,而它的两侧即向海一侧和向陆地一侧均分布岸泥坪。

2. 储层分布的连续性

富含泥质的海滩脊平原储层,其分布连续性变化很大。海滩脊沉积物在平行海岸线的方向上具有良好的侧向连续性。但于垂直岸线的方向上,其连续性变化大或者很差。电阻率剖面(图 7)表明了海滩脊和脊间洼地所在区域的油气分布的不均匀性和不连续性。在有明显海滩砂脊和脊间洼地的古地形,千尼尔砂岩和相邻的、具有向上变细的脊间洼地沉积物之间的储层连续性变差。射开海滩砂脊储层的油井,其初始产量高、压力高、生产气油比低;而射开富含泥质的脊间洼地储层的油井,其初始产量低、压力低、生产气油比高,即使油井位于有利的构造位置也不例外。由此可见,泥质海滩砂脊平原储层是由一系列条带状的次油层组成的复合体,这些条带状油层或者彼此相连通,或者被脊间洼地所隔开。由于海水的冲溢作用,在脊间洼地可以形成许多砂岩夹层,它们既含油气,同时也是砂脊间各个次油层相互连通的通道。

厚的海滩脊砂岩和薄的脊间洼地砂岩在平面上向边缘地区渐变为广泛分布的具有相同砂岩含量的相间分布格局,这说明潮汐砂坪广泛分布于海滩脊复合体的翼部,在这里油层的含油气比较均匀。

3. 流体流动的通道

与 Cayce 储层相同,Cornelius 储层的沉积结构也强有力地影响该储层的排水形式,特别是在油田开发的前 30 年。不同开发期的含水百分含量分布图说明海滩脊储层含水高,而脊间洼地储层的含水低(图 8, 1950, 1960)。在 Cornelius 砂岩储层,平行走向的高含水条带状分布与海滩脊的轴线位置相一致;低含水的分布则与脊间洼地的分布相一致。生产井之间的含水率变化很大。在西 Cornelius 储层,约占 1/4 面积的东北角地区,相邻的两口生产井井距只有 600 英尺(200 公尺),含

