

文章编号:1673-8217(2013)04-0067-04

南美 D 油田储层特征及非均质性研究

程 健

(中国石化国际石油勘探开发公司,北京 100029)

摘要:通过对南美 D 油田储层地层层序划分、岩石学特征及物性特征的大量基础性研究,揭示了 D 油田储层为高孔高渗典型储层。通过 Carbonera 组主要储层砂体沉积微相划分及沉积演化研究,对 D 油田主要储层 C5 砂体平面及纵向展布进行了预测。D 油田 C5B 和 C5C 小层砂体比较发育,砂体展布呈指状,以北东-南西向为主,尤以工区的中北部及北部最为发育,北部砂体呈近南北向展布,中南部砂体呈近东西向展布。

关键词:沉积特征;储层岩性;物性特征;储层非均质性

中图分类号: TE112.23

文献标识码: A

南美 D 油田位于亚诺斯盆地,Carbonera 组储层岩性以石英砂岩为主,属于三角洲水下分流河道、河道间和河口坝等沉积储集体。储层砂体岩石松散,受压实作用弱,基本未胶结。砂体横向展布变化快、连通性相对较差,纵向上砂泥岩互层沉积,属于高孔、高渗储层,储层层内和层间非均质性严重。本文在储层沉积特征分析研究、储层反演、储层测井精细解释等研究的基础上,开展了小层砂体对比、储层非均质性评价等研究,重点对储层砂体展布、隔夹层分布、物性分布、非均质性等进行分析评价,为 D 油田开发方案编制及新井部署论证奠定了基础。

1 储层岩性特征研究

1.1 地层层序划分

D 油田位于亚诺斯盆地东部前隆构造带上,构造平缓、圈闭面积小、幅度低,主要含油层系为 Carbonera 组。砂体横向非均质性强,变化快,含油砂体受岩性、构造双重控制,属高孔、高渗储层。含油层系在纵向上有多套油水系统,无统一的油水界面。

根据地层层序地层学理论,研究工区 Carbonera 组共划分了 4 个三级层序、8 个体系域,分别对应地层 C8~C1 段(表 1),在海侵体系域(对应 C2、C4、C6 段)沉积了大范围的泥岩,测井曲线上表现为高伽马、低电阻率的响应特征,是 Carbonera 组进一步划分储层段的标志层^[1-2]。

1.2 储层岩性分析

综合录井、岩心、测井和沉积相综合分析结果:C5 段储层岩性主要由砂岩、泥岩和少量页岩构成。储层段整体自下而上由粉砂岩、泥质粉砂岩及泥岩

~细砂岩~砂岩构成的反韵律沉积组合;砂岩矿物主要为石英砂岩,粒度细~中粒,磨圆棱角~次圆状,分选差,砂岩内部夹有极薄的粉砂岩和泥质粉砂岩。砂岩间分布有泥岩或泥质粉砂岩,总体上构成砂泥岩互层沉积体系。次要储层段 C7 段以块状砂岩为主,其次为泥岩和粉砂岩。

1.3 储层孔隙特征

研究区 C5 层段储集空间类型为粒间孔隙。从孔喉参数统计结果来看,储层主要以微孔和大孔为主,最大孔喉半径超过 10 μm ,半径超过 1 μm 的孔道累计百分比超过 60%,最大汞饱和度可达到 89%。

1.4 储层物性特征

衡量储层物性特征的主要参数有储层的泥质含量、孔隙度、渗透率和含油饱和度。本次对 C5 段主要含油层系的储层物性评价是以测井资料为重点,用井壁取心物性分析结果标定测井,综合地质、井壁取心化验分析及试油、试采资料对储层物性特征及物性参数进行研究和解释^[3-8]。

(1)孔隙度和渗透率评价:D 油田储层孔隙度范围在 17%~35.6%之间,峰值约在 26%;渗透率数值分布范围变化较大,数据点在 $(0.4\sim 3\ 900)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 之间,大多数样品点渗透率集中在 $(200\sim 3\ 000)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 范围内,平均渗透率达到了 $1\ 400\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 左右,总体上属于高孔中渗及高孔高渗储层。

收稿日期:2013-04-12

作者简介:程健,工程师,1971 年生,1989 年毕业于西北大学石油地质专业,2003 年毕业于北京石油勘探院开发地质专业,现从事海外石油勘探开发工作。

表 1 Carbonera 组地层划分

界	系	统	阶	年龄/ Ma	组	盆地 演化	层序地层				
							二级 层序	三级 层序	体系域		
新生界	新近系	中新统	兰哥阶	15.97	卡沃内拉 Carbonera	前安第斯期 前陆盆地	SSQ4	SQ4	SQ5	HST	
			布尔迪加尔阶	20.43						C1	TST
			阿启坦阶	23.03						C2	HST
										C3	TST
										C4	HST
	古近系	渐新统	夏特阶	~28.4	米拉多尔	西科迪勒拉	SSQ3	SQ3	SQ2	HST	
			鲁培尔阶	~33.9						C5	TST
			普里亚本阶	~37.2						C6	HST
										C7	TST
										C8	HST
始新统	巴尔通阶	~40.4	M1	TST							
	鲁帝特阶	~48.6	M2	HST							
	伊普里斯阶	~55.8	洛斯库	西科迪勒拉	SSQ3	TST					

