

中国石油天然气集团公司

油气储层重点实验室论文集

2004—2005

罗平 主编

石油工业出版社
Petroleum Industry Press

前 言

2004年8月28—30日在江苏南京举行了“第三届油气储层研讨会”。主办单位为中国石油天然气集团公司油气储层重点实验室、中国地质学会沉积地质专业委员会、黑龙江省石油学会油藏专业委员会。会议进行了3天,共有32位代表发言,这些发言反映了当前油气勘探开发的生产需要和研究热点。会前编制了“2004年第三届油气储层研讨会论文摘要集”,共收录了71篇论文摘要。论文发言围绕4个专题进行:第一个专题为储层建模及精细描述;第二个专题是陆相层序地层学与沉积学;第三个专题是储层及成岩特征;第四个专题为储层实验技术。本论文集收录了该次油气储层研讨会的部分优秀论文和近两年来的研究成果。该文集表现出以下几个特点:

一、储层表征与建模及低渗油气田开发

大庆油田开发储层地质研究更加精细,以油田密井网资料为基础,对河道砂体层内非均质性描述及内部建筑结构研究进行了深入探讨,形成了揭示单一河道砂体内部夹层及物性特征分布描述的研究思路和方法;初步建立了大庆外围低渗透油藏精细地质描述技术,并通过试井技术研究,在油藏评价阶段搞清储层的动态特征,提高了注水方案实施的成功率;通过借助国内外先进的储层表征技术、新理论和新方法的引入和应用,建立了逼近油藏实际的三维地质模型和油藏预测模型,形成了高含水后期密井网测井条件下精细储层表征及地质建模技术。

二、陆相层序地层学及沉积学

对“高分辨率层序地层学对比技术”与我国的“小层对比技术”进行了深入比较,认为Cross的高分辨率层序地层对比与我国的小层对比没有本质区别。但是高分辨率层序地层学的许多优点,尤其是它的思维方式,及其对沉积学理论和技术纯熟的应用,是理论与应用的典范。我们应当取长补短,将我国的陆相高分辨率层序地层对比——小层对比技术进一步发展和完善,为油藏精细描述提供更加可靠的技术保障。

在滦平盆地建立了断陷湖盆扇三角洲露头层序地层格架原型剖面,在全盆地范围内对各沉积体系进行了精细刻画,指出了岩性地层圈闭存在的有利部位,对我国陆相断陷湖盆扇三角洲中岩性地层油气藏的勘探具有指导意义。

三、碳酸盐岩储层

为了适应目前的碳酸盐岩油气勘探的需求,本论文集中选编了3篇有关碳酸盐岩储层的文章。关于碳酸盐岩滩相储层,国内勘探界关注的尚不够,“碳酸盐岩滩相研究综述”较系统地评述滩的类型、分布特点。文石是碳酸盐矿物中最稳定的矿物,难以保存,“川中地区侏罗系大安寨组介壳灰岩中的文石”则是描述文石保存好的一个典型实例,对油气生成和储层分布有很好的指示意义。古岩溶储层是重要的油气储层类型,“乐山—龙女寺古隆起寒武系洗象池群有利储层发育机制”描述了乐山—龙女寺古隆起的寒武系碳酸盐岩不整合面上的古岩溶储层,这既是一个勘探新领域,也是岩溶储层发育的新层系。

四、储层成因机理与实验技术

在裂缝性储层方面,全面讨论了目前裂缝性油气藏的地质特征及开发现状,并讨论了川

中须家河大套辫状河砂岩的裂缝分布特征。储层成岩作用是储层质量发育好坏的主要因素，论文集中收录了两篇关于塔里木库车坳陷和台盆区志留系成岩作用与储集体的文章。此外，在实验技术方面，以扫描电镜、包裹体分析、裂变径迹为题的三篇文章代表目前新的实验技术研究方向。

总之，本论文集是近两年来油田一线研究人员和北京研究总院在油气储层研究方面的一些心得，代表了油气储层研究在勘探开发方面的一些进展，期望这些文章能够给读者带来实用的信息和起到有价值的参考作用。

目 录

裂缝性低渗透油气藏研究现状	罗 平 周川闽 毛俊峰等 (1)
高分辨率层序地层对比与我国的小层对比	赵翰卿 (10)
关于河道砂体层内非均质性描述方法的探讨	付志国 张永庆 杨会东 (18)
大庆外围油田应用地震与测井资料建立三维地质模型的研究	李 纲 姜 岩 (24)
X 油田 F31 块和 ZH74 块 SH3 下段低渗透储层束缚水饱和度影响因素分析	刘柳红 罗 平 周川闽等 (33)
微小断层识别及其对窄薄砂体油田开发的影响	刘 卿 王长生 (37)
储层描述在特低丰度葡萄花油层水平井钻井开发中的应用	宋 静 (43)
高含水后期精细剩余油描述技术在萨中北一区断东挖潜中应用	梁东林 王庆国 (49)
喇嘛甸油田河流相储层建筑结构研究及应用	赵 伟 艾 颖 周庆文等 (55)
曲流河点坝砂体建模技术及其应用	渠永宏 隋新光 龙 涛 (63)
杏 4—6 行列丙北块提高剩余油描述精度方法探讨	李 音 康红庆 周丽威等 (67)
大庆杏南油田分流河道单砂体内部建筑结构研究与应用	郭亚杰 何宇航 郝兰英 (78)
高含水后期密井网测井条件下精细储层表征及地质建模技术应用	张永庆 李 洁 陈舒薇等 (89)
裂缝综合描述技术在大庆榆树林油田的应用	王秀娟 迟 博 杨学保等 (97)
试井技术在低渗透油藏评价中的应用	毛 伟 (103)
大庆杏南油田储层精细描述技术的发展及在油田开发中的应用	郝兰英 郭亚杰 (113)
薄差储层预测技术在葡南油田的应用	王金荣 王长生 (129)
塔里木盆地库车坳陷—塔北隆起西段古近系沉积微相与储层特征	朱如凯 高志勇 郭宏莉等 (135)
湖盆三角洲露头层序地层学研究	张兴阳 罗 平 顾家裕等 (142)
河流相沉积中准层序与短期基准面旋回对比研究 ——以四川中部须家河组为例	高志勇 (155)
碳酸盐岩滩相研究综述	罗 平 张 静 (166)
川中地区侏罗系大安寨组介壳灰岩中的“文石”	罗 平 龚昌明 杨式升等 (174)
乐山—龙女寺古隆起寒武系洗象池群有利储层发育机制	王素芬 李 伟 张 帆 (183)
塔里木盆地志留系沔青砂岩成岩演化模式及方解石成因分析	郭宏莉 (189)
四川盆地中部香溪群裂缝发育特征与油气勘探意义	杨晓萍 李 伟 (193)
磷灰石裂变径迹分析在库车坳陷热史分析中的应用	王雪松 Asaf Raza Barry Kohn 等 (200)
石油地质岩石薄片样品扫描电镜精细分析	魏宝和 何锦发 朱德升 (205)

