

地质·矿床

基于河口坝砂体构型分析的 剩余油分布模式研究^①

辛治国^{*1, 2}

1.中国地质大学(北京)能源学院, 北京, 100083;

2.中国石化股份胜利油田分公司地质科学研究院, 山东东营, 257015

提 要 河口坝是三角洲前缘最主要的沉积砂体,也是我国陆相石油地质储量的重要载体,加强河口坝剩余油分布规律研究将会为许多大型油田下步挖潜提供依据。以河口坝构型思想为指导,分单一河口坝和叠置河口坝两种类型,建立不同厚度、不同渗透率、不同夹层频率、不同注采条件的共计18个概念模型,并数值模拟至模型极限含水。通过对数值模拟结果的对比分析,得到了点坝剩余油的影响因素及剩余油分布模式。分析认为:影响单一河口坝砂体及叠置河口坝砂体剩余油的最主要因素分别是渗透率级差和夹层位置与夹层上下储层渗透率韵律特征;单一河口坝砂体剩余油模式有三种,顶部富集型、均匀驱替型和底部富集型;叠置河口坝砂体剩余油模式也有三种,界面之上富集型、界面之下富集型和界面上下富集型。

关键词 河口坝 构型 数值模拟 剩余油

中图分类号: TE122.221 **文献标识码:** A **文章编号:** 1006-5296(2008)03-0129-08

0 前言

对于三角洲砂岩油藏的剩余油分布规律研究成果十分丰富,一般认为剩余油主要分布在边缘相带、微型构造高部位、靠近断层附近及井网不完美的区域^[1~7],对三角洲的主要沉积河口坝砂体中剩余油分布的研究相对较少,在研究过程中一般是将河口坝砂体作为一套沉积来讨论其纵向及平面的非均质性对剩余油的影响^[8]。随着河口坝构型理论的提出,逐渐对河口坝的沉积特征有了更加清晰的认识^[9~12]。本文即是在河口坝构型理论的指导下,以东营凹陷胜坨油田二区8砂组为研究对象,建立符合实际研究区的精细河口坝构型概念模型,并在此基础上进行数值模拟,从而得到河口坝砂体的剩余油分布模式。

1 概念模型建立概况

为真实反映河口坝的开发过程,概念模型的开发方案设计主要参考胜二区8砂组的实际情

况。研究区为行列式注水开发井网,油水井排间距为300~500m,油井间井距为100~300m,概念模型设计井网为排距400m、井距200m的行列式注采井网。

模型长1200m,宽600m,地层倾角为5°,平面网格大小为10×10,网格数为120×60=7200,纵向网格大小均取0.5m。1排井为油井排,0排与2排井为水井排,注采井数比为2:1(图1)。

