

细分沉积微相研究剩余油分布规律

刘伟 罗小刚

(辽河石油职业技术学院, 盘锦 124010)

摘要 通过细分沉积微相,揭示出不同沉积微相砂体,其岩石组成、储层物性、沉积构造及非均质特征等各方面都存在明显的不同,这是造成储层非均质性的关键因素。兴隆台油田马19井区东营组油藏是典型的河流—沼泽沉积相,其中包含着多种沉积微相,使储集层结构非常复杂。通过对沉积微相的研究,了解了储层砂体的分布状况和油气集聚特点,明确了剩余油的分布规律,从而采取有效挖潜措施,为老油田的进一步挖潜、提高最终采收率奠定了基础。

关键词 沉积微相 储层 非均质性 东营组 剩余油 最终采收率

中图法分类号 TE331.2; **文献标志码** B

随着油田开发的不断深入,大部分老油田都进入了高含水期,面临着对老油田进一步挖潜、提高最终采收率的重大课题。资料研究表明,该区块经二次采油后,其平均采收率仅为25%左右。分析认为该区块为非均质性油藏,估计有20%的可动油未被注入水驱动。对于这部分可动油,通过对储层的进一步认识,是完全可以开采出来的。特别是对于非均质性较强的油气藏,从油藏的形成过程来研究其地质特征,揭示出微小的岩性、构造以及油藏分布的本来面貌,从而了解剩余油的分布特点,找出油气相对富集的区域。这是制定老油田剩余油挖潜措施、提高采收率的科学方法之一。

1 地质概况及储层特征

1.1 地质概况

兴隆台油田马19井区,位于辽河裂谷西部凹陷中部,兴马断裂背斜带南翼断阶带上,属于三级构造带,是兴隆台油田的主要含油气区块之一。在下第三系,兴马断裂背斜带经历了三次大的构造—沉积旋回:第一旋回为沙四-沙三期,第二旋回为沙二-

沙一期,第三旋回是东营时期。东营时期为辽河裂谷的在陷期,早期是平原河沼沉积环境,中期属河流沉积环境,后期是泛滥平原沉积环境,末期西部凹陷全面抬升。在本次旋回中,同生了多级不同走向的断层,起到了油气运移通道的作用,这也是该区油气富集的主要原因之一。

1.2 储层岩性特征

根据测井资料和综合录井资料显示,马19井区东营组储集层属于河流-沼泽相,主要是含砾砂岩、细砂岩、粉砂岩,颗粒分选较好,磨圆较好,各储层之间夹着不同厚度和各种颜色的泥岩。

从储层砂体上可以粗略地分为:河道砂体、河间砂体和河间淤泥。河道砂体厚度相对较大,颗粒较粗,物性较好,是该区的主要储集层。河间砂体厚度小,颗粒细,物性变差,局部有所好转,如果圈闭条件好,也可成藏,但产能不会太大。河间淤泥主要是由河间沼泽微相、河漫沼泽微相和泥炭沼泽微相形成的,不利于形成油气藏。

1.3 沉积微相的类型及砂体特征

不同砂体的形成,受当时的沉积环境的直接影响,不同的沉积微相会形成不同性质的砂体。河道砂主要是由主河道微相、网状河流微相、河边滩微相、废弃河道微相形成的^[1];河间砂主要是由河间滩、天然堤、河漫滩、决口河道微相形成的。