裂缝性低渗透油气藏研究现状

罗平¹ 周川闽¹ 毛俊峰² 王雪松¹ 刘柳红¹

(1. 中国石油天然气集团公司油气储层重点实验室; 2. 重庆天然气公司)

摘要 本文主要从裂缝油气藏地质特征、裂缝储层描述、油气藏压裂增产技术和开发井网等四个方面进行评述。(1) 根据裂缝油气藏的地质与物性特征, 即物性、孔隙结构、基质渗透率以及裂缝的发育程度等, 将裂缝性油气藏分成四类: ①裂缝油气藏: 裂缝提供主要的孔隙度和渗透率; ②裂缝—孔隙双重介质油气藏: 裂缝提供主要的渗透率; ③单裂缝孔隙性油气藏: 裂缝提供部分渗透率, 增加储层的渗透率; ④裂缝—基质双重介质油气藏: 裂缝提供主要的渗透率, 增加储层的渗透率。(2) 裂缝性低渗透储层描述由四个步骤组成: ①建立裂缝系统类型, 即区域性的、断裂的还是挠曲的裂缝发育环境; ②描述基质—裂缝系统的特性, 即裂缝类型、长度、高度、间距、密度等, 以及基质渗透率和孔隙度、基质与裂缝之间的连通程度等; ③利用油藏工程方法反演裂缝的表征值, 如油气藏压力测试方法等; ④利用地震、测井等手段识别油气藏中的裂缝。(3) 低渗透油气藏改造技术: 水力压裂是裂缝性低渗透油气藏开发中最早使用, 也是目前最常使用的技术; CO₂压裂、高能气体压裂等技术则有着很好的发展前途。(4) 裂缝性低渗透油藏开发井网部署: 裂缝性低渗透油藏合理井网是菱形井网与矩形五点井网, 最优井网为两排水井夹两排油井, 即扁四点法; 综合利用水平井与直井开发裂缝性低渗透油藏, 可以改善开发效果, 提高效益, 具有较大的发展前途。

关键词 裂缝储层 低渗透 储层描述 改造技术 井网 水平井

随着石油天然气资源的开发利用, 常规油气储量日益减少, 已不能满足人类的需求。世界上低渗透油气藏储量非常巨大, 在当今高油价的环境中, 其经济价值显得愈发重要; 其中具有较高开采价值的裂缝性低渗透油气藏为数不少。

国外一些盛产石油的国家也逐渐重视裂缝性低渗透储层的研究。据美国能源部预测: 在2010年前, 约20%的天然气将产自碳酸盐岩和致密砂岩等裂缝性储层; 在2030年以前, 美国国内一半以上的天然气产量将来自裂缝性低渗透储层(苏培东, 秦启荣, 2005)。

国内新一轮油气资源评价表明, 中国石油天然气股份公司掌握的石油资源量中低渗透占总资源量的65%。2000年以后新增探明石油地质储量中低渗透储量所占比例逐年上升, 已达到79%。剩余石油资源中低渗透储量也占到76.5%。其中松辽、鄂尔多斯、柴达木、准噶尔四大盆地低渗透储量比例均在85%以上。可以预见, 裂缝性低渗透油气藏将逐渐成为今后勘探开发的主体, 用以满足国内对油气的强烈需求。目前在四川、华北、长庆、塔里木、克拉玛依、胜利、吉林、辽河、青海、玉门等油田都发现了裂缝性低渗透油气藏。

然而, 我国相当部分的裂缝性低渗透油气藏处于低产、低采收率状态, 或动用程度不高。研究这类油藏的特点, 研发相应的开采技术, 改善开发效果和经济效益, 对保持我国石油工业持续稳定发展有着重要的意义。

一、低渗透储层的概念和界限

低渗透储层是区别于常规储层, 具有独特特征的一类储层。Soede等(1987)、Dutton

等（1993）将低渗透储层分成三类：（1）第一类为具连通粒间孔的砂岩，喉道被自生粘土矿物充填，渗透率 $(0.01 \sim 0.1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；（2）第二类为原生孔隙被高度改造的砂岩，原生孔隙完全被自生石英或方解石充填，主要的原生孔隙和喉道都呈狭窄的缝状，这些缝连接颗粒溶蚀形成的次生孔隙，次生孔隙为主，但这些缝是流体的流通通道，渗透率 $(0.001 \sim 0.01) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ （图 1）；（3）第三类为泥质砂岩，粒间孔隙几乎全被泥质充填，孔隙主要为微孔隙，渗透率小于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。早期对低渗透储层描述表明，低渗透储层与常规储层同样是以颗粒支撑为主；而 Soede 等对低渗透储层的描述表明，低渗透储层是以颗粒支撑为主，但其本质特征是喉道为粘土矿物充填。