油水井的最大注入采出能力通过分析现有井的资料获取,概念模型中油井与水井的配产配注限制在该值范围内,同时开发过程注采平衡,保持压力水平。

油藏参数按胜二区8砂组的平均参数设置,油水相对渗透率曲线取实际工区历史拟合后确定的油水相对渗透率曲线,油藏偏亲水。

所有模型均水驱至极限含水($f_w=98\%$)情况下,比较不同参数取值概念模型的剩余油分布,建立河口坝的剩余油分布模式。

①项目来源:中石化十条龙项目“胜利油区主力油田注水开发关键技术研究”,项目号:P06078

* 作者简介:辛治国(1977~),男,矿产普查与勘探专业,中国地质大学(北京)在读博士研究生,主要从事油田开发地质研究,工程师
收稿日期:2008-06-23

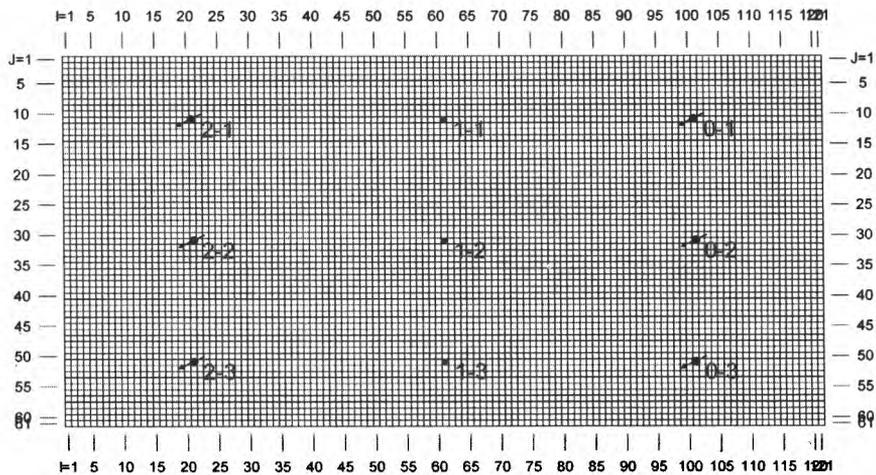


图1 概念模型网格划分及井位图

Fig.1 Grid division and well location of conceptual model

针对河口坝储层的两种情况,即单一河口坝及叠置河口坝,因而在建立模型过程中进行了分别对待。

1.1 单一河口坝概念模型建立

单一河口坝模型主要考虑油层厚度、渗透率以及非均质性三个方面对剩余油分布模式的影响,共建立9个模型进行模拟。

模型1~3:根据统计本区单一河口坝厚度为3~6m,概念模型设计3m、6m、9m三种厚度的单一河口坝概念模型。各模型渗透率级差均为20,渗透率最大值位于韵律顶部,为 $2000 \times 10^{-3} \text{um}^2$,韵律底部渗透率最低值为 $100 \times 10^{-3} \text{um}^2$ 。

模型4~6:厚度均为6m,各模型的渗透率级差分别为5、10、20、50,渗透率最大值均为 $2000 \times 10^{-3} \text{um}^2$ 。

模型7~9:厚度均为6m,级差不变,建立三个不同的层平均渗透率概念模型,平均渗透率分别为 $500 \times 10^{-3} \text{um}^2$ 、 $1000 \times 10^{-3} \text{um}^2$ 和 $2000 \times 10^{-3} \text{um}^2$ 。

1.2 叠置河口坝概念模型建立

叠置河口坝储层在空间上表现为河口坝垂向叠置,其间被各种界面和隔夹层分隔。按照Miall的构型界面定义^[10~12]研究了河口坝的1~5级界面,其中1级、2级界面分别为交错层系及交错层系组界面,仅可在岩心中识别出1、2级界面(表1),由于发育不稳定,因而1、2级界

面在井间不具对比性,因而在实际构型分析过程中可以不作为主要研究对象。

3级界面为巨型底型内的大规模加积增生面或前积增生面,其限定的构型要素为河口坝内的韵律层,其间为不稳定的泥质或钙质夹层;4级界面为巨型底型的上界面,多为一期河口坝砂体的顶部冲刷面,限定的构型要素为单一河口坝,其间被泥质或钙质隔层围限,构成一个独立的连通体;5级界面为大型砂席顶界面,河口坝叠置体的界面,限定的构型要素为河口坝叠置体,其间为大套厚层泥岩所围限(表1)。

叠置河口坝剩余油分布的研究主要考虑不同隔夹层渗透率、不同夹层密度以及不同方向注采井网三方面的因素对剩余油分布模式的影响,模型厚度15m,纵向网格大小为0.5m,共建立9个模型进行模拟。

模型10~12:根据构型研究成果,4级界面之上的泥质层分布稳定,延伸较远,一般形成隔夹层。隔夹层间的砂体均认为是单一河口坝。模型中设计三条斜列的夹层,渗透率分别为0(不渗透)、20md和50md,将砂体分成4个相对独立的部分。