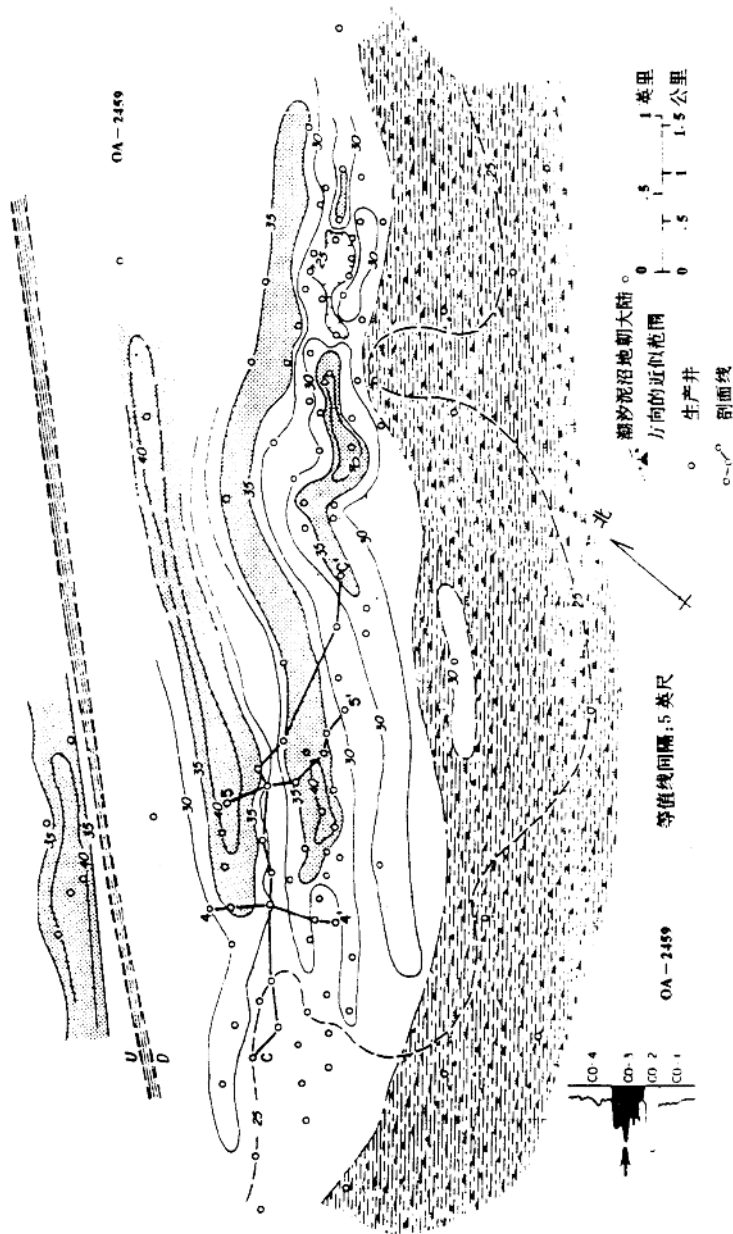


图 6 第 3 号 Cornelia 砂岩 (C0.3) 见左下角插图

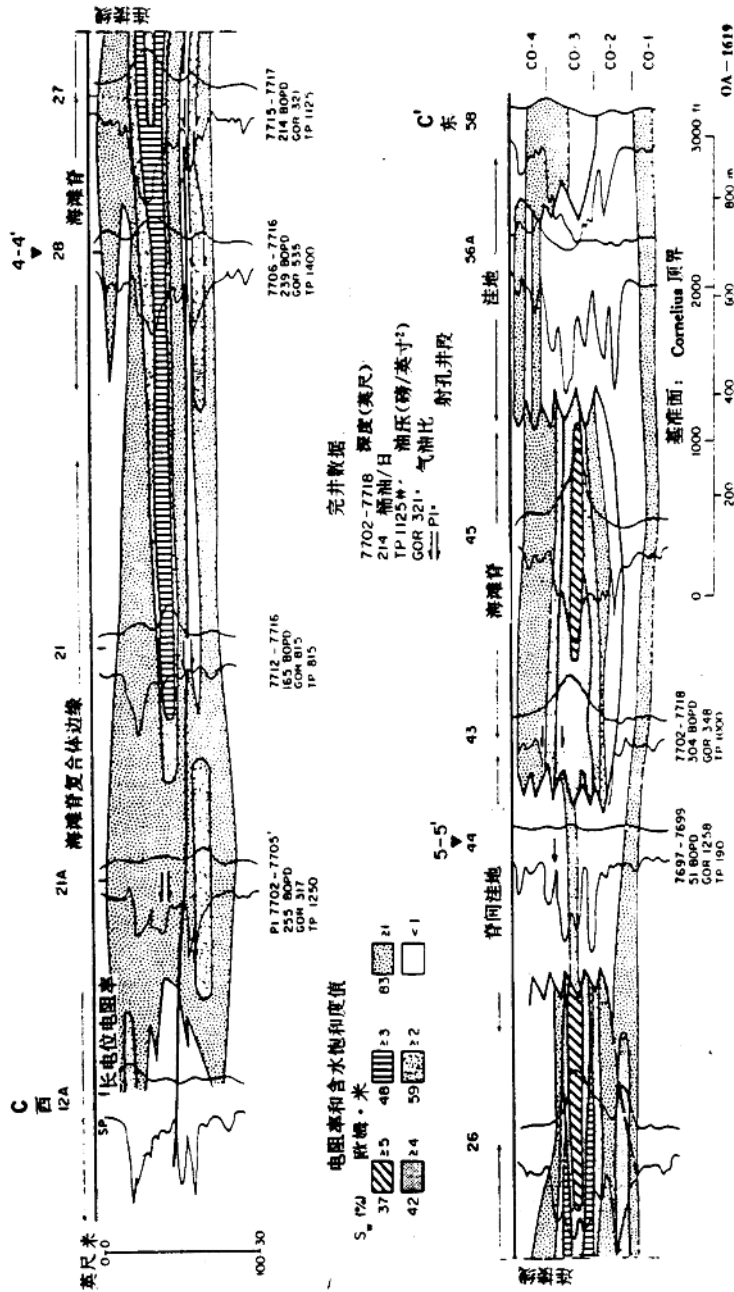


图 7 与 Cornelius 砂岩走向斜交的电阻率剖面

水分别为 28% 和 95% (图 8, 1960)。类似的情况也见于图中三个开发阶段的油田西北部和东南部边缘区。

东北角和西南角的一部分是油层的主要水淹带, 而东南翼即向海一翼的储层在开发早期含水较低, 这是因为储层与向陆一侧尖灭的潮汐泥坪相接触 (图 6)。这些富含泥质的沉积物起了一种阻挡作用, 它限制了水向上倾方向进入海滩脊储层。

Cornelius 储层的产油量分布与储层的相带分布一致。各个油井产量的轮廓同砂岩的分布特点相对应。一般说来, 海滩砂脊的产量较高, 而脊间洼地的产量低。同海滩脊储层比较, 在脊间洼地储层完井的油井, 其产能迅速递减并表现有高气油比、低初始产量和低压等特点。

(四) 落基山地区海滨带沉积体系

落基山地区上下白垩纪的海滨带沉积体系是大家所熟悉的。大量的堡坝和滨海平原沉积物沉积于白垩纪陆缘海的西部边缘, 而目前则见于从新墨西哥州至蒙塔那州的一系列拉米期 (Laramide-age) 盆地。绿河盆地 (Green River Basin) Patrick Draw 油田 Mesaverde 群 Almond 组上部的堡坝砂岩 (Weimer, 1966; Mc Cubbin 和 Brady, 1969) 以及泡德河盆地 (Powder River Basin) Bell Creek 油田 Muddy 砂岩 (Berg 和 Davies, 1968; Mc Gregor 和 Biggs, 1968) 等都是已有良好描述的落基山地区海滨带沉积体系砂岩储层。