2011年6月23日收到

第一作者简介:刘伟,女,辽河石油职业技术学院硕士研究生。
研究方向:石油与天然气工程。E-mail:luoxiao0226@126.com。

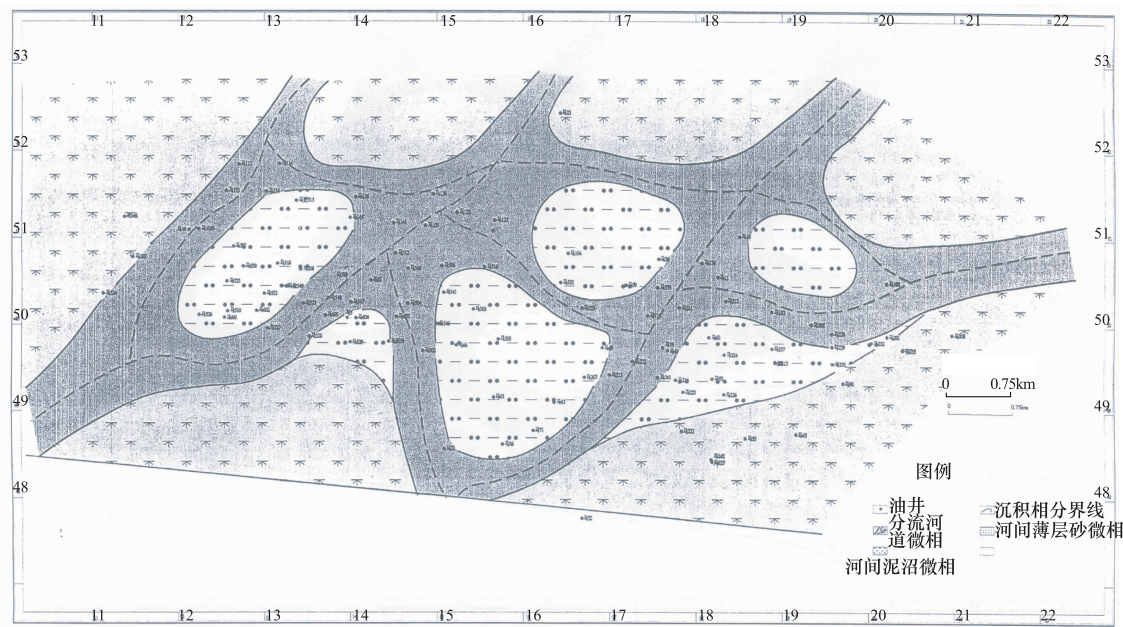


图1 马19井区东营段沉积相图

1.3.1 主河道砂体

主河道微相沉积的砂体,在垂向呈现下粗上细的韵律,主要有含砾砂岩、砂岩、细砂岩,物性参数较好,在该区厚度一般为2~5 m,单一河道宽度200~800 m,呈条带状分布。砂体沿河道方向延伸较远,连通性较好。

1.3.2 网状河流砂体

网状河流微相沉积的砂体,以纵横交织的多河道为特征,河道间湿地发育^[2],河道砂体主要是砂岩和细砂岩,规模较小,厚度薄一般1~5 m,砂体较窄一般在100~500 m之间,呈条带状分布,平面非均质性强。河道间湿地基本上以粉砂—泥质占绝大多数,少数边滩和天然堤,发育较好。

1.3.3 河边滩砂体

河边滩沉积的砂体,一般呈板片状,岩性变化较大,在垂直剖面上可出现上粗下细的韵律变化。砂体宽度变化大,几十米到几千米不等。

1.3.4 废弃河道砂体

由于河道的频繁迁移、改道,形成了许多废弃河道沉积,从垂向看,底部是黄色细砂岩或粉砂岩,中上部是泥质岩或砂、泥岩交互沉积。砂体连通性差,非均质特征明显,厚度为2~4 m。与主河道的

主要区别是层序的上半部为废弃后的粉砂岩和泥岩交互沉积,下部与河道层位相当。

1.3.5 河间砂体

河间砂体又称河间薄层砂,主要是由河间滩、天然堤、河漫滩、决口小河道微相等形成的,它们主要分布在两河道之间及分流河间地区,以垂向加积为主,厚度小,多在2 m以下。砂体粒度细,渗透率低,物性相对较差。

1.3.6 泥岩微相

在平原河沼沉积环境中,泥岩微相又称河道间“湿地”,主要包括河间沼泽微相、河漫沼泽微相和泥炭沼泽微相,沉积物是富含泥炭的粉砂和黏土,主要是黑色炭质泥岩或浅黄色、紫红色泥岩,有时夹薄层细粒砂岩和粉砂岩。

2 砂体分布及油气集聚

通过对马19井区200多口井的资料对比分析,该区东营组油气藏发育在东三和东二段。东一段到目前为止没有发现油气藏,东三、东二段两段之间没有明显的界线,储层岩性主要是含砾砂岩、细砂岩和粉砂岩,颗粒分选较好,磨圆呈次圆状,以点式接触胶结为主,结构成熟度较高。