模型13~15:概念模型中分别包括3个、2个和1个夹层。

模型16~18:设计了注水方向垂直夹层走向、注水方向平行夹层走向及注水方向斜交夹层走向的3个概念模型。

表1 界面的层次划分
Table 1 Hierarchical division of interface

界面类型	成因	规模	特点
1级	交错层系间的夹层	规模小(厘米级)、顺层理面分布	不构成渗流屏障
2级	交错层系组间的夹层	厚度很小(厘米级)、平面极不稳定(几米)	基本不构成渗流屏障
3级	河口坝增生体间的夹层	厚度很小、向前积方向延伸、保存不完整	具有局部封隔能力
4级	单一河口坝间的夹层	以泥岩、钙质砂岩为主,位于河口坝底部和顶部	小层内的主要渗流屏障
5级	河口坝复合体间的夹层	厚度大的泥岩层,平面稳定或较稳定	构成小层间的良好隔层

2 单一河口坝剩余油分布模式

2.1 影响因素分析

2.1.1 厚度影响 从模型整体的最终采收率和各项开发指标可以发现,各模型的采收率十分接近,剩余油饱和度也相近(表2)。可见,单一河口坝的砂层厚度对油不起决定性作用,相同井网条件下,厚度对开发效果的影响较小;厚度增大,最终采收率略有降低(0.5%左右)。

2.1.2 非均质性影响 统计不同级差概念模型的开发指标(表3)可知,当级差从5增加至50

时,采收率从38.98%降至28.95%,降幅高达10%;且级差增大后,模型的无水采油期缩短,含水上升速度明显加快,开采年限变短,说明渗透率级差对单一河口坝储层具有很强的控制作用。

2.1.3 油层物性影响 从三个模型的开发指标(表4)来看,平均渗透率越高,采收率越高,当平均渗透率从 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 增加至 $2000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,采收率提高4.5%。级差相同的情况下,高渗透率模型的开采时间要长些,产出的油量更多,剩余油较少。

表2 不同厚度单一河口坝储层开发指标比较

Table 2 Development index comparison of varying thickness of single debouch bar

方案	地质储量(10^4m^3)	累产油(10^4m^3)	采收率(%)	剩余油饱和度(%)	驱油效果(%)	波及系数(%)
H=3m	43.08	14.81	34.38	42.54	39.23	87.64
H=6m	86.18	29.15	33.82	43.17	38.33	88.24
H=9m	129.29	43.66	33.77	43.66	37.63	89.75

表3 不同级差单一河口坝储层开发指标比较

Table 3 Development index comparison of varying permeability contrast of single debouch bar

方案	开采年限(a)	地质储量(10^4m^3)	累产油(10^4m^3)	采收率(%)	剩余油饱和度(%)	驱油效率(%)	波及系数(%)
级差=5	44	86.177	33.5948	38.98	38.68	44.74	87.12
级差=10	44	86.177	31.4127	36.45	40.93	41.53	87.77
级差=20	43	86.177	29.154	33.83	43.17	38.33	88.26
级差=50	42	86.177	24.9473	28.95	47.43	32.24	89.79

表 4 不同层平均渗透率单一河口坝储层开发指标比较

Table 4 Development index comparison of varying mean permeability of single debouch bar

方案	地质储量 10^4m^3	累产油 10^4m^3	采收率 %	剩余油饱和%	驱油效率%	波及系数%
K=500md	86.177	30.236	35.09	41.08	41.31	84.93
K=1000md	86.177	31.051	36.03	40.79	41.73	86.34
K=2000md	86.177	34.116	39.59	38.22	45.4	87.2

2.2 剩余油分布模式

通过上述影响因素比较可知，对于单一河口坝储层来说，渗透率级差是关键因素，不同的渗透率级差条件下，剩余油分布模式不同。为此，利用单一河口坝模型进行了渗透率级差的敏感性分析，通过一系列的运算，总结出三种单一河口坝储层的剩余油分布模式。

2.2.1 顶部富集型 顶部富集型剩余油分布模式的特点是，油井附近的剩余油主要集中于韵律的中上部，下部水洗严重（图 2）。

产生此类剩余油分布的储层反韵律特征不明显，渗透率级差小于 2，注入水在运动过程中，受到重力作用的影响，可向下渗流，体积波及系数较大，中下部储量动用程度高，剩余油在韵律层的顶部富集。