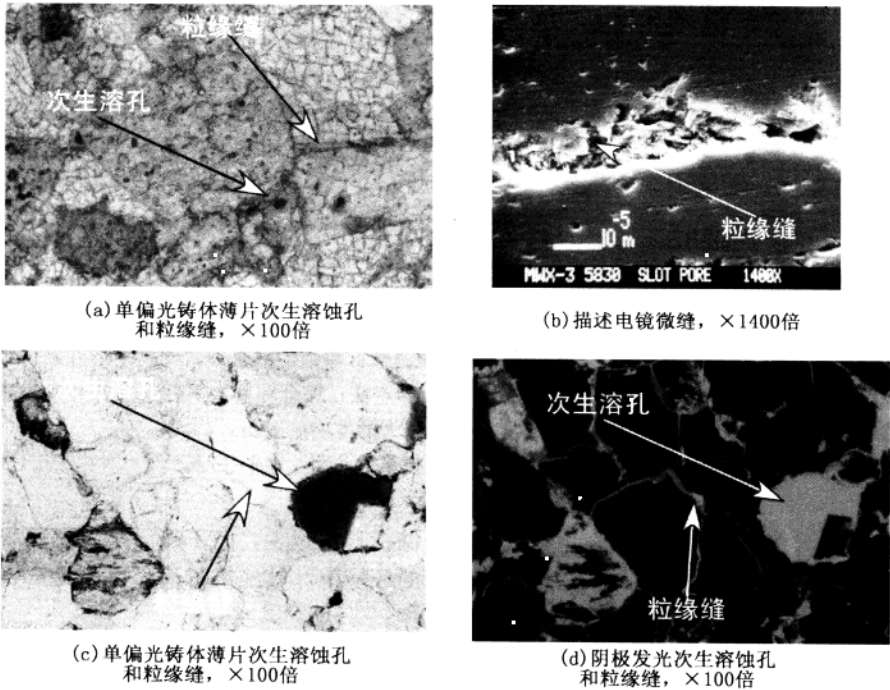


图 1 低渗透储层细微孔喉显微照片及扫描电镜（据 Shanley 等，2004）
孔隙主要为微孔隙，溶蚀孔由粒缘缝连通

世界上对低渗透储层并无统一固定的标准和界限，只是个相对的概念。不同国家根据不同时期石油资源状况和技术经济条件而制定，变化范围较大。例如前苏联将储层渗透率小于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 算作低渗透储层，同时期美国把渗透率大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层算作好储层，低于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的算作中等一差储层。当前，国外一般把渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 算作低渗透储层，如 Law 和 Curtis（2002）定义低渗透储层为渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层。

当前国内一般认为渗透率小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层为低渗透储层，渗透率为 $(1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层为特低渗透储层，渗透率低于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层为微渗透储层。

国内还对天然气储层进一步细分（应凤祥，陈丽华，赵澄林等，1995），即将低渗透天然气储层进一步细分为：渗透率大于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为常规低渗透储层，渗透率小于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为非常规低渗透储层，渗透率 $(0.05 \sim 0.5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为致密层，渗透率 $(0.01 \sim$

$0.05) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为很致密层, 渗透率小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为超致密层。

二、低渗透油气藏的地质特征及分类

1. 低渗透油气藏的地质特征

低渗透油气藏的储层与常规油气藏不同, 储层具有一些很显著的地质特征, 正是因为这些特征, 决定了低渗透油气藏独特的勘探、开发技术。

(1) 储层物性差, 孔隙度和渗透率低。据苏海芳等人的资料, 低渗透油田储层平均孔隙度为 18.55%。平均孔隙度小于 10% 的油层组占 6.67%; 平均孔隙度在 10%~15% 之间的油层占 43.33%; 平均孔隙度在 15%~20% 之间的油层占 36.67%; 平均孔隙度大于 20% 的油层占 13.33%。储层渗透率一般为 $(1 \sim 50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 平均渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油层占 61%; 渗透率为 $(10 \sim 20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油层占 18%; 渗透率为 $(20 \sim 50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油层占 21%。我国低渗透油田 50% 以上的储量存在于渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油藏中(才汝成, 李晓清, 2004)。

(2) 后生成岩作用强烈, 孔喉半径小。受后生成岩作用影响, 低渗透砂岩储层的孔隙以粒间溶孔为主, 粒间溶孔达 40%~70%, 而原生粒间孔小于 25%, 另外还有微孔隙(<35%)、晶间孔和裂隙孔。其中裂隙孔在低渗透油藏储层中占有非常重要的地位。随着微孔的增加, 渗透率和孔隙度降低。

低渗透储层以中孔、小孔为主; 喉道以管状和片状的细喉道为主。根据对大量低渗透油田砂岩储层的统计, 喉道中值半径一般小于 $1.5 \mu\text{m}$ 。非有效孔喉体积(< $0.1 \mu\text{m}$ 的孔喉体积)在整个孔喉体积中占较大比例, 在 26%~65% 之间, 平均为 30%, 直接影响储层渗透性。

(3) 裂缝往往比较发育。裂缝发育是低渗透油气藏最普遍也是最重要的特点, 低渗透油田之所以能够开发, 与油藏中存在的裂缝系统有关, 不存在裂缝系统的低渗透油藏一般是不能经济有效地开发的。但是, 裂缝的存在也使低渗透油气藏的开发变的格外复杂, 油井见水早、含水上升快、甚至暴性水淹等问题一直困扰着裂缝性油藏的开发。

(4) 非均质性强。储层的非均质性表现在储层的岩性、物性和含油气性等方面。其非均质特征很大程度上取决于沉积相及其成岩作用的变化。

(5) 储层敏感性强。岩石的成分、粒度成熟度低是低渗透砂岩的共性, 尤其泥质含量高时水敏、酸敏及速敏现象严重, 在钻井、完井和开发过程中极易造成地层伤害。

2. 低渗透油气藏的压力影响特征

压力是影响低渗透油气藏开发的关键因素, 压力对低渗透储层孔隙度和渗透率的影响完全不同。负载压力的增加对低渗透储层孔隙的影响很小(图 2)。图 2 显示, 孔隙度降低主要是负载压力从常压增加到 2000psi^①, 再从 2000psi 增加到 4000psi 时, 孔隙度基本不变。孔隙度随着围压的增加降低很小, 反映了低渗透储层胶结作用强烈, 刚性颗粒为主, 喉道缩小的量只占总孔隙很少的一部分。而负载压力对低渗透储层渗透率的影响显著, 渗透率降低是压力增加的函数(R. D. Thomas et al, 1972)。图 2 显示负载压力对常压下渗透率小于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 或更小样品的影响最大。J. P. Davies (1999) 对比未固结的高孔高渗砂岩与低渗透砂岩含气储层, 未固结砂岩类渗透率下降是压力增加的函数, 且渗透率下降最快的是

① 1 磅力/英寸² (psi) = 6.895 千帕 (kPa)。

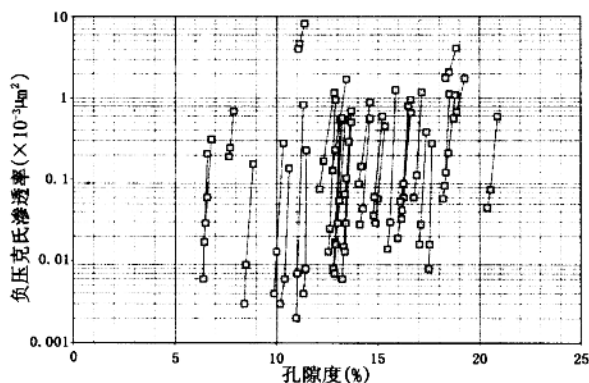


图2 负载压力对孔隙度和渗透率的影响

(据 Shanley 等, 2004)

作用于样品的压力从常压增加到 2000psi (13.79MP), 再到 4000psi (27.58MP), 常压下渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品,

