

气田开发

渤海湾盆地东营凹陷胜坨油田储层精细研究及应用

李春英^{1,2}

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 胜利油田分公司胜利采油厂, 山东 东营 257051)

摘要:针对渤海湾盆地胜坨油田高含水开发后期剩余油分布复杂、认识难度大、措施效果逐渐变差等突出问题,根据沉积学、层序地层学理论和取心井及测井曲线,采用岩性和岩相结合的方法进行韵律层细分、沉积微相研究,搞清了影响剩余油分布的主要地质因素为韵律层物性变化,明确了韵律层间夹层分布状况。在精细描述韵律层以及夹层的基础上实施了韵律层的井网重组,取得了很好的调整效果。

关键词:胜坨油田;韵律层;沉积微相;井网重组

中图分类号: TE32

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2008)04-0561-05

0 引言

胜坨油田 1964 年正式投入注水开发,经过 40 多年的开采,已进入高含水开发后期生产,油田采出程度为 36.8%,综合含水率为 94.3%。随着开发过程不断深入,剩余油分布日趋复杂,分析难度大,挖潜措施难。按照常规地质自然小层研究剩余油分布、采取常规的层系调整方式进行挖潜,其效果越来越差。因此,根据小层内(尤其是厚层内)沉积韵律性的变化,对储层进行更精细的研究,在此基础上创新调整思路,进行韵律层井网重组,对提高老油田开发效果至关重要。

1 胜坨油田地质及开发特征

胜坨油田位于济阳坳陷东营凹陷北侧的坨庄—

胜利村—永安镇二级构造带中段,陈家庄凸起南端,是一个明显受走向近 EW 向的陈南铲式正断层派生的分支断层——胜北断层控制所形成的复杂化了的逆牵引背斜构造油藏。胜坨油田含油面积 84.23 km²,地质储量 45 744×10⁴ t,共分为 3 个开发区,胜坨油田的北面 and 东面分别被 7 号和 9 号断层分割,西面以及西南面与边水相连。

胜坨油田自上而下依次为明化镇组、馆陶组、东营组、沙河街组,其中沙河街组分为 4 段,沙二段是主力含油层系。从古近系沙河街组到新近系馆陶组—明化镇组,胜坨油田经过了 2 次大的沉积旋回。从沙三段至沙二段上部是一次从较深湖相演变到三角洲—河流相的过程。沙二段顶部到沙一段、东营组、馆陶组—明化镇组又是一次从水进到水退、从湖