2.2.2 均匀驱替型 均匀驱替型剩余油分布模式的特点是，油井附近的剩余油饱和度比较接近，水洗状况类似（图 3）。

产生此类剩余油分布的储层渗透率级差为 2-5，注入水在渗流阻力、重力和毛细管力的共同作用下，驱替过程相对均匀，剩余油饱和度相差不大。

2.2.3 底部富集型 底部富集型剩余油分布模式的特点是，油井中下部的剩余油饱和度较高，剩余油相对富集（图 4）。

产生此类剩余油分布的储层渗透率级差大于 5，自然电位曲线呈明显的漏斗型，底部渗透率较低，最高渗透率位于韵律顶部，注入水沿上部的高渗条带突进，形成强水洗带，中下部储量动用较差，水洗程度低，剩余油富集。

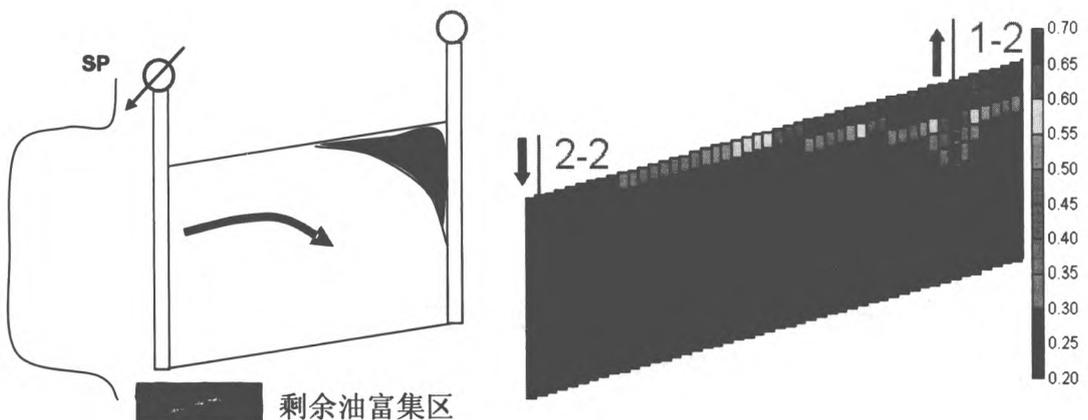


图 2 顶部富集型剩余油分布模式

Fig.2 Distribution pattern of remaining oil (top concentrated style)

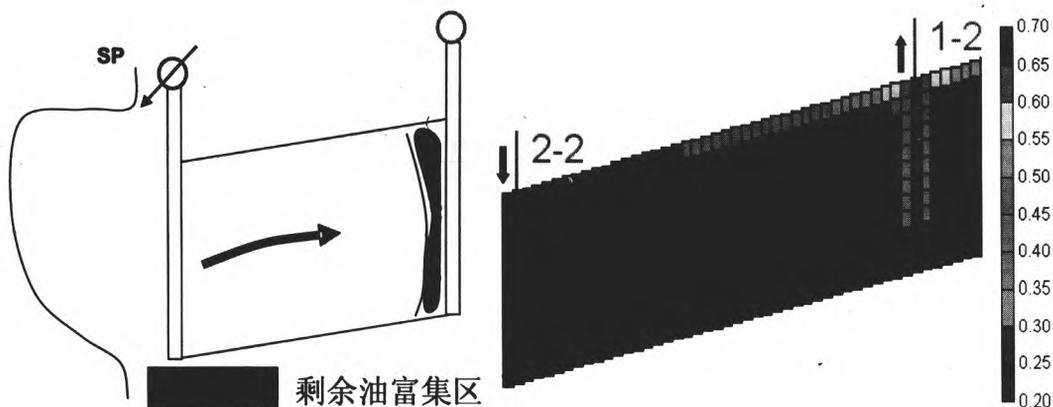


图 3 均匀驱替型剩余油分布模式

Fig.3 Distribution pattern of remaining oil (homogeneous displacement style)