渗透率最终下降到原来的 0.3~0.5 倍, 常压下渗透率

小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品, 渗透率大小下降了

两个数量级, 降到小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

具最高初始孔隙度和渗透率的样品; 低渗透类砂岩, 受负载压力增加最明显的是以细微孔喉为主的样品。Byrnes 和 Keighin (1997) 的研究显示, 随着负载压力的增加, 低渗透储层的喉道体积可以缩小 50%~70%。

由于渗透率与负载压力成反比关系, 异常高压储层的渗透率要比常压和异常低压储层的渗透率高, 这是由于地层水压力的增加抵消负载压力, 使得岩石骨架所受的负载压力减小, 从而增加储层的渗透率。

3. 裂缝性低渗透油气藏分类

裂缝性油气藏分类的意义在于: 定量描述储层参数, 如孔隙度和渗透率; 预测潜在产能和评价的相关问题; 确定储层模拟的储层类别。

根据裂缝在储层中所起的作用, 可以将裂缝储层分成四类 (图 3): I 类, 裂缝为主要的储集空间和流体的渗流通道, 基质对孔隙度和渗透率的贡献很小; II 类, 基质为主要的储集空间, 裂缝为主要的渗流通道, 基质渗透率差, 但孔隙度可以很低、中等或很高; III 类, 裂缝作为工业储层的次要渗流通道, 基质本身有很高的孔隙度和渗透率; IV (M) 类, 这类储层基本没有裂缝的影响, 不属于裂缝性储层, 其渗透率和孔隙度完全来自基质。

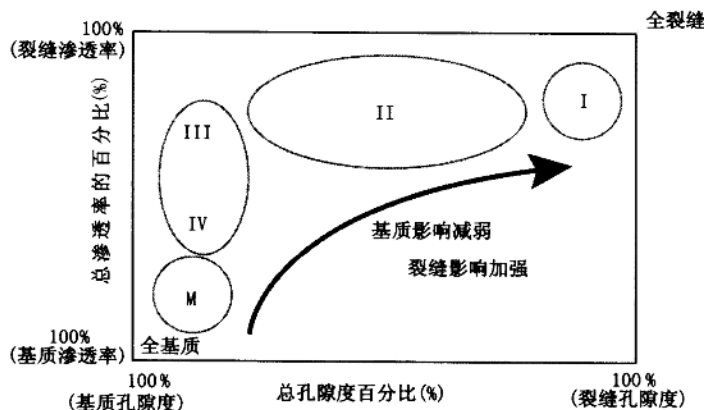


图3 裂缝储层分类图 (据 Nelson, 1999 修改)

各类裂缝储层有如下特征。

I 类储层: 储层以裂缝孔隙为主; 储层均质性较好, 储层连通性较好; 产液量比较稳定。

II类储层：每口井的泄水面积很大，如果不加速开采，很少井需要改善；井和井之间产量的关联性都很密切；最好的井多是最早打的井；非储层类岩石受裂缝改造可以成为这类储层。

III类储层：低渗透基质受裂缝改善成为这类储层；开发效果比预测的往往要好。这类储层中的碳酸盐岩储层多是受裂缝改造而成的。

根据这个裂缝性储层的划分标准，可以在世界范围内分别找到相应的类型（表1）。从表1可以看出，尽早识别出储层中的裂缝，区别不同的裂缝类型，并根据识别出的不同裂缝系统采取相应的开发措施，是确保裂缝低渗透油气藏成功开发的关键。

表1 世界范围不同类裂缝储层实例

裂缝储层类别	油田	油田位置	储量	开发史及原因
I类	Edison	美国加利福尼亚	$600 \times 10^4 \text{t}$	构造裂缝，开发历史差
	Big Sandy	英国南部 Kent 州	$849 \times 10^8 \text{m}^3$	区域裂缝，开发历史好
II类	Altamont - Bluebell	美国犹他州	$3571 \times 10^4 \text{t}$	异常高压，开发历史好
	Spraberry	美国德州	$6385 \times 10^4 \text{t}$	异常低压，开发历史差
III类	Kirkuk	伊朗	$214285 \times 10^4 \text{t}$	裂缝认识早，开发历史差
	Cottonwood Creek	美国怀俄明州	$2600 \times 10^4 \text{t}$	裂缝认识晚，开发历史差
	Lacq	法国	$2491 \times 10^8 \text{m}^3$	

三、裂缝性低渗透储层描述技术

裂缝性低渗透储层的描述和模拟不同于常规、简单的连续孔隙度油藏，它不仅需要描述裂缝和基质的固有性质，还要精确地模拟基质与裂缝之间的相互作用，因此具有很大的挑战性。

裂缝性低渗透储层描述技术，包括天然裂缝储层预测技术、低渗透储层基质特征及富集区带预测技术、裂缝性低渗透油藏建模方法。其常用的方法是，地质正演法和工程反演法（Richard O. Baker et al, 2000）。

1. 地质正演法

地质正演法是根据对地质背景的观察来描述油藏的，它是通过对裂缝的空间统计和裂缝高度、方向、开度和长度等的测定，制作这些参数的比例模型来代表有效裂缝孔隙度和渗透率。裂缝间距、开度、长度和连通性是孔隙度、岩性、构造位置和岩石脆度的函数，裂缝建模的目标之一是产生能综合裂缝表征参数和控制因素的经验/解析关系。要做到这一点，需要对储层取样，不幸的是，缺少取样或裂缝描述是天然裂缝油气藏共同存在的问题。

2. 工程反演法

在工程方面，已尝试根据试井和生产数据导出的渗透率和裂缝储水系数，以了解裂缝系统的性质。不幸的是，生产和压力瞬变数据通常都是用一般的“sugar cube”模型和其他简化模型假设描述的。通常，储层非均质性对这些试验和分析来说是显而易见的。大部分压力恢复试井和长期生产测试并不是针对特定地层的，因此描述裂缝非均质性的效果有限。例如，在理论上，从压力恢复试井导出的结果可用来确定有效裂缝间距。然而 90% 的天然裂缝油藏的压力恢复动态都不能显示双孔隙度状态；许多天然裂缝油田实例也显示可用简单单一孔隙度系统来获得压力恢复状态的合理拟合（M. R. Carlson, 1997）。

3. 地质与工程综合法

由上述可知,无论是地质方法还是工程方法都有其局限性,这些方法都不能独立地提供精确描述裂缝系统的手段。然而,将正演和反演方法结合起来,可缩小不确定性的范围并建立更真实的天然裂缝模型。所谓综合就是根据静态地质分析(露头、测井、地震等)得出的裂缝表征参数,与工程试井、生产等动态得出的裂缝表征参数综合建立油藏模型,并将此模型粗化进行油藏建模,同时利用测井、露头、试井等资料修正所建立的油藏模型,最终依据该模型评价油藏勘探开发的经济可行性。