(2)储层含油性评价:从录井含油显示统计结果看,D油田主要含油显示为荧光,其次为油斑。含油显示的储层厚度非常薄。一般来讲,储层的含油级别与原油性、储层的胶结程度有关,油质越轻,储层胶结程度越差,含油显示级别越低。而D油田处于稀油区,但含油气显示明显比处于稠油区的相邻区块活跃,说明D油田含油性明显好于相邻区块。

2 储层沉积特征研究

本次沉积特征的研究依据对油田储层岩性特征、区块测井相及地震相分析研究的基础上对沉积背景及沉积特征进行了分析。

2.1 沉积相划分及沉积演化

Carbonera 组可识别出三角洲和陆棚两种沉积相(表 2)。

表 2 亚诺斯盆地 D 油田沉积相划分方案

沉积相	亚相	微相	主要发育层段
三角洲	三角洲平原	分流河道、分流河道间	C1、C3、C5、C7
	三角洲前缘	水下分流河道、水下分流河道间、河口坝、席状砂	C1、C3、C5、C7
	前三角洲	前三角洲泥、席状砂	C2、C4、C6、C8
陆棚	内陆棚	陆棚泥、席状砂	C2、C4、C6、C8

通过对测井相及地震相研究,对亚诺斯盆地 Carbonera 组的沉积演化进行了研究^[9]。

Carbonera 组 C8 段处于海侵时期,研究工区发育前三角洲泥,沉积厚度小。

Carbonera 组 C7 段,海平面处于总体停滞-下

降状态,受海退影响,工区三角洲前缘相向东南退积,C7 以砂岩沉积为主夹少量泥岩。沉积格局由东向西为古隆起-三角洲平原-三角洲前缘-前三角洲,水体由东向西逐渐加深。前积类型为低角度叠瓦状和 S 型,前积方向主要为由东向西,但在 D 油田 D-B4 井附近,可见由北西南东方向的低角度叠瓦状前积。

Carbonera 组 C6 段处于海平面快速上升时期,受海侵影响,发育前三角洲泥岩沉积。

Carbonera 组 C5 段,早期海平面停滞在较高位置,晚期海平面下降,受海退影响,三角洲由 D 油田向南西进积,从而发育三角洲前缘沉积,包括水下分流河道和水下分流河道间 2 个微相。

Carbonera 组 C4 段处于海平面上升期,受海侵影响,工区被海水淹没,发育前三角洲泥岩沉积。

Carbonera 组 C3 段,早期海平面上升到高位,D 油田西部局部地区发育前三角洲沉积。晚期海平面下降,受海退影响,D 油田三角洲向南西进积,发育三角洲前缘沉积。

Carbonera 组 C2 段处于海平面上升期,受海侵影响,工区被海水淹没,发育前三角洲泥岩沉积。

Carbonera 组 C1 段处于海平面总体停滞-下降阶段,受海退影响,工区发育三角洲前缘沉积。Cabiona 工区三角洲向北西进积,而在 Dorotea 工区,三角洲则向南西进积。

2.2 储层非均质性

以地质综合研究分析为基础,结合储层测井解释、地震反演和油井生产动态分析,对研究工区 C5 段砂体在剖面和平面的展布形态进行了预测。

2.2.1 储层砂体剖面展布特征

根据 D 区块 C5 段砂体地震振幅属性特征, C5A 小层砂体发育较差, 仅在区块中部有一近东西向展布的条带状砂体, 而在其他区域不发育; C5B 和 C5C 小层砂体比较发育, 砂体展布呈指状, 以北东南西方向为主, 尤以工区的中北部及北部最为发育。从地震剖面图上看(图 1), 砂体横向变化快, 具有砂体叠置的特点。