天然气广泛分布于从 San Juan 盆地的 Point Lookout, Cliff House 和 Pictured Cliffs 砂岩至绿河盆地 Almond 组砂岩中, 这些砂岩均成因于堡坝和滨海平原沉积体系。克罗拉多州 Piceance 盆地的 Corcoran 砂岩和 Cozzette 砂岩 (Mesaverde 群) 是落基山地区上白垩纪海岸线海退的地层层序的代表, 它们构成低渗透气层。

(五) Corcoran 和 Cozzette 砂岩

晚白垩纪 Corcoran 和 Cozzette 砂岩是 Price River 组的两段地层, 由细砂至极细砂颗粒组成, 呈毯状分布的堡坝和滨海平原砂岩, 该砂岩呈北东走向分布并穿过克罗拉多州 Piceans 盆地南部。起初在克罗拉多州 Garfield 和 Mesa 县发现由这些砂岩形成的低渗透气层。这些砂岩是分布广泛和产气量高的 Mesaverde 群的一部分, 虽然 Corcoran—Cozzette 砂岩的气储量并不大 (约 4 千亿立方英尺)。Mesaverde 群是一个大的海退陆源碎屑楔状体, 它包含陆上的和海岸的砂岩并出现于落基山地区的一些盆地中, 在 Piceance Creek 盆地内, Corcoran 和 Cozzette 砂岩是跨时代的边缘海砂质沉积物, 它将海相 Mancos 页岩同陆相沉积物分开, 而 Rollins 砂岩之上的 Mesaverde 群有相当一部分是由陆相地层组成的。