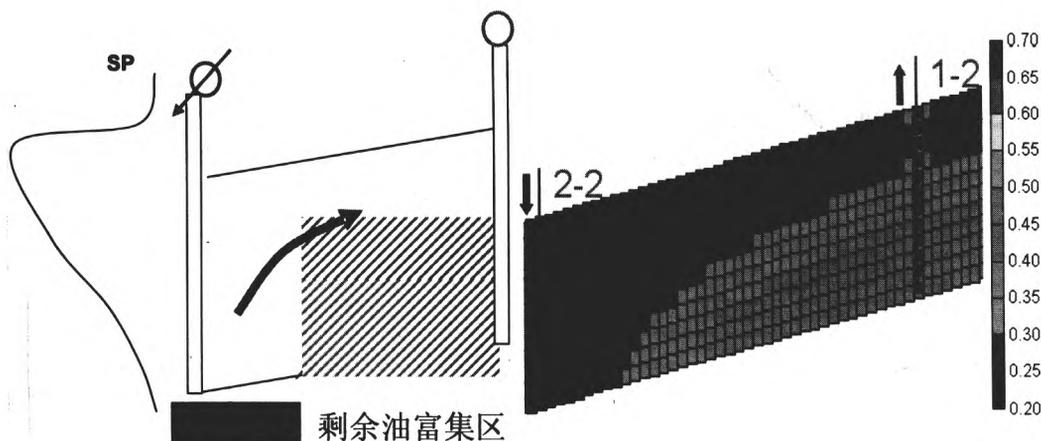


图 4 底部富集型剩余油分布模式

Fig.4 Distribution pattern of remaining oil (bottom concentrated style)

产生此类剩余油分布的储层渗透率级差大于 5, 自然电位曲线呈明显的漏斗型, 底部渗透率较低, 最高渗透率位于韵律顶部, 注入水沿上部的高渗条带突进, 形成强水洗带, 中下部储量动用较差, 水洗程度低, 剩余油富集。

3 叠置河口坝剩余油分布模式

3.1 影响因素分析

3.1.1 隔夹层渗透率的影响 由 3 个模型的开发指标比较可知 (表 5), 当夹层不渗透或具有微弱渗透性时, 对最终采收率影响较小, 3 个模型的采收率均在 40.7% 左右; 夹层渗透率越低, 开发中期含水上升幅度越大, 开发后期 3 者含水趋于

一致; 夹层渗透率越低, 波及系数越小, 夹层渗透率越高, 波及系数越大。

3.1.2 夹层密度的影响 剩余油主要富集于夹层之上, 单层厚度越大, 剩余油越多。这是由于夹层少, 单层厚度大, 注入水突进快, 无水采油期短。

由于夹层对注入水的垂向分割作用, 夹层数较多时, 最终采收率较高 (表 6)。

3.1.3 不同方向注采井网的剩余油分布 由表 7 可知水井排与夹层延伸方向垂直, 最终采收率最高, 斜交夹层次之, 但三者的差距较小; 水井排与夹层延伸方向平行, 初期含水上升速度最快, 后期三者的含水趋于一致; 井网方向与夹层延伸方向的关系对最终采收率的影响相对较小。

表 5 不同夹层渗透率叠置河口坝储层开发指标比较

Table 5 Development index comparison of varying interbed permeability of overriding debouch bar

方案	开采年限 (a)	地质储量 (10^4m^3)	累产油 (10^4m^3)	采收率 (%)	剩余油饱和 和度 (%)	驱油效率 (%)	波及系数 (%)
K 夹=0	57	194.2	79.0104	40.69	36.68	47.6	85.48
K 夹=20	54	194.2	78.9866	40.67	36.98	47.17	86.22
K 夹=50	54	194.2	79.0346	40.7	36.68	44.06	92.38

表 6 不同夹层个数叠置河口坝储层开发指标比较

Table 6 Development index comparison of varying interbed number of overriding debouch bar