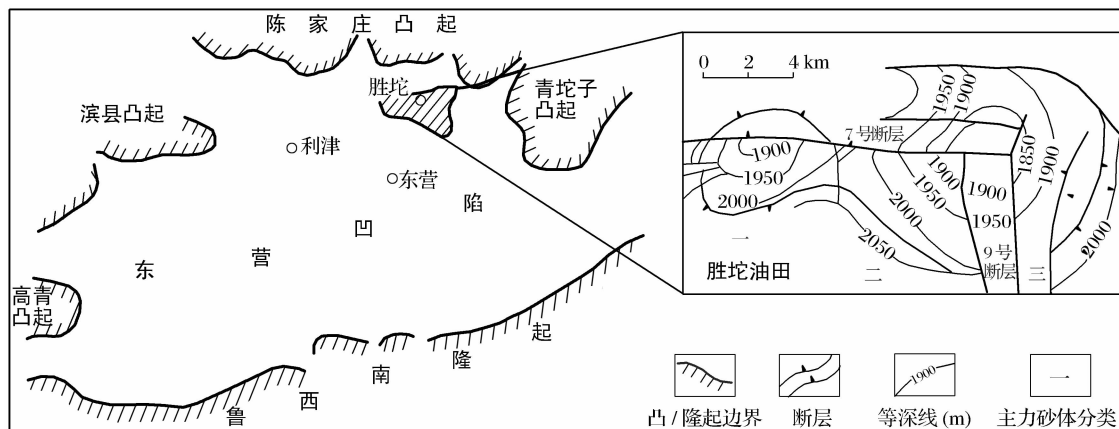


图1 胜坨油田区域构造位置

相到三角洲—河流相的沉积演变过程。

胜坨油田沙二段主要包括 15 个砂层组,74 个含油小层,其中 8~15 砂层组以三角洲前缘相沉积为主,1~7 砂层组以河流相沉积为主。

进入高含水开发后期油田开发具有以下特征:
一是平面上高度水淹,纵向上剩余油分布差异大。胜坨油田进入高含水开发后期,主力层平面上 80% 以上的面积含水大于 90%,只在断层遮挡区、砂体边缘等部位含水较低,但含水级别一般也在 80% 以上。因此从平面上看油藏高度水淹,剩余油分布十分零散^[1-3]。另一方面,受储层非均质性影响,剩余油分布在层间、层内差异大。厚层内物性好的高渗透韵律段驱油效率高、水淹严重,而物性相对较差的低渗透韵律段水淹较轻,剩余油饱和度较高^[4]。从近几年完钻的新井多功能解释资料可以看出,一些韵律段驱油效率在 50% 以上,剩余油饱和度在 40% 以下,一些韵律段驱油效率不到 30%,剩余油饱和度在 50% 以上或更高。

二是注水利用率低,水窜严重。在注水开发过程中,注入水优先进入高渗透韵律段,而渗透率相对较低的韵律段注入水难以波及,动用难度大。随着注水时间的延长,注入水的长期冲刷,高渗透韵律段的渗透率更高,非均质性进一步加强,从而导致特高含水开发期注入水沿大孔道窜流,造成注入水的无功循环,注水利用率低。

2 储层精细研究

在同一小层内(尤其是厚层内),往往沉积有 2 个或多个次级旋回,形成次级韵律。次级韵律之间多存在横向上不稳定的泥质或灰质夹层,夹层的分布使小层内形成多个相对独立的流动体系。在注水开发过程中,受层内夹层以及韵律层间物性的影响,不同韵律层的开采状况存在较大差别^[5-8]。以地质自然小层为分析对象已不适应高含水开发后期精细开发的要求,必须建立以独立流动系统为基本单位的韵律层精细地质模型并进行剩余油分布描述,才能充分认识特高含水开发期潜力状况。

韵律层的细分主要依据取心井和测井曲线,采用岩性和岩相结合的方法进行对比。依据小层中的泥质或灰质夹层,同时充分考虑沉积相的横向变化和沉积旋回的纵向变化规律进行细分。主要采用等高程(等厚)对比模式、相变趋势对比模式、叠置砂体对比模式 3 种细分方法,根据胜坨油田沙二段 2 种主要的沉积相:河流相及三角洲前缘相的沉积特

点,进行针对性研究。

2.1 河流相沉积储层

河流相沉积储层具有沉积环境变化快的特点,河流侧相摆动与下切常常导致砂层厚度与岩性有较大的变化,具体表现为纵向上砂体叠置,横向上砂体变化快。对河流相沉积储层进行小层精细对比、划分采用“等高程”方法,同时考虑河流相砂体沉积的旋回性、冲刷面、下切、交织、横向变化等因素影响,以保证各韵律砂体划分对比的合理性。