1. 沉积体系

Corcoran Cozzette 以及上复的 Rollins 砂岩通常被认为是边缘海和具有“滩坝成因”的砂岩 (Dunn, 1974), Lorenz (1982) 研究这些砂岩在克罗拉多州沿 Rifle Gap 的 Grand Hogback 一带的野外露头并描述这些砂岩是呈毯状分布的波浪控制的海岸沉积物。在 Rifle Gap 见到复盖 Corcoran 和 Cozzette 砂岩的蛭蚓层, 说明 Cozzette 砂岩向上生长并露出海面形成堡岛, 堡岛之后侧 (即向陆地一侧) 是半咸水泻湖 (Lorenz, 1982)。在 Rifle Gap 还见到煤层直接复盖在部分 Cozzette 段的粉砂岩和泥岩之上, 这说明海湾或泻湖环境充填以细粒沉积物, 然后有充足的植物生长最后形成煤。Corcoran 和 Cozzette 分别由下部的、一般呈向上变粗的层序组成, 最纯净和最厚的砂岩发育在该层段的顶部, 而砂岩顶部被多变的上部层序 (包括砂岩, 粉砂岩和泥岩) 所复盖 (图 9)。这两段地层的上部层序的砂岩, 其伽马测井曲线的特点为呈向上变粗或呈块状, 可以根据这些特点来划分沉积成因单元。因此 Corcoran 和 Cozzette 这两段地层各自不只是代表一个砂岩单元; 每一段地层还包含泥岩、粉砂岩和煤层。其中煤层又是不连续的砂岩体之间的界限, 而每一砂岩体反映不同的沉积阶段 (Finley, 1985)。

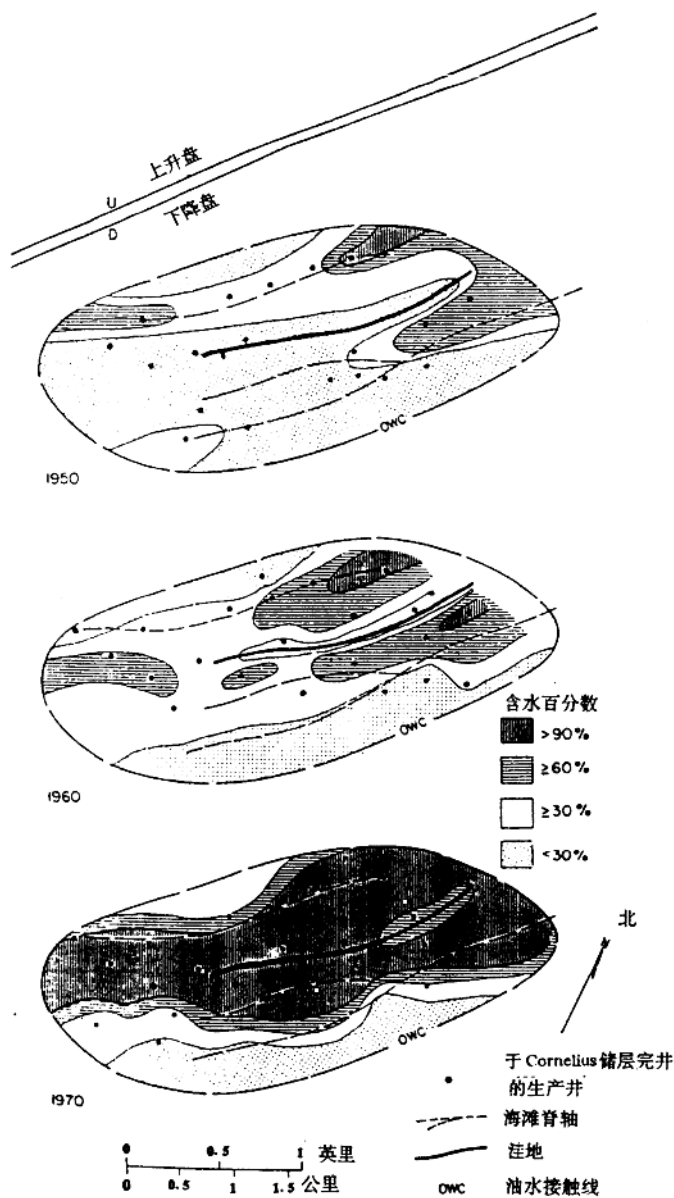


图 8 西部 Cornelius 储层不同开发期含水百分数分布图