方案	开采年限 (a)	地质储量 (10^4m^3)	累产油 (10^4m^3)	采收率 (%)	剩余油饱和 和度 (%)	驱油效率 (%)
3 个夹层	57	194.2	79.0104	40.69	36.68	47.6
2 个夹层	55	201.31	78.6525	39.07	41.01	41.41
1 个夹层	54	208.43	75.7288	36.33	44.07	37.04

表 7 不同井网形式叠置河口坝储层开发指标比较

Table 7 Development index comparison of varying water flooding regime of overriding debouch bar

方案	地质储量 (10^4m^3)	累产油 (10^4m^3)	采收率 (%)	剩余油饱和度 (%)	驱油效率 (%)
垂直	194.2	79.2923	40.83	39.94	42.94
平行	194.2	76.5271	39.41	44.07	37.04
斜交	194.2	78.2728	40.31	41.01	41.41

3.2 叠置河口坝储层的剩余油分布模式

通过上述模型运算结果比较,叠置河口坝储层的剩余油分布主要受夹层位置与夹层上下储层渗透率韵律特征的影响,通过对夹层上下储层不同韵律特征的敏感性计算,总结出叠置河口坝储层的三种剩余油分布模式。

3.2.1 界面之上富集型 如图 5 所示,剩余油主要集中于界面之上的韵律层底部相对低渗透部分。形成此种剩余油分布模式的条件是,界面分隔的上下两个砂体渗透率级差均较大,自然电位曲线呈典型的漏斗型。

3.2.2 界面之下富集型 如图 6 所示,剩余油主要集中于界面之下的韵律层顶部相对高渗透部分。形成此种剩余油分布模式的条件是,界面分隔的上下两个砂体渗透率级差均较小,储层相对均质。自然电位曲线呈典型的箱型。

3.2.3 界面上下富集型 如图 7 所示,剩余油主要集中于界面上下,即上部砂体的低渗部分和下部砂体的高渗部位。形成此种剩余油分布模式的条件是,界面分隔的上下两个砂体渗透率绝对值及级差均相差较大,上部砂体渗透率值较小,级差大,下部砂体渗透率值较大,级差小。

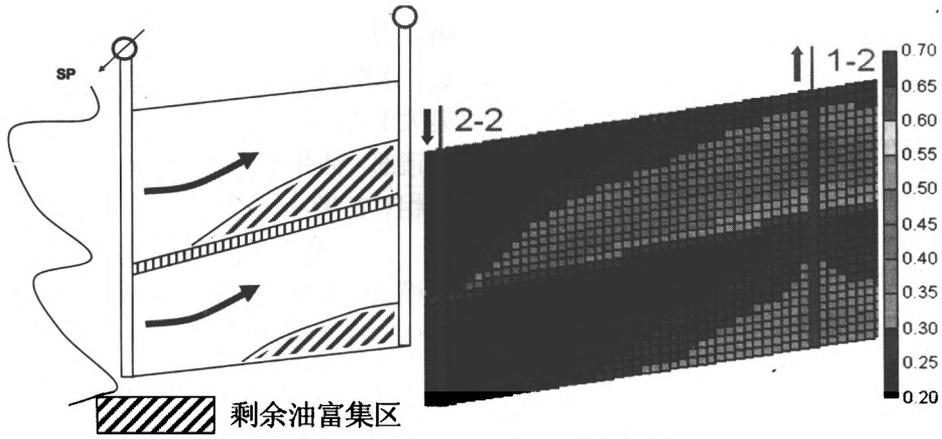


图 5 界面之上富集型剩余油分布模式

Fig.5 Distribution pattern of remaining oil (interface above concentrated style)