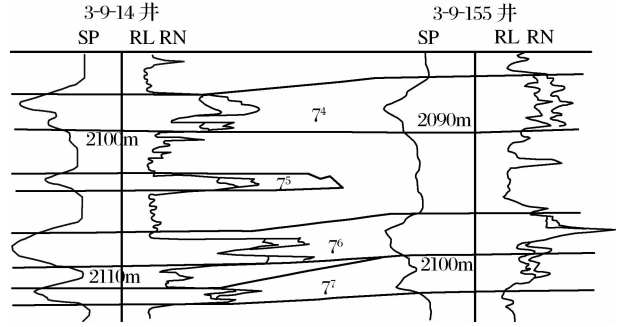


图 2 “等高程”对比模式

对于河流相沉积的 1~7 砂层组,原来划分的部分小层,是由多个沉积时间单元形成的具有不同油水系统的多期河流沉积砂体的组合或叠加,这些由不同单砂体组成的小层,由于单砂体间的储层物性及展布状况有较大差异,在注水开发过程中各砂体间的水驱状况和剩余油状况就不同。因此,应用“等高程”方法划分出同期沉积又具有相对独立油水系统的单砂体,纵向上研究砂体间隔夹层发育情况及单砂体间物性变化,横向上重点描述砂体的平面展布形态及沉积微相变化,并根据各砂体的物性及平面展布,进行砂体分类评价。如胜坨油田坨七断块 2² 层,按照“等高程”划分对比方法,划分为 2 个韵律层 2²¹ 和 2²²,砂体分布形态由原来的大片连通变成细分后的 10 个土豆状、条带状分布的砂体。如 2² 小层的 2 号砂体,细分前为大面积分布的厚砂体,细分为 2²¹、2²² 后,原 2 号砂体变为 3 个相对独立的单砂体,2²¹ 对应砂体的平均渗透率为 760 μm^2 ,而 2²² 对应砂体的平均渗透率为 2 334 μm^2 。按照各单砂体储层物性及平面展布,将砂体分为 3 类:一类砂体是储层物性好,平均渗透率大于 1 000 μm^2 ,平面分布面积较大,可形成完善的注采井网;二类砂体是储层物性较好,平均渗透率为 500~1 000 μm^2 ,有一定的分布面积,能形成单向注采井网;三类砂体是储层物性较差,平均渗透率小于 500 μm^2 ,砂体分布面积一般较小,难以形成注采井网。坨七断块 1~7 砂层组砂体分类见表 1。

表 1 沙二段 1~7 非主力油砂体分类

分类	油砂体面积(km ²)	砂体地质储量范围(×10 ⁴ t)	砂体数(个)	地质储量(×10 ⁴ t)	占总储量(%)	井网完善程度
一类	0.15~2.4	5~78	23	483	55.6	能形成完善注采井网
二类	0.05~0.18	1~10	73	298	34.3	能形成单向注采井网
三类	<0.05	<1.5	212	87	10.1	不能形成注采井网

2.2 三角洲前缘相沉积储层

与河流相沉积储层相比,三角洲相沉积具有沉积环境稳定、沉积厚度大、厚层内韵律性明显的特点。胜坨油田沙二段下油组是一典型的河控湖泊三角洲前缘相沉积类型,沉积砂体由湖岸斜坡向湖中

心逐层推进沉积。因此对三角洲前缘相沉积储层进行小层精细对比划分应采用“等时斜对”相变趋势对比模式,加强厚层内韵律性的描述、韵律层间的隔夹层发育情况以及各韵律层沉积微相研究。