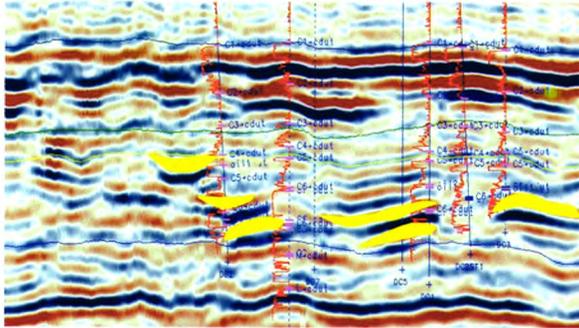


图 1 D 油田 C5 段砂体展布剖面

对油田单井钻遇砂体分析统计(表 3), 结合地质特征、沉积特征分析研究, 对油田进行储层反演、小层砂体划分与对比, 井震结合综合研究绘制砂体剖面展布图, 以预测储层段 C5 段砂体剖面展布和连通性^[10]。

表 3 D 油田砂体厚度统计表

井名	砂层组/ft		
	C5A	C5B	C5C
DBA1	18.7	8.8	23.2
DEA1	32.3	20.8	44.2
DAB2	39.1	21.5	25.8
DBA3	25.7	4.3	70.3
DAB4	46.7	27.9	132.8
DBA4	51.5	26.0	105.7
DAC1	33.3	13.3	95.2
DAC21	27.2	5.0	34.9
DAC3	21.7	3.3	81.7
DBc2	28.2	10.1	33.0
DBA2	21.7	7.5	18.5
DHC4	7.4	5.7	85.6
DEA2	8.3	7.5	18.5

从研究结果来看: 油田内 C5 储层段砂体在剖面上连通性相对较差, 受三角洲河道砂和河口坝沉积控制, 且多期河道相互叠置的影响, 储层砂体剖面上整体呈透镜状分布, 部分河道间和前缘席状砂呈条带状展布。

除 C7 砂体在油田内整体发育, 连通性较好外, D 油田 C5C 砂体发育, C5A 次之; 从砂体连通性分析: C5A 砂体连通性最好, 剖面上呈条带状分布, 少

数为透镜状分布特征; C5C 砂体比 C5B 砂体好。

2.2.2 储层砂体平面展布特征

根据砂体剖面展布研究, 结合油田地质特征、沉积特征和油藏特征, 采用三维地震储层属性提取分析、储层精细反演和开发地质综合研究相结合的手段, 开展了储层砂体平面展布预测研究工作。研究结果表明, D 油田物源主要来自于东北部和近东方向, 造成了 D 油田的砂体长轴(主渗流)方向近东西向的砂体平面展布特征。

通过统计单井砂体数据, 结合地震属性、地震反演成果对油田主要含油砂层组砂体进行砂厚和砂体展布预测。从预测结果看: D 油田 C5B 和 C5C 小层砂体比较发育, 砂体展布呈指状, 以北东-南西向为主, 尤以工区的中北部及北部最为发育, 北部砂体呈近南北向展布, 中南部砂体呈近东西向展布。C5A 小层砂体发育较差, 仅在油田中部近东西向呈条带状展布特征, 表明其物源方向主要自东向西, 主渗透(河道)方向为近东西向, 其他区域砂体不发育。

2.2.3 隔夹层分布特征

根据储层测井精细解释、储层四性关系分析研究、单砂体对比分析及砂体展布综合研究将 D 油田储层段隔层主要分为 4 类, 研究结果表明: 油田内的隔层发育, 不同储层分别发育不同隔层。C5 段储层上部分布有沉积稳定, 厚度约 25.0~60.0 ft 的 C4 段泥岩盖层, 该盖层在 D 油田广泛分布, 沉积相对稳定; C6 段隔层: 分布在储层底部与 C7 段之间, D 油田沉积厚度较小, 岩性为砂泥岩互层, 纯泥岩厚度约 3.0~30.0 ft, 分布稳定性相对较差。

主力含油层段 C5B1 上部分布相对稳定的夹层 C5A2, 岩性主要以泥质粉砂岩和泥岩组成, 少量的粉砂岩, 夹层厚度约 35.0 ft, 可以作为 C5B 开发层系储油层的顶部隔层; C5B1 与 C5C 之间在全区范围内也有相对稳定的隔层分布, 厚度约 5.0~20.0 ft, 在开发油田内能够在一定程度上阻挡流体流动, 但能力相对较弱, 其分布稳定性有待进一步研究。

通过对油田主要生产目的层段的夹层统计分析: 产油层 C5A1、C5B1、C5C 小层内部分布有 0.5~10.0 ft 左右的夹层, 夹层层数一般在 6 层以下, 主要分布在 1~2 层之间, 该夹层厚度较薄, 具有一定的渗透性, 含油油田内分布稳定性较差, 阻挡流体流动的能力较差。

3 结论

(下转第 72 页)