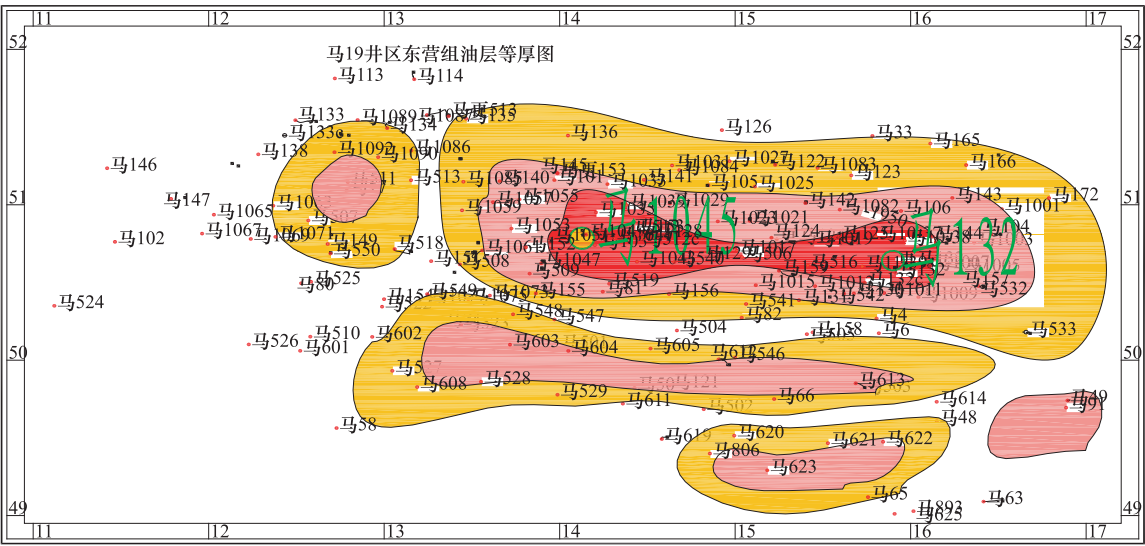


图2 马19井区东营组油层等厚图

2.1 砂体分布特点

由于多种沉积微相形成了多套岩层体系,在垂向剖面上沉积厚度很大,一般井段为1 000 m以上,河道砂体、网状河流砂体、河间砂体及各种泥岩相互叠置,形成了砂体的叠加,还有部分砂体呈透镜状或板状嵌于泥岩之中。在平面上砂体明显呈东西走向条带状和网状分布,河道砂体与河间砂体共存,并且相互交错,形成了砂体的网状连片(见图1)。

从砂体分布上看,东三、东二段砂体由西北向东南逐渐变薄,砂岩累计厚度在30 m~100 m之间,单层厚度小,一般在1 m~5 m不等。东三段岩性主要是灰色泥岩、黑灰色炭质泥岩夹薄层细砂岩、粉砂岩,东二段是一套砂泥岩互层的组合。

2.2 油气集聚特点

马19井区油气藏类型是典型的构造-岩性油气藏,油气集聚主要受构造控制,也有小部分油气集聚受岩性控制。附近马南地区的清水洼陷是该区主要的生油区,油源十分丰富,无论河道砂体还是河间砂体,只要有砂体圈闭就可以成藏,遇到好的构造圈闭条件可以获得高产油气藏。

该区东三、东二段油气藏,在马1045井和马

132井两个构造较高部位发育最好,向中间鞍部、两翼及周围逐渐变薄(见图2),单井油层厚度在10 m~40 m之间,单层厚度小,一般在1 m~5 m不等。

3 剩余油分布状况研究

通过对该区200多口井的静、动态资料分析和统计,主河道砂体形成的油藏绝大部分都已经水淹,处于高部位的水淹程度在90%以上,而处于低部位的水淹程度在97%以上。但是,由于该区储层存在着多套岩层体系,非均质性严重,平面上整个区域内仍然存在可动油。

3.1 边缘油气藏

该区部分剩余油受微构造的控制,在断块高部的边缘,特别是在三级和四级断层的交汇处,仍然是油气的富集区^[3]。在油田开发初、中期,断层边界并不十分准确,还有待重新进行落实,在这种微构造相带中,砂体发育较好,剩余油饱和度高。例如:2006年4月投产的马南9井,在-2 024.9~-2 073.9 m井段,6.5 m/2小层,获得高产油流,初期日产油34.6 t,到2006年11月累产油2 764 t。