如坨七断块的 9 砂层组,为三角洲前缘相沉积,

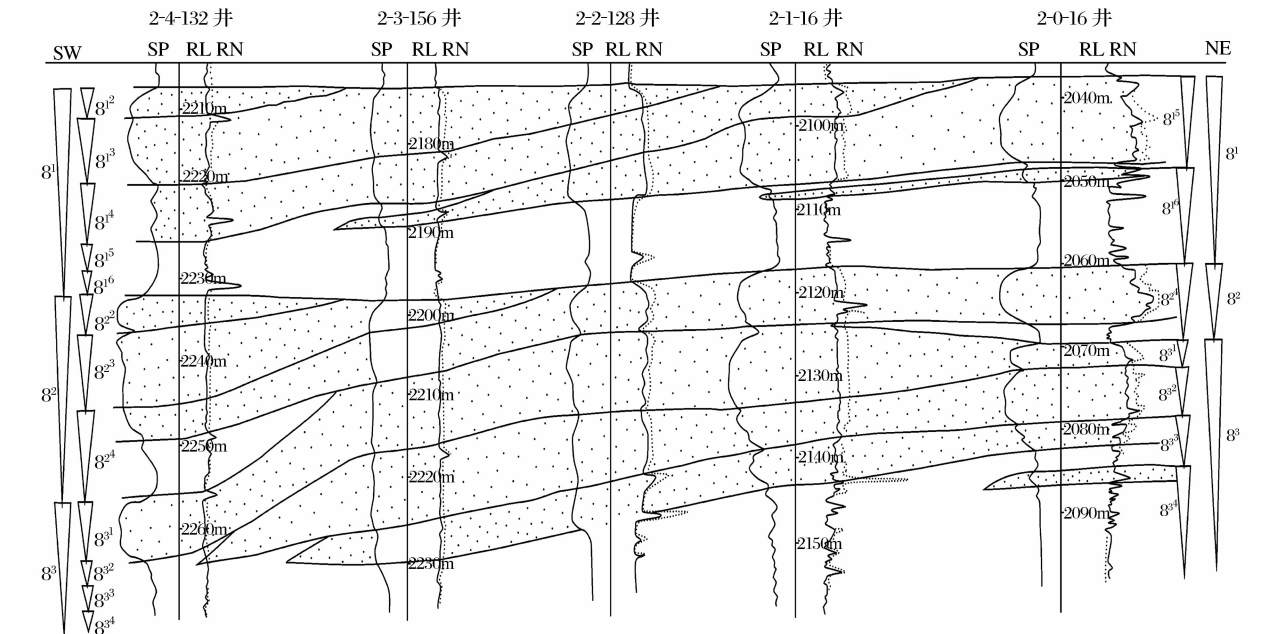


图 3 “等时斜对”相变趋势对比模式

细分前只有 9¹ 一个小层,应用“等时斜对”相变趋势对比方法,精细储层对比后根据内部稳定夹层分布,将原来的 1 个小层细分为 9¹₁、9¹₂、9¹₃、9¹₄ 等 4 个韵律层。细分后的韵律层间物性存在较大差异,9¹₁、9¹₂ 主要为河口坝主体沉积,平均渗透率为 1 011 μm²,9¹₃、9¹₄ 为河口坝侧缘及远砂坝沉积,平均渗透率为 470 μm²。细分前用一套井网开发的 9¹ 层,9¹₁、9¹₂ 上部 2 个韵律层严重干扰 9¹₃、9¹₄ 韵律层,致使下部 2 个韵律层储量不能充分发挥。

同样按照储层物性分为主力、非主力韵律层 2 类,渗透率大于 1 000 μm² 的主力韵律层,而渗透率小于 1 000 μm² 的非主力韵律层,坨七断块沙二段 8~10 砂层组由细分前的 3 个砂层组 8 个小层细分为 24 个韵律层。

3 井网重组及效果

在精细储层描述的基础上,剩余油研究表明,高

含水开发后期,剩余油主要存在于储层物性较差的韵律层(单砂体)中,而这部分剩余油在以原地质小层为基础的注采井网条件下难以动用。因此打破按相邻地质小层组合井网,将物性相近的韵律层组合在一套井网内开发,就会极大地改善纵向干扰,增大水驱波及厚度^[9]。以河流相沉积为主的 1~7 砂层组主要按砂体进行分类调整,主要原则是完善一类砂体的注采关系,增加二类砂体水驱储量,兼顾三类砂体;以三角洲相沉积为主的 8~15 砂层组主要按韵律层及微相带进行调整^[10]。重组后的每套井网,其井距的确定原则是物性好的主力韵律层(单砂体)及主体相带建立大井距、稀井网模式;非主力韵律层及侧缘相带建立适当的小井距、密井网模式,增加水驱控制程度^[11]。

特高含水期剩余油平面分布零散的特性决定了该开发阶段的井网不可能是均匀规则井网,因而在井网调整时,必须根据剩余储量大小及储层物性确

定合理的注采井距。合理注采井距的确定一是保证能建立起有效的生产压差,使储层能正常动用;二是使单井控制储量适中,避免因控制储量过大而降低采收率,以及控制储量过小而影响开发效益。

