

文章编号: 0253-9985(2000)03-0256-03

孤岛、孤东油田馆陶组上段微相特征与剩余油分布

蔡忠

(石油大学资源科学系, 山东东营 257062)

摘要: 孤岛、孤东油田馆陶组上段为河流相沉积, 发育的微相主要有心滩、边滩、谷底滞留沉积、天然堤、决口扇、河漫湖泊、河漫滩等。岩性以砂岩、粉砂岩为主, 成分成熟度中等偏低, 小型交错层理较发育, 平面上呈连片条带状, 垂向上呈板状或不对称透镜状, 1~4砂组为曲流河沉积, 5~6砂组为辫状河沉积, 储层物性好, 孔隙度大, 渗透率高, 不同微相储层物性有所差别。沉积相带控制了水洗过程中物性的变化, 使孔隙度和渗透率显著增加, 控制了驱油效率的大小。由于心滩和边滩水驱油较充分, 剩余油相对较少, 河漫滩和天然堤驱油效率低, 剩余油相对富集, 所以微相的展布影响着剩余油的分布; 正韵律油层上部大都动用较少, 以弱见水为主, 剩余油较多。

关键词: 沉积微相; 剩余油; 驱油效率

作者简介: 蔡忠, 男, 36岁, 副教授(博士生), 石油地质

中图分类号: P618.130.2⁺1 **文献标识码:** A

孤岛、孤东油田位于济阳坳陷沾化凹陷东部及东北部的潜山披覆构造带上, 都是以第三系馆陶组疏松砂岩为主要储集层的大型披覆背斜构造整装油藏, 含油面积共约 150 km²。主要含油层系为第三系馆陶组上段。可划分为 6 个砂层组, 其中 3~6 砂层组为主要开发层系, 高孔、高渗、疏松胶结为其主要特点。

至 1997 年底, 孤岛、孤东两油田均已进入特高含水产量递减采油阶段, 其综合含水分别为 92.5% 和 94.1%; 采出程度分别为 17.6% 和 25.1%; 剩余可采储量分别为 17.75% 和 22.3%; 采收率分别为 31% 和 24%。由于长期的储采不平衡, 油田稳产主要依赖于老油田内部挖潜。因此, 剩余油分布规律研究显得至关重要。本文通过对两油田构造岩相的分析及各区块沉积微相具体解剖, 结合 5 口井高含水期密闭取芯并驱油效率分析, 认为孤岛、孤东油田的剩余油分布主要受沉积微相的控制。

1 沉积特征

孤岛、孤东馆陶组上段各砂层组都为河流相沉积, 其中, 5~6 砂层组为辫状河沉积, 1~4 砂层组为曲流河沉积^[1,2]。

除 6 砂层组下部局部含少量砾石外, 馆陶组上段储层岩性主要为砂岩和粉砂岩, 粒度中值一般为

0.07~0.25 mm, 分选中等~差。碎屑成分中石英含量为 38%~45%, 长石含量为 35%~44%, 岩屑含量为 3%~22%, 属岩屑质长石砂岩。填隙物以粘土杂基为主, 含少量碳酸盐, 泥质含量为 4%~30%。其中辫状河泥质含量低, 曲流河泥质含量高。岩石成分成熟度中等偏低。泥岩颜色为棕红色和灰绿色。

各砂层组表现出明显的二元结构, 下部单元为河床亚相, 上部单元为堤岸和河漫亚相。5~6 砂层组下部单元较发育, 粒度偏粗, 1~4 砂层组上部单元较发育, 粒度较细。沉积构造自下而上依次发育有平行层理、槽状交错层理、斜层理、爬升沙纹层理、波状层理、水平层理, 其中小型槽状交错层理较发育。

1~6 砂层组砂体在平面上呈条带状、豆荚状等, 分叉、交并频繁; 剖面上呈板状或不对称透镜状, 或叠置或平行或分叉。

孤岛、孤东油田馆陶组上段储层有两种沉积模式, 5~6 砂层组为辫状河沉积模式, 1~4 砂层组为曲流河沉积模式。可划分出 4 种亚相和 7 种微相。4 种亚相为河道亚相、堤岸亚相、河漫亚相及废弃河道亚相^[3], 7 种微相为谷底滞流沉积、心滩、边滩、天然堤、决口扇、河漫滩和河漫湖泊(表 1)。

2 物性特征

从总体上看, 馆陶组上段储层埋藏浅, 压实差, 胶结物含量低, 以接触式及孔隙-接触式胶结为主,

表 1 孤岛、孤东油田馆陶组上段沉积特征

Table 1 Sedimentary characteristics of upper member of Guantao Formation in Gudao and Gudong Oilfields