在研究裂缝性低渗透油藏的早期应确定的事项有:明确所建立的是什么类型的裂缝系统(即区域性的、断裂的还是挠曲的环境);明确基质—裂缝系统的特性,即裂缝类型、长度、高度、间距等、基质渗透率和孔隙度、基质与裂缝之间的连通程度。明确裂缝系统的类型可为我们提供关于裂缝的面积和垂直分布以及油藏开采机理的重要线索;明确基质—裂缝系统的特征,可以预见受流动程度引起的多种生产问题,并确定预期的开采水平。

总之,成功裂缝描述的关键是把重点放在控制开采过程的主要变量上,使用能把更精确的微观试验(例如岩心分析)与宏观试验(例如压力恢复试井)结合起来的技術。

四、裂缝性低渗透油气藏改造技术

低渗透储层一般需要经过增产改造才能获得工业生产价值,早期最常用的方法是水力压裂。但是许多低渗透储层的水敏、强水锁等特性使之不适合采用水力压裂。因而发展了 CO_2 泡沫压裂技术等。此外,还发展了层内爆炸压裂技术等增产技术。

1. 水力压裂增产技术

水力压裂是低渗透油藏开发中最早使用,也是目前最常使用的增产技术。水力压裂处理的目的是建立能提供很大表面积的长而薄的裂缝。裂缝的半长度可以在 $100\sim 1000\text{ft}$ 这一数量级,开度在 $1/10\text{in}$ 这一数量级。成功压裂处理的真正度量标准是是否增加了产量或注入能力。水力压裂的首要目的是改善储层与井眼之间的流体连通。

国内外在开发低—特低渗透率油田中,通过水力压裂使原来没有工业价值的油田,成为具有相当可采储量的油田。从这个意义上来说,油层水力压裂技术是低渗透油田开发的关键技术。

“整体压裂”优化设计技术是世界近期水力压裂工艺的一个重要发展,它已不是一般单井增产增注方法,而是油田总体开发方案中一个重要组成部分。它是以油藏总体作为一个工作单元,充分考虑其非均质性,优化设计水力裂缝与油藏之间的组合,预测在水力裂缝作用下,油藏在不同开发阶段的动态变化及扫油效率,同时评价压裂实施后其实际效益与设计吻合程度,为进一步完善压裂设计方案提供实践依据。

2. CO_2 压裂技术

CO_2 压裂工艺技术是为了适应水敏地层而出现的一项无液压裂技术。近年来,吉林油田研究试验取得成功,效果比较理想,很有发展前途。

CO_2 压裂主要指 CO_2 泡沫压裂。 CO_2 泡沫液体是由液体 CO_2 和凝胶液(压裂基液)与发泡剂构成的乳状液。这种乳状液在向井下注入过程中吸收与管壁摩擦产生的热量及地层的热量,从而使温度上升,当温度超过 31°C 时,液态 CO_2 开始气化,并在高速流动状态下形成以压裂稠化液为分散介质的外相,以 CO_2 气体为分散内相的泡沫体系,并结合常规水力压裂作用,把支撑剂带入油层,达到改造油层、增加产量的目的。同时 CO_2 还有可大量溶解在原

油中，以及许多其他有利的增产因素，所以对低渗透油田来说是一种比较理想的增产措施。

与常规压裂相比 CO_2 压裂技术有如下优点：① CO_2 泡沫液滤失量小、粘度高，是理想的前置液和携砂液，携砂性能好，造缝能力强，对油层伤害小；② CO_2 泡沫界面张力低，而且溶解的 CO_2 气体有助排作用，可以提高低压地层的返排率；③ CO_2 易溶解于原油中，使原油体积膨胀，粘度降低，流动性能变好；④ CO_2 溶于水后，形成低 pH 值酸液，不仅能溶蚀垢类，而且可抑制粘土膨胀，提高油层渗透率。

3. 其他压裂增产技术

除了水力压裂和 CO_2 压裂技术外，还发展了很多压裂技术，例如限流法完井压裂工艺技术、投球法多层压裂工艺技术、封隔器多层分层压裂工艺技术、高能气体压裂、复合压裂工艺技术等。近年国内提出了一种全新的压裂，即层内爆炸增产技术，利用水力压裂技术将适当的炸药压入岩石裂缝，点燃炸药，从而在主裂缝周围产生大量裂缝，达到提高地层渗透率的目的。这项技术如能成功，对提高低渗透油气田的产量和采收率将有重大意义。总之，这些压裂技术都有各自的优缺点，应视实际情况选择最好的压裂工艺。

五、裂缝性低渗透油藏开发井网部署

1. 裂缝性低渗透油藏开发中的直井井网

井网部署、特别是井排方向部署是否合理，是裂缝性砂岩油田注水开发成败的关键环节。对裂缝性砂岩油田，在正式开发之前，一定要把裂缝特征、尤其是裂缝发育方向搞清楚；一定要把井网，及关键的注水井排方向布置合理。

在低渗透油田几十年的开发实践，及物理模拟、数值模拟和现场试验都说明裂缝性低渗透油藏最好的开采方式是沿平行裂缝方向注水，沿垂直裂缝方向驱油，即线状注水方式。对裂缝性低渗透油田的井网部署也取得了很多有益的认识。目前国内外投入开发的低渗透井网大致有三种：最先发展的正方形井网、反九点面积井网和后来发展的菱形井网。裂缝性低渗透油藏合理井网是菱形井网与矩形五点井网，最优井网为两排水井夹两排油井（即扁四点法）。

扁四点法注采方向与裂缝走向有夹角，对单向裂缝渗透率与基质渗透率比值越大其夹角越小，对具体油田应视油井产能和裂缝渗透率与基质渗透率比值大小而定；对两垂直缝缝，其注采井与裂缝走向的夹角为 45° 。扁四点法的优点在于：油井不在主裂缝走向上，极大减小了水淹井的可能性；排距小，油井易受注水影响，地层压力保持较高，而且注采井直线距离较长，没有裂缝沟通，虽然受效，但不会造成水淹；油井受远近两口井影响，可使油井保持相对较长的稳产时间；井网加密容易，能满足配注要求。

菱形井网的优点有：可改善平面上各油井的均匀受效程度，采油速率优势明显；可以延缓角井水淹时间，同时使边井的受效程度加大，而且当角井含水较高时可以转注；后期具有良好的调整灵活性，油井的转注可改变渗流方向，提高了驱油效率；井排距比可根据砂体发育方向与主裂缝方位的接近程度、基质渗透率作出调整。