高含水开发后期的井网调整主要立足于老井的利用,辅助钻少量的新井,新井主要应用于物性相对较差的韵律层(单砂体),而物性好、采出程度高、含水高的韵律层(单砂体)主要利用老井开发。

针对老井井况复杂以及非主力韵律层注采效率差的状况,为满足井网重组的需要,在注采工艺上主要发展配套了同芯集成配水管柱,磁性定位+双胶

筒封隔器+防蠕动管柱、物理解堵+化学解堵、分层炮眼封堵工艺、堵水调剖等工艺配套技术。

如坨七断块沙二段调整前分为 1~2、3~7、8、9、10 等 5 套井网开发,精细储层描述后,经开发技术政策论证,组合为 1¹⁻²、2~3 主力、1~7 非主力(以二类、三类砂体为主)、8 主力、9 主力、10 主力、8~10 非主力等 7 套井网。

井网重组共钻新井 51 口,其中采油井 27 口、注水井 24 口,老井工作量 176 口,其中堵炮眼后重复射孔 17 口,补孔改层 37 口,堵水调剖 29 口。

调整后,断块各项指标明显变好。

表 2 调整效果对比

项目	油井数(口)	水井数(口)	日产液(t/d)	日产油(t/d)	综合含水率(%)	注采对应率(%)	采收率(%)
调整前	129	96	14944	538	96.4	74.6	49
调整后	152	102	18690	785	95.8	85.2	51.4

(1)注采对应率大幅度提高,储量控制程度显著增加,稳产基础得到加强。断块注采对应率由治理前的 74.6%上升到目前的 85.4%,储量控制程度由 76.4%提高到 88.3%。尤其是 2 个非主力层井网,注采对应率由 51.0%上升到 75.4%,储量控制程度由 52.7%提高到 72.7%。

(2)断块开发效果得到明显改善。井网重组后,坨七沙二段采油井开井数由 129 口增加到 152 口,注水井开井数由 96 口增加到 102 口,日产油由 538 t 上升到 785 t,综合含水率由 96.4%下降至 95.8%,自然递减率由 21.5%下降至 9.82%,增加可采储量 124 万 t。

(3)新井投产效果好。在周围老井含水率普遍高于 95%的情况下,投产后平均日产液 41.6 t,平均日产油 9.2 t,综合含水率 78%(周围老井平均含水率 96%),动液面 876 m。

4 认识和结论

(1)高含水开发后期,储层的非均质性及开发的非均匀性是影响剩余油分布的主要因素。开展储层精细研究是认识剩余油的基础,同时也是精细调整、进一步改善开发效果的基础。

(2)纵向上储层非均质性严重、储量动用差异大的多层砂岩油藏,开展井网重组调整,可以减小纵向上各韵律层之间的干扰,使潜力韵律层的储量得到有效动用,是特高含水开发后期提高油藏采收率的有效途径。

(3)油藏工程研究及工艺配套技术,是井网重组

取得预期效果的保障。

参考文献:

[1] 康元勇. 胜坨油田不同含水期油水平面运动规律[J]. 油气地质与采收率, 2005, 12(5): 41-43.

[2] 高树新, 杨少春, 王志欣, 等. 胜坨油田二区三角洲砂岩油藏剩余油形成的影响因素分析[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2005, 29(5): 7-11, 18.

[3] 唐海发, 赵彦超, 汪立君. 胜坨气田明化镇组下段沉积微相特征及其与储层物性的关系[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(3): 257-260.

[4] 赵红兵. 油藏不同开发阶段储集层测井曲线变化特征——以胜坨油田胜二区沙二¹²小层为例[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(1): 77-82.

[5] 孙梦茹, 周建林, 崔文富, 等. 胜坨油田精细地质研究[M]. 北京: 中国石化出版社, 2004.