相类型			岩 相 特 征				古生物	含油性	电性特征
相	亚相	微相	颜色	结构	沉积构造	沉积层序			
河 流 相	河床亚相	边滩脊	棕黑色、浅灰、灰黑色 原油污染	细砂粉砂偶见中砂分选中等	槽状交错平行层理	向上变细	化石少, 可见植物炭屑	含油	自然电位曲线钟形, 微电极曲线幅度差大
		滩凹槽	灰色、棕黑色 原油污染	细砂粉砂分选差	小型交错爬升砂纹上攀层理	向上变细	可见植物炭屑	含油	自然电位曲线齿化钟形
		心滩	灰白、灰黄 原油污染	中砂细砂偶见砾石分选中等	大型槽状板状交错平行层理	向上变细或均质	化石少植物炭屑	含油	自然电位常见有箱形、齿化箱形、齿化钟形等
		谷底滞流	灰色、灰黑色 原油污染	含泥砾中细砂分选很差	正粒序底冲刷	向上变细	化石少	含油	自然电位为小型钟形、箱形, 微电极幅度差不大
	堤岸亚相	天然堤	灰绿、灰黄	泥质细砂粉砂分选差	上攀层理小型砂纹层理	向上变细	化石少	油浸油迹油斑	自然电位指形或齿化矮钟形, 微电极幅度差较小
		决口扇	灰绿、灰黄、棕红	细砂粉砂泥质细砂分选差	小型交错层理、斜层理冲刷构造	向上变粗	植物屑杆	油浸油迹油斑	自然电位漏斗形或齿化漏斗形, 微电极幅度差小
	河漫亚相	河漫湖泊	灰色、灰绿色、灰色	质纯泥岩	水平层理页理	上部单元	植物化石丰富, 蚌、螺	隔层夹层	自然电位起伏较小, 微电极曲线呈小尖凸起
		河漫滩	浅灰、灰色、紫红、暗紫红	粉砂细粉砂泥质	块状、波状层理、水平层理	上部单元	化石少	隔层夹层	自然电位曲线位于基线附近
	废弃河道亚相		浅灰、灰绿色、灰色 原油污染	细砂粉砂细粉砂	水平、波状层理, 小型交错层理	向上变细	植物杆屑等	含油	自然电位曲线常呈锯齿状、钟形

胶结疏松, 储油物性好, 孔隙度大, 渗透率高, 但不同微相储层物性有所区别。

辫状河心滩微相, 砂层厚度 8~ 14 m, 垂向上由 3~ 6 个垂积体组成, 垂积体之间有不稳定的极薄泥质夹层, 自然电位曲线呈箱形, 渗透率变化略呈正韵律, 最高值可达 $12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。孔隙度平均值为 31%~ 33%, 属特大孔粗喉类型, 孔喉半径主要分布在 11~ 30 μm 之间, 喉道类型以缩颈喉道为主。

曲流河边滩微相, 砂层厚度 6~ 12 m, 垂向上具明显正递变规律, 可划分出 4~ 8 个侧积体, 每个侧积体的规模向上逐渐变小, 泥岩夹层集中分布在剖面的中上部。渗透率最高值可达 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。属大孔中喉型, 孔隙度平均为 30%~ 32%。孔喉半径主要分布在 11~ 19 μm , 喉道类型主要为缩颈、片状喉道。

堤岸亚相砂层厚度为 2~ 4 m, 剖面上无明显变化规律, 渗透率为 $0.2 \times 10^{-3} \sim 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。孔隙度平均值为 26%~ 28%, 属小孔细喉型, 孔喉半径为 4.64~ 11.6 μm , 喉道以片状、弯片状为主。

3 驱油效率

油层水洗后, 储层物性要发生变化, 不同微相的储层其物性变化程度有所不同, 驱油效率也有区别。

为了研究水洗前后储层物性的变化, 我们选取

孤东油田七区的相距 10 m 远的试 7 井和孤东 7-J1 井做比较。试 7 井为开发初期采用油基泥浆的取芯井, 孤东 7-J1 井为特高含水期密闭取芯井, 通过对比两井的分析化验资料(表 2)可以看出: 对于高孔高渗心滩相带, 孔隙度略有增加, 变化最大的 6⁴ 小层孔隙度增加了 2.0%。水洗前后渗透率变化显著, 特别是水洗程度高的 5²⁺³ 小层, 从开发初期到特高含水期, 渗透率增加了 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上。粒度中值基本不变, 泥质含量有所降低。对于泥质含量高的相带渗透率变化不大。