因此，当考虑以下的条件，选择菱形井网将会更好地适应油藏的地质条件：裂缝的规模，主要有裂缝的方向和发育程度；裂缝渗透率和基质渗透率的比值，不同的比值对应于不同的井距和排距，这就确定了不同的井网密度；后期的井网调整要求，能否在后期适应转注和井网加密的要求；当砂体发育方向与主裂缝方位接近时，应适当加大井排距比；当断层发育并与主裂缝方向成大角度时，考虑到断层对注采井间的遮挡作用，可适当缩小井排距比；

基质渗透率越小, 井排距比应越大。

2. 裂缝性低渗透油气藏开发中的水平井的应用

水平井钻井工艺技术的发展, 为低渗透油田的开发提供了更加有效的手段。水平井加压裂可大大提高单井产量, 使低渗透油田开发取得很好的经济效益。水平井的优越性在于: ①水平井生产剖面具有很强的泄油能力; ②水平井生产剖面呈稳态流时, 其压力剖面的生产压降低于垂直井压力剖面的生产压降; ③当生产层含有气顶或底水时, 水平井直接钻入油层中部, 从而限制了气顶和底水的锥进; ④对于垂直裂缝或高角度裂缝发育的储层, 可用水平井把裂缝串起来; ⑤对薄的低渗油气层, 水平井延伸到薄的油层中部去, 与垂直井相比具有更大的泄油面积; ⑥在等效区域内, 采用相同的井距布井, 水平井产能为直井的六倍, 因此, 水平井可以采用大井距布井, 从而降低钻井成本。

水平井对于厚度达 5~10m 以上的单油层最合适, 对于多个单层达 5~10m 以上厚度的多油层油藏则可采用多底水平井。目前初步认为合理的井网应该是生产井采用水平井, 其水平段应垂直最大地应力方向以与裂缝直交, 并以多段压裂形成多条垂直于水平井段的裂缝, 以求得最大产能。注水井可以以直井为主, 沿主应力方向布井, 形成线状注水。至于这种水平井和直井配合的线性注水井网其井距及排距大小多少最为合理要比单纯直井复杂的多, 需要视具体情况 (主要是裂缝渗透率与基质渗透率大小) 用数值模拟手段深入研究。

利用水平井整体注水开发油田的井网部署问题, 目前国内外尚处于研究阶段。用到的井网有: 水平井 7 点法井网, 水平井反五点法井网, 水平井九点法井网, 水平井反九点法井网。从水平井的应用状况得知, 利用水平井与直井相结合的方式注水开发裂缝性低—特低渗透砂岩油田, 可以改善开发效果, 提高效益, 具有很好的发展前景。

六、结论

(1) 世界范围内的低渗透油藏开发均没有取得突破性进展。只有储层条件好的油藏才能得到开发。

(2) 根据裂缝与基质的关系, 可以将裂缝储层分成三类: I 类, 裂缝为主要的储集空间和流体的渗流通道, 基质对孔隙度和渗透率的贡献很小; II 类, 基质为主要的储集空间, 裂缝为主要的渗流通道; III 类, 裂缝作为工业储层的次要渗流通道, 基质本身有很高的孔隙度和渗透率。

(3) 水力压裂是低渗透油藏开发中最早使用, 也是目前最常使用的技术。但其他压裂增产技术 (如 CO_2 压裂增产技术) 也有自身优点, 应具体问题具体分析。

(4) 井网部署、特别是井排方向部署的是否合理, 是裂缝性砂岩油田注水开发成败的关键。“平行裂缝线状注水方式”是裂缝性油藏井网布置的基本原则。

(5) 水平井是目前开发低渗透油藏的最佳选择。随着水平井技术的进步, 在未来的应用中将起到越来越重要的作用。

参考文献

才汝成, 李晓清. 发展注气提高采收率配套技术开发低渗透油藏. 见: 国内外低渗透油田开发开发技术调研. 北京: 中国石化出版社, 2004

苏培东, 秦启荣等. 2005. 储层裂缝预测研究现状与展望. 西南石油学院学报, 27 (5): 14~17

A I 莱复生著, 张更等译. 1975. 石油地质学. 北京: 地质出版社

A P Byrnes. 1997. Reservoir characteristics of low - permeability sandstones in the Rocky Mountains; *Mountain Geologist*, 34: 39~51

B E Law and J B Curtis. Introduction to unconventional petroleum systems. *AAPG Bulletin*, 86: 1851~1852

C W Spencer. 1989. Review of characteristics of low - permeability gas reservoirs in western United States. *AAPG Bulletin* 73: 613~629

D J Soeder and P Chowdiah. 1990. Pore geometry in high - and low - permeability sandstone, Travis Peak Formation, east Texas; *Society of petroleum Engineers Formation Evaluation*. December SPE paper 17729, 421~430

D J Soeder and Randolph. 1987. Porosity, Permeability, and pore structure of the tight Mesaverde sandstone, Piceance basin, Colorado; *Society of Petroleum Engineers Formation Evaluation*. SPE paper 13134, 129~136

J P Davies and D K Davies. 1999. Stress - dependent permeability: characterization and modeling; 1999 Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference, Houston, Texas, SPI Paper 56813

M H 苏尔古伊耶夫, IO B 热托夫等. 1993. 低渗透油田开发的问题和原则. 低渗透油气藏勘探开发技术

M J Fetkovich, M E Vienot, M D Bradley and U G Kiesow. 1984. Decline Analysis Using Type Curves Case Histories. SPE paper 13169

M R Carlson. 1997. Reservoir Characterization of Fractured Reservoirs in Western Canada. paper 97 - 87 presented at 48th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM

R A Nelson . Geological analysis of Naturally Fractured Reservoirs; *Contributions in Petroleum Geology & Engineering*, Gulf Publishing Co. , Houston, TX, 320

R D Thomas and D C Ward. 1972. Effect of overburden pressure and water saturation on gas permeability of tight sandstone cores; SPE Paper 3634, *Journal of Petroleum Technology*, 24: 120~124

Richard O Baker et al. 2000. Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs. SPE 63286

Shanley Keith W, Robert M Cluff, John W Robinson. 2004. Factors controlling prolific gas production from low - permeability sandstone reservoirs; Implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis. *AAPG Bulletin*, 88 (8) 1083~1122

高分辨率层序地层对比与我国的小层对比

赵翰卿

(大庆油田有限责任公司勘探开发研究院)

摘要 本文简要回顾了“高分辨率层序地层对比”技术的理论基础和技术要点,并与我国的“小层对比技术”在研究内容、精细程度、技术原理、操作方法和概念表述等方面进行了全面分析对比,认定二者实属没有任何本质区别的同一种技术,即同属高分辨率旋回等时对比技术。并指出了高分辨率层序地层对比技术的进步及其存在的问题。