避免蒸汽过早窜流。汽驱初期,由于楼 31917 井注汽压力较高,达到 7.6 MPa,使蒸汽向楼 32017 和楼 32117 方向突破,25 天后楼 31917 井压力降到 5.7 MPa。为保持井组均匀受效,将楼 31917 井注汽压力调低到 4.5 MPa,同时加大了未受效井的排液能力,降低注采压差。调整后,井组产油量由 2.1 t/d 上升到 10.5 t/d,含水由 96.8% 下降到 85.0%,温度由 45 ℃ 上升到 52 ℃。

(2)对受效差的井组及时提高注汽速度,扩大油井受效程度。汽驱过程中根据油井受效状况,及时提高注汽速度,由汽驱初期的 50 t/d 提高到 60 t/d,注汽强度由 8.1 t/(d·m) 提高到 9.7 t/(d·m),油井受效井数增加 5 口,产量上升 15 t/d。

4.4 适时进行产液结构调整,提高蒸汽驱替效率和热利用率

在蒸汽驱过程中,不同方向上非均质性差异较大,再加上吞吐阶段注采不均衡性以及油井热连通程度不同,造成平面上动用程度差异大,易发生蒸汽窜流。因此在受效差的井上,采取吞吐引效、提液引效,同时在蒸汽窜流井上采取降低排液量、注汽井调

低注汽速度等技术,抑制蒸汽过快推进,最大限度地提高蒸汽驱替效率和热利用率。

4.5 调整平面矛盾,缩小非均质差异

楼资 27 井区在汽驱过程中整体汽窜情况比预计的要好,这与汽驱前后采取的技术有很大的关系。为了减少平面非均质性的进一步扩大,在汽驱过程中及时跟踪调整,采取了 8 井次的平面调驱措施(氮气泡沫调驱、氮气泡沫混注调驱、颗粒 + 泡沫复合调驱)。调后日产油水平由初期的 20 t 上升到 33 t,最高峰值达到 47 t,油气比在 0.17 以上,取得较好效果。

参考文献

[1] 喻高明,胡望水. 复杂断块油田非均质油藏精细描述[M]. 北京:石油工业出版社,2001:170-188.
 [2] 王志刚. 稠油热采技术新进展[M]. 北京:石油工业出版社,1997:51-56.

编辑:李金华

(上接第 69 页)

(1)从岩心物性分析数据来看,D 油田 Carbonera 组储层孔隙度分布 9.9%~36%,渗透率分布 $(0.3\sim 3\ 900)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$;从测井解释物性分析数据来看,储层孔隙度分布 10%~34%,渗透率分布 $(10\sim 3\ 500)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,总体上属于高孔高渗储层。

(2)D 油田 C5B 和 C5C 小层砂体比较发育,砂体展布呈指状,以北东-南西向为主,尤以工区的中北部及北部最为发育,北部砂体呈近南北向展布,中南部砂体呈近东西向展布。C5A 小层砂体发育较差,仅在油田中部近东西向呈条带状展布特征,表明其物源方向主要自东向西,主渗透(河道)方向为近东西向,其他区域砂体不发育。

参考文献

[1] 肖朝晖,王招明,姜仁旗,等. 塔里木盆地寒武系碳酸盐岩层序地层特征[J]. 石油与天然气地质,2011,32(1):1-10.
 [2] 刘忠宝,杨圣彬,焦存礼,等. 塔里木盆地巴楚隆起中、下寒武统高精度层序地层与沉积特征[J]. 石油与天然气地质,2012,33(1):70-76.

[3] 据惠姣,孙卫,杨希濮,等. 鄂尔多斯盆地延安地区山 2 段储层特征及其主控因素[J]. 断块油气田,2011,18(2):142-145,157.
 [4] 李新虎,刘东,郭媛. HSS 油田 H1 油层组储层特征研究[J]. 断块油气田,2011,18(2):150-153.
 [5] 王正和,郭彤楼,谭钦银,等. 四川盆地东北部长兴组-飞仙关组各沉积相带储层特征[J]. 石油与天然气地质,2011,32(1):56-63.
 [6] 肖晖,吴小斌,何丹,等. 鄂尔多斯盆地镇川地区长 3 低渗储层特征及其控制因素[J]. 断块油气田,2011,18(6):701-704.
 [7] 叶成林,王国勇,何凯,等. 苏里格气田储层宏观非均质性—以苏 53 区块石盒子组 8 段和山西组 1 段为例[J]. 石油与天然气地质,2011,32(2):236-244.
 [8] 宋璠,苏妮娜,侯加根,等. 黄骅坳陷板桥油田板桥油层沉积特征及演化[J]. 石油与天然气地质,2012,33(6):914-922.
 [9] 裘亦楠,薛书浩. 油气储层评价技术[M]. 北京:石油工业出版社,1997 年.
 [10] 刘家译,田景春. 精细油藏描述中的沉积微相研究[J]. 古地理学报,1999 年,(2):36-45.

编辑:吴官生