[6] 刘卫红, 杨少春, 林畅松, 等. 胜坨油田沙河街组二段三角洲相储层特征及影响因素[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2006, 21(2): 9-14.

[7] 冯建伟, 戴俊生, 冀国盛, 等. 河流储层建筑结构要素的定量识别——以胜坨油田二区沙二段 3 砂层组为例[J]. 沉积学报, 2007, 29(5): 116-120.

[8] 苏明军, 王西文, 韩乾月, 等. 储层精细研究技术在老区挖潜中的应用——以黄骅拗陷南油区为例[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(6): 864-868.

[9] 孙梦茹, 刘文业. 河流三角洲储层油藏动态模型和剩余油分布[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.

[10] 刘亚平. 胜坨油田坨 21 断块沙二段 8 砂层组细分韵律层井网重组模式研究[J]. 石油天然气学报, 2007, 29(5): 116-120.

[11] 才汝成, 李阳, 孙焕泉. 油气藏工程方法与应用[M]. 东营: 石油大学出版社, 2002.

Research on Reservoir Beds in Shengtuo Oil Field, Dongying Sag of Bohai Bay Basin and Its Application

LI Chun-ying^{1,2}

(1. *Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China;*

2. *Shengli Oil Production Plant of Shenli Oil Field Company, Dongying 257051, China)*

Abstract: Aiming at the problem of complex distribution of remaining oil and the poor effect of adjustment in the extra-high water-cut period, this paper studies rhythmic layering subdivision and sedimentary micro-facies. All these are based on sedimentology and sequence stratigraphy. We find that the critical geologic factors in the remaining oil distribution are the properties of rhythmic layering and the interlayers. Based on the conclusion, we reconstruct the well pattern of rhythmic layering and achieve a good result.

Key words: Shengtuo oilfield; Rhythmic layering; Sedimentary microfacies; Well pattern reconstruction.

(上接第 543 页)

参考文献:

- [1] 华北油田地质志编写小组. 中国石油地质志(卷五)—华北油田[M]. 北京:石油工业出版社,1988.
- [2] 许怀先,陈丽华,万玉金,等. 石油地质实验测试技术与应用[M]. 北京:石油工业出版社,2001.
- [3] 黄第藩. 陆相油气生成理论基础[M]//中国陆相石油地质理论基础. 北京:石油工业出版社,1991:146-234.

- [4] 文志刚,王正允,何幼斌,等. 柴达木盆地北缘上石炭统烃源岩评价[J]. 天然气地球科学,2004,15(2):125-127.
- [5] Petres K E, Moldowan J. 生物标志化合物指南[M]. 北京:石油工业出版社,1995.
- [6] 曾宪章,梁狄刚,王忠然,等. 中国陆相原油和生油岩中的生物标志物[M]. 姜乃煌,张水昌,林永汉,等译. 兰州:甘肃科学技术出版社,1989.
- [7] 张虎权,王廷栋,林卫东,等. 民和盆地原油地球化学特征与油源对比[J]. 天然气地球科学,2006,17(3):305-308.

Source Rocks and Oil-Source Rock Correlation in the Bayindulan Sag of Erlian Basin

TIAN Fu-qing^{1,2}

(1. *Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China;*

2. *Huabei Oilfield Company, Renqiu 062552, China)*

Abstract: Tenggeer formation and Aershan formation are the main source rock in the Bayindulan sag. Evaluation on the source rocks of B72× well indicates that the organic matter abundance in the source rock of Tenggeer formation and Aershan formation belongs to the medium- good source rock. Its organic matter is mainly I—II₁ type and II₁ type, but the maturity of hydrocarbon-source rocks is not high, which are wholly on the stage of immature- low mature thermal evolution. The comparisons between the GC-MS map and biomarker parameters demonstrate that the crude oil of Aershan Formation is mainly from its source rock, and belongs to primary petroleum.

Key words: Erlian basin; Bayindulan sag; Source rock evaluation; Oil-source correlation; Biomarker.