沉积相带控制了水洗过程中物性的变化, 同时也影响了驱油效率的大小。

通过对 12-J411 井、30-J18 井及 5-J142 井等 3 口井的分析, 心滩微相平均驱油效率为 46.8%, 边滩微相平均驱油效率为 42.9%, 天然堤微相平均驱油效率为 37%, 漫滩砂体微相驱油效率只有 20.8%。对比孤岛油田中 12-J411 井 3³ 和 3⁴ 两小层水淹情况, 3³ 小层为心滩沉积, 粒度较均匀, 驱油效率为 50.2%, 3⁴ 小层为边滩沉积, 上部岩性变化较大, 夹层比较发育, 驱油效率为 41%, 充分表明沉积相带控制了驱油效率的大小。

4 剩余油分布

孤岛、孤东油田各油层剩余油分布, 在平面上除井网控制因素之外, 在垂向上, 主要受沉积相带的控制。

表2 开发初期与特高含水期物性变化对比表

Table 2 Comparison of physical properties between early exploration stage and super-high water-bearing stage

对比项目	井号	层位			
		5 ²⁺³	5 ⁵ -6 ¹	6 ²	6 ⁴
粒度中值/mm	7-J1	0.16	0.15	0.21	0.18
	试7	0.16	0.17	0.20	0.21
泥质含量/%	7-J1	4.5	4.4	3.3	4.9
	试7	5.7	6.4	6.5	6.5
孔隙度/%	7-J1	37.1	36.1	36.9	37.2
	试7	36.3	36.1	35.6	35.2
渗透率/10 ⁻³ μm ²	7-J1	4 802	3 246	7 671	4 559
	试7	3 767	4 676	7 269	4 217
含油饱和度/%	7-J1	32.1	36.7	35.4	29.5
	试7	60.0	61.9	61.6	45.9
含水饱和度/%	7-J1	53.3	45.6	42.0	46.9
	试7	22.4	23.5	18.8	32.8

在不同的沉积相带中剩余油饱和度值不同,通常在边缘相带和不同沉积微相带结合部剩余油饱和度较高,如河床、堤岸、河漫亚相及天然堤和决口扇微相。统计表明,孤东油田河床亚相带采出程度较高,为21.1%~35%;堤岸亚相为11.3%~24.4%。说明目前开采阶段沉积相带对水淹特点有明显控制作用,但随着井网及注采调整,主力油层不同相带的差异将减小,显示出井网完善程度及注采调整对剩余油分布的控制作用。目前井网条件下,未动用或动用差的油层主要分布在发育差的油层以及现注采井网不完善的边角部位油层中。从沉积微相看,未动用油层主要分布在堤岸和河漫

亚相,占82%,河床亚相占18%,说明未动用层集中发育差的油层中。

在垂向上,心滩和边滩砂体水驱油比较充分,剩余油相对较少,河漫滩及天然堤微相砂体,动用较差,属于弱见水-见水级别,驱油效率低,剩余油相对富集。由于储层的非均质性严重,层间、层内的油层动用程度有差异。例如7-J1井,6¹小层为正韵律油层,油层上部动用较差,以弱见水为主,而下部已达到强水洗。因此,正韵律油层上部存在较多剩余油。

对于韵律性不太明显的心滩沉积,当油层内存在夹层时,在夹层下部1~3 m范围内,驱油效率低,存在较多剩余油。

从上可以看出,孤岛、孤东油田,剩余油分布的影响因素主要是沉积微相的展布,尤其是正韵律油层的上部,是今后剩余油挖潜的主要方向。

致谢:工作中得到胜利石油管理局地质科学研究院、孤岛采油厂、孤东采油厂等单位的帮助,并提供了很多有用的资料,在此表示衷心的感谢。

参 考 文 献

- 1 刘仁君,戴启德,刘良叔,等. 孤东油田储层研究与开发[M]. 北京:石油工业出版社,1998. 135~146
- 2 王秉海,沈祯华. 胜利油区开发研究与实践[M]. 山东:石油大学出版社,1993. 214~216
- 3 冯增昭. 沉积岩石学(下册)[M]. 北京:石油工业出版社,1993. 87~91

CHARACTERISTICS OF MICROFACIES AND DISTRIBUTION OF REMAINING OIL IN UPPER MEMBER OF GUANTAO FORMATION FROM GUDAO AND GUDONG OILFIELDS

Cai Zhong

(Resources Department, Petroleum University, Dongying, Shandong)

Abstract: The upper member of Guantao Formation consists mainly channel bar, point bar, arrested deposits on valley floor, natural levee, crevasse splay, alluvial lake and alluvial flat microfacies. The deposits are principally sandstone and siltstone with mid-lower composition maturity and small cross-bedding. 1~4 sand set are meandering stream deposits, 5~6 sand sets are braided channel deposits. The reservoirs of the study area have good physical property, big porosity and high permeability. Sedimentary facies zones controlled the variation of the physical property and improved the porosity and permeability. The channel bars and point bars contain less remaining oil, but alluvial flats and natural levee have relatively rich remaining oil.

Key Words: sedimentary microfacies; remaining oil; oil expulsion efficiency