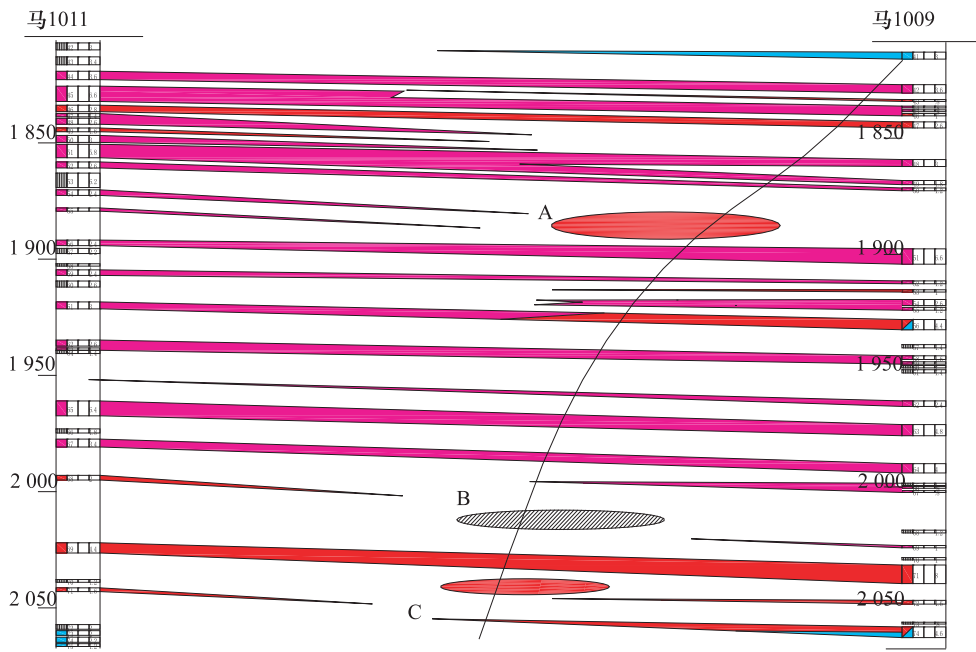


图3 马1011井—马1009井油藏剖面连通图

3.2 弱水淹油气藏

由网状小河道和河间砂体形成的油气藏,主要是薄层砂岩和砂岩尖灭体,物性较差,一般在构造的较高部位,油水界面不统一,自成独立的油水关系,并且注入水主要沿主河道砂体推进,所以这类油气藏水淹程度很低,在远井地带极易形成剩余油。

3.3 隐蔽性油藏

主要是砂岩尖灭体和砂岩透镜体,由于规模小、数量多,在井网较稀的部位没有被钻遇,形成了隐蔽性油藏^[4,5],这类油气藏一般发育在薄层砂岩尖灭体的边缘附近,呈透镜状或板状嵌于较厚的泥岩之中,仍然保持原始地层压力,一旦被发现,其初期产能较高。如:通过对马1009井侧钻地质方案及资料分析,预测在A、B、C三个部位可能会有隐蔽性油藏(见图3),结果侧钻后在A和C处都发现了新油层,对C处油层进行求产,初期日产油9.3 t。

4 剩余油挖潜措施

4.1 目前挖潜措施及效果评价

通过对该区储层沉积特点及剩余油分布研究,实施了相应的剩余油挖潜措施,从2009年2月至

2010年11月,共部署了4口侧钻井和1口探边井,所钻遇的95个油层中有隐蔽油层8个,剩余油挖潜效果明显,累计产油5 077 t,见表1。

4.2 下一步挖潜措施

通过对该区200多口井的静、动态资料对比分析,绘制了36个井组的剖面图连通图,在基本清楚各套油层发育情况和剩余油分布情况的基础上,确定本区进一步挖潜剩余油的思路。

(1)立足老井的弱水淹层,打大位移侧钻井,寻找新的隐蔽性油气藏,例如在马1021井侧钻方案的研究中,经分析认为,-1 914.0 ~ -1 903.4 m井段的13.6/7小层,其水淹程度较低,但在A、B、C、D四个部位预测可能有隐蔽性油藏(见图4);

(2)在进一步落实微构造的基础上,挖掘边缘油气藏,计划在2011年,部署3口侧钻井和1口探边井(马1021C、马1057C、马507C和设计井1)。

表 1 马 19 井区挖潜措施效果统计表

井号	投产日期	钻遇油层、差油层、低水淹层		钻遇隐蔽油层数		初期日产油 量/t	累计产油量/t 气/m ³
		数量	累计厚度/m	数量	累计厚度/m		
更马 124c	2005:6	24	36.4	2	3.2	10.4	1 065
马 806c	2005:10	21	42.3	1	1.5	8.1	664
马 1009c	2006:11	18	32.6	2	3.8	6.3	278
马 533c	2006:11	16	22.4	1	2.3	7.8	306
马南 9	2006:4	16	32.7	2	6.5	34.6	2 764
合计		95	166.4	8	17.3	67.2	5 077