关键词 高分辨率 层序地层学 小层对比

油田进入高含水后期和特高含水期开采阶段,进一步提高采收率、挖掘剩余油潜力的难度越来越大,必须进行更加精细的油藏描述,开展精细准确的地层划分、对比,建立高分辨率等时地层格架,是实现精细油藏描述的基础和关键。

20世纪60年代,我国的石油地质工作者依据陆相盆地多级次震荡运动学说和湖平面变化原理,在大庆油田会战中创造出适用于湖相沉积储层精细描述的“旋回对比、分级控制、组为基础”的小层对比技术。80年代中期,在小层沉积相研究的基础上,又将这一方法进一步发展为“旋回对比、分级控制、不同相带区别对待”的相控旋回等时对比技术,使之更加适用于湖盆中的河流—三角洲沉积。这项技术以其精细性和实用性,成为我国陆相油田精细油藏描述的技术基础,得到了广泛应用。

90年代中期,T. A. Cross的高分辨率层序地层学(或高分辨率成因地层学)传入我国后,以其理论的新颖性、系统性和高精度地层对比技术,对我国的油藏描述产生了重要影响,并掀起了陆相沉积高分辨率层序地层学研究热潮。

高分辨率层序地层对比与我国的小层对比二者均属于地层学中的精细地层划分、对比技术,它们究竟有何本质的区别。高分辨率层序地层对比技术又能为精细油藏描述提供哪些新的启示,这是本文探求的目的所在。

一、高分辨率层序地层对比的理论基础和技术要点

Cross根据沉积动力学过程—地层响应原理提出的“基准面旋回与可容纳空间变化原理、沉积物体积分配原理和相分异原理”是高分辨率层序地层学的基本原理,也是高分辨率层序地层对比技术的理论基础,而高分辨率层序地层对比(又称基准面旋回对比)则是高分辨率层序地层学的核心技术。

1. 基准面旋回与可容纳空间变化原理

T. A. Cross等人认为基准面既不是海平面,也不是海平面向陆方向延伸的水平面,更不是地貌平衡剖面,它是一个相对于地表波状起伏且略向盆地方向下倾的抽象等势面,是沉积物搬运或沉积的能量平衡面。

基准面的变化描述的是可容纳空间的产生和消失作用,基准面一次连续的上升与下降运

动构成一个完整的基准面旋回。Cross 把控制沉积物在地表形成、分布和保存的诸多物理、化学和生物作用（即沉积条件）的变化概括为可容纳空间（A）与沉积物供给速率（S）比值的变化，因此，A/S 值实质上是对可容纳空间变化（沉积条件）的综合表征。

由基准面的旋回性变化过程导致地层的旋回性沉积响应，表明基准面旋回是地层沉积旋回的动力学成因，沉积旋回是基准面旋回的地层记录，因此基准面旋回要由地层的沉积旋回来识别。

各种规模的沉积旋回都是在一定时间跨度内的时间地层单元，一个基准面旋回的顶、底及内部转换面都是等时的，因此沉积旋回对比是等时地层对比。由于基准面旋回运动到地表之下时产生剥蚀作用，基准面旋回所经历的全部时间由沉积岩石和沉积间断面共同记录。

基准面旋回与沉积旋回都普遍具有多级次性，基准面穿越旋回可形成中、长期沉积旋回。最短期的沉积旋回被称为成因地层单元（或成因层序），它是在一次完整的基准面旋回期间由成因相关的沉积环境中堆积和保存下来的沉积物所组成，是符合相序或相组合基本定律（Walther 定律）的最小进积/加积地层单元。

2. 沉积物体积分配原理

在基准面连续变化的时间域内，由于可容纳空间的变化，地表不同地理位置产生四种不同的地质作用：即侵蚀作用、沉积作用、沉积物路过不留形成的沉积间断和沉积物欠补偿形成的饥饿性沉积作用。

当基准面位于地表之下时：可容纳空间消失，产生侵蚀作用。

当基准面位于地表之上时：

$A/S < 1$ ，岸线向盆地退缩，沉积物向海、湖进积；

$A/S > 1$ ，发生海、湖侵，沉积物向陆退积；

$A/S \rightarrow \infty$ ，最大海、湖侵期形成欠补偿的饥饿性沉积作用；

$A/S = 1$ ，岸线稳定，沉积物加积。

当基准面与地表一致时：既无沉积又无侵蚀作用，形成沉积物路过不留的沉积间断。

由于上述地质作用，导致基准面上升期堆积在盆地边缘相域内的沉积物体积增加，靠近盆地中心相域的沉积物体积相应减少；而在基准面下降期则堆积在盆地边缘相域内的沉积物体积减小，靠近盆地中心相域的沉积物体积相应增加。某一地区地层记录所具有的信息必然包含着在时间上与其相同的另一地区的地层（或不整合）属性的信息，因此，地层记录才具有时空分布的有序性和三维空间分布的可预测性。

沉积物体积分配作用导致或影响旋回的对称性、成因层序的叠加样式、相分异和原始地貌要素的保存程度等相域特征的变化。

旋回的对称性随地理和地层位置的变化是沉积物体积分配的地层学响应：在一个成因层序内，沿着原始斜坡倾斜方向，地层的旋回性由斜坡上的基准面上升不对称旋回逐渐变为海岸平原或三角洲平原下坡位置的基准面下降后又上升的对称旋回，在继续向海、湖方向则又演变为基准面下降的不对称旋回，向盆地中心地层旋回的对称性又逐渐增加。

地层旋回的对称性变化表明，在时间地层单元沉积的范围内，由于体积分配作用沉积物的堆积是不连续的。因而，在不同地理位置，地层有时由岩石 + 岩石组成，有时由岩石 + 不连续界面组成。其时间对比关系是：冲积平原环境基准面下降期间形成的地层不连续面在时间上相当于沿斜坡向下临滨或三角洲环境中基准面下降期形成的地层。临滨位置的准层序上覆的洪泛面（海、湖侵冲刷不整合面）在时间上相当于海（湖）岸平原和冲积平原位置基准

面上升期沉积的地层。这是基准面旋回等时对比的重要概念。

3. 相分异原理

伴随着可容纳空间的变化和沉积物的体积分配,保存在中、长期基准面旋回过程中同一地理位置不同层位相同相域地层的几何形态、相组合与相序、岩石多样性、层理类型和岩石物性的差异称之为相分异,它反映了随着沉积条件(A/S)的改变,相域内原始地貌要素类型和保存程度的变化。

相分异作用有两种主要类型:一是相属性(原始地貌要素的保存程度及其相对比率)的变化;二是相类型或相序(地貌要素)的变化。

通常相分异程度同沉积物堆积速率成正比,同不连续界面出现频率成反比。当A/S值很低时,往往表现为低的相分异;A/S值驱向1时,相分异程度加强;A/S值继续增高,相分异作用又变弱。

4. 高分辨率层序地层对比技术

以露头、测井、岩心和高分辨率地震反射资料为依据,以多级次的沉积旋回界面为参照面,以成因层序为基本单元的地层划分对比就是所谓的高分辨率层序地层对比(或基准面旋回对比)。

高分辨率层序地层对比的关键是识别地层记录中那些代表多级次基准面旋回的地层沉积旋回。由于地层沉积旋回是基准面相对于地表位置的变化产生的侵蚀、沉积、路过和欠补偿作用随时间发生空间迁移的地层响应,因而,每一级次的地层沉积旋回内必然存在着能反映其基准面旋回过程中A/S值变化的“痕迹”,以露头、钻井、测井和地震资料为基础,依据这些“痕迹”识别基准面旋回是高分辨率层序划分和对比的基础。

高分辨率层序地层单元的界面既可以是不整合面或沉积间断面,也可以是沉积作用的转换面。由于沉积作用的转换面具有较严格的等时对比意义,因此常作为时间地层单元对比的优选位置。

短期旋回或较长期旋回的识别都是通过A/S值变化趋势分析进行的。短期旋回中A/S值变化趋势可通过指示沉积物形成时的水深、沉积物保存程度的相序、相组合和相分异作用进行。较长期旋回中A/S值的变化可以通过分析短期旋回的叠加样式、旋回对称程度的变化、旋回加厚或变薄的趋势、地层不连续界面性质和出现的频率、地层与界面出现的位置和比例,以及成因地层边界上下地层相错位的幅度和方向等推断可容纳空间单向增加或减少的趋势来实现。

通常露头、岩心资料是识别短期沉积旋回的基础,测井曲线是分析短期旋回及其叠加样式进而识别较长期旋回的最好手段,地震资料可以通过反射终端的性质识别三级层序界面以及内部较高级次的旋回,通过岩—电—震资料间的相互标定和验证可提高旋回识别的精度和可靠性。

开展基准面旋回对比工作,同样也首先需要以区域性标准层(往往为最大海、湖泛时期的沉积物)和Ⅲ级层序边界作为大的层段控制,应用地震剖面和岩心、测井资料的相互标定可以很好地解决这一问题。

二、高分辨率层序地层对比与我国的小层对比

20世纪90年代中期,T. A. Cross的高分辨率层序地层学(或高分辨率成因地层学)传入我国后,作为大庆油田的地质工作者,我们对这一学科及其核心技术“高分辨率层序地

层对比技术”(基准面旋回对比)总的感觉是似曾相识。经过反复的学习、研究,以及专门的技术调查,发现它与我国的“小层对比技术”(沉积旋回对比)虽然所用的概念、原理和分析问题的方法不尽相同,但其结果却是完全一致的,大有“异曲同工”之妙,因此,认定二者实属没有任何本质区别的同一种技术。具体对比分析如下。

1. 在研究内容和精细程度方面

“高分辨率地层对比”与“小层对比”,二者均属于地层学中的精细地层划分、对比技术范畴,目的都是要建立以成因单元(高分辨率的短期或超短期沉积旋回、小层对比中的小层或单砂层是油田范围内可对比的最小沉积旋回)为基础的高分辨率等时地层格架。当应用的资料和研究的对象相同时,两种技术达到的精度也应该是一样的。

2. 在技术原理方面

Cross 的高分辨率地层对比技术依据的是由各种地质动力(构造升降、海湖平面变化、沉积物供给与气候变化等)综合作用引起的基准面变迁所导致的可容纳空间变化过程与地层的响应原理(即沉积动力学过程—地层响应原理),而小层对比技术依据的则是由内、外地质动力引起的陆相盆地多级次震荡运动学说和湖平面变化原理,二者虽然表述的方式不同,但是都充分运用了沉积学的理论和方法,而且所划分的地层基准面旋回和沉积旋回都具有多级次性(虽然在基准面旋回对比中只划分出短期、中期和长期三个级别的沉积旋回,这主要是由于在精细地层对比中所涉及的地层层段厚度较小,往往仅限于Ⅲ级层序内部)。

高分辨率地层对比技术所依据的基准面概念,是把以往采用的具体物理面(如侵蚀基准面、沉积基准面、河流平衡剖面、海(湖)平面等)发展为抽象的理论面,并用基准面旋回性升降变化所导致的可容纳空间的增加和减少来解释地层旋回性沉积的成因。而我们在进行小层对比时,应用具体的湖(海)平面升降引起的湖(海)面扩张与收缩、湖(海)侵与湖(海)退,同样也反映的是沉积物可容纳空间的变化及其地层旋回性沉积的成因。Cross 在基准面和可容纳空间变化原理的基础上,提出的沉积物体积分配原理和相分异原理,二者实际上是对传统的剥蚀、搬运和沉积理论的进一步引伸和扩展。因此,当我们采用小层对比技术进行储层精细描述时,只要能够正确运用沉积学的理论和知识,就能够达到与高分辨率旋回等时对比技术同样的效果。

在小层对比技术中明确地提出了要依据不同沉积相带地层沉积的不同模式,分别采取相应的具体对比方法,即相控的概念,而在 Cross 的高分辨率旋回等时对比技术中虽然提出了无需相控的概念,但在具体工作中仍然把不同沉积环境明显地分开(如划分为海岸平原—浅海沉积体系、河流相、湖相和重力流等),并根据各自不同的沉积特点分别采取了相应的对比方法,这实际上还是采用相控的原则。其实,任何精细的地层对比都离不开相关环境沉积模式的指导。

3. 在操作方法和操作程序方面

高分辨率地层对比技术虽然依据的是基准面旋回—可容纳空间变化原理,划分的是基准面旋回,但基准面旋回和可容纳空间的变化本身是抽象的,是无法具体操作的,实际工作中必然要依据其在地层中的记录——沉积旋回来划分,这就使其与小层对比不可能有什么本质上的区别,二者在具体操作中实质上都是沉积旋回对比,只是 Cross 对所划分的沉积旋回直接附加了沉积动力学成因的概念,而小层对比所划分的沉积旋回只是隐含着沉积动力学成因。

此外,由于沉积旋回是在一定时间跨度内的时间地层单元,沉积旋回对比是等时地层对