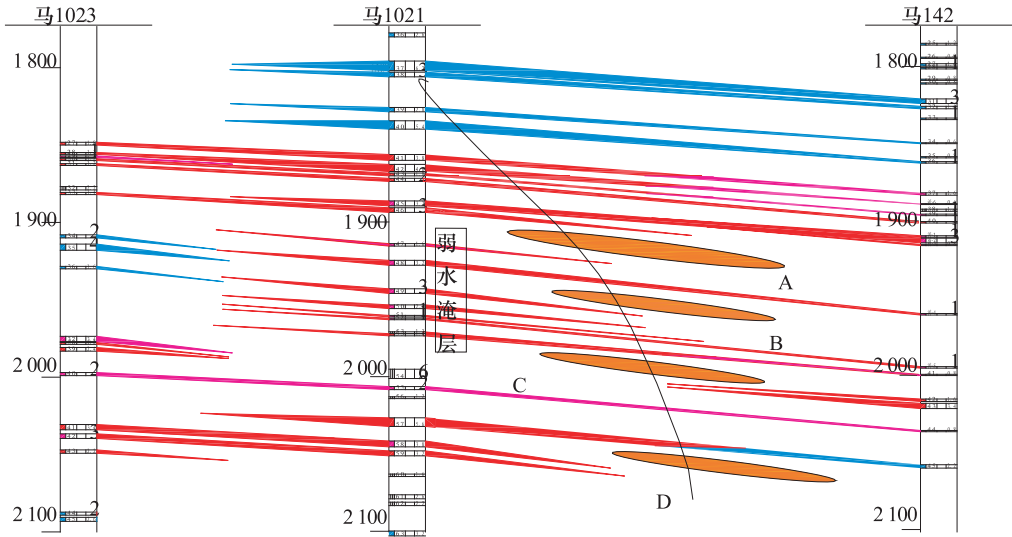


图 4 马 1023 井—马 142 井油藏剖面连通图

5 结论

(1) 对于复杂的陆相沉积储层,沉积微相是影响储层非均质性的主要因素之一,在一定程度上控制了储层的物性参数、展布方向和分布规律,准确认识沉积微相的特征是储层非均质性研究的关键和基础。

(2) 通过对沉积微相的系统研究,对油藏非均质性进一步认识,提高油藏描述的精度,能够精确地预测出井储层内剩余油的分布规律,从而实施有效的挖潜措施,达到提高最终采收率的目的。

(3) 挖潜对象主要是分布相对集中的弱水淹薄层、零星分散的隐蔽性油藏和微构造控制的边缘油

气藏。由于这类油气藏规模小、产能较低,最适合在井网较稀区域部署侧钻井实施挖潜。

参 考 文 献

1 冯增昭. 沉积岩石学(下册). 北京:石油工业出版社,1993: 84—93

2 翟 淳. 岩石学简明教程. 北京:地质出版社,1987:220—228

3 付明世. 文留油气田滚动勘探开发研究. 特种油气藏,2005;12(3):15—17

4 陈 波. 利用地震属性技术分析储层含油气信息. 特种油气藏, 2005;12(3):12—14

5 江 琴. 稠油油藏中高含水期剩余油分布及挖潜研究. 特种油气藏,2006;13(增刊):73—76

(下转第 6716 页)

Synthesis and Evaluation of a New Type of Cationi Gemini Surfactant

FAN Zhen-zhong, DU Quan-qing *

(Department of Petroleum Engineerin Northeast University of Petroleum, Daqing 163318, P. R. China)

[**Abstract**] An cationi gemini surfactant ethane-1, 2-bis(Cetyl dimethyl brominated ammonium) , denoted 16-2-16 was synthesized from ethane and hexadecyl dimethyl amine. The properties of the product were characterized, and the physical and chemical properties were determined. The results show that the synthetic product is the target product, and its surface tension is 3.4×10^{-4} N/m, and the cmc is 2.2×10^{-4} mol/L at 25 °C. At the same time, its synergistic effect with common surfactants is studied, the results show that the synthetic product had good synergic effect.

[**Key words**] gemini surfactant synthesis synergistic effect

(上接第 6709 页)

With the Elaborate Division to Microfacieses Study the Regularity of Residual Distribution

LIU Wei, LUO Xiao-gang

(School of Petroleum Professor Technology of Liaohe, Panjing 124010, P. R. China)

[**Abstract**] With the elaborate division to microfacieses, it reveals that different sedimentary microfacies of sand body has obvious difference in some sectors, such as stratigraphy, reservoir physical properties, sedimentary structure and heterogeneity characteristics. Ma 19 well of Dongying formation in Xinglongtai oil field is typical fluvial to swamp facies. It contains many microfacieses, makes reservoir construction very complicated. With the study on microfacieses, it knows that distribution of reservoir sand bodies and accumulation of hydrocarbon, determines the regularity of residual distribution, thereby, adopt effective measures to potential tapped, lay the foundation for further exploitation of old filed and enhanced ultimate recovery.

[**Key words**] microfacieses reservoir heterogeneity Dongying formation residual oil
ultimate recovery