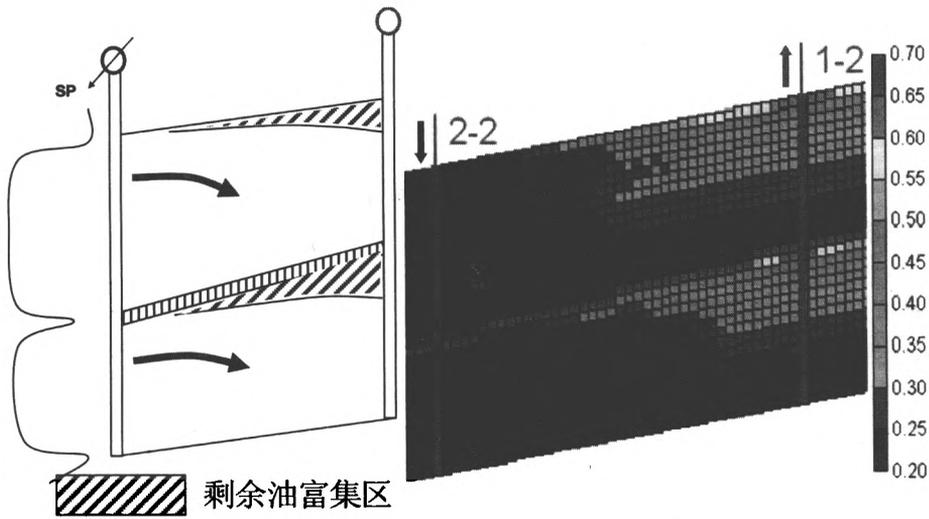


图 6 界面之下富集型剩余油分布模式

Fig.6 Distribution pattern of remaining oil (interface below concentrated style)

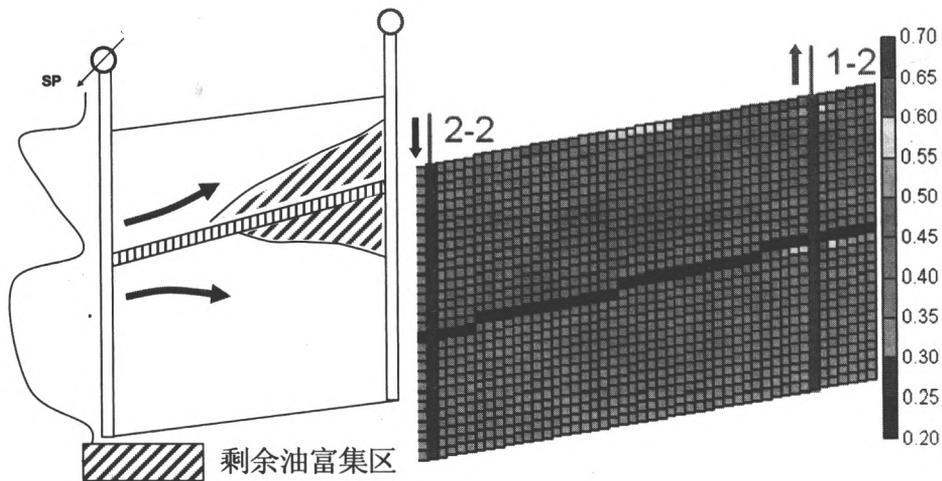


图 7 界面上下富集型剩余油分布模式

Fig.7 Distribution pattern of remaining oil (interface above and below concentrated style)

4 结论

(1) 通过对不同油层厚度、不同储层物性以及不同非均质性的9个单一河口坝模型进行数值模拟研究,发现影响单一河口坝油层的最主要因素是渗透率级差,当级差从5增加至50时,采收率从38.98%降至28.95%,降幅高达10%。

(2) 通过对不同隔夹层渗透率、不同夹层密度以及不同方向注采井网的9个叠置河口坝模型进行数值模拟研究,发现影响单一河口坝油层的最主要因素夹层位置与夹层上下储层渗透率韵律特征。

(3) 建立了3种单一河口坝油层剩余油分布模式,顶部富集型:储层反韵律特征不明显,渗透率级差小于2,剩余油主要集中于韵律的中上部,下部水洗严重;均匀驱替型:储层渗透率

级差为2~5,油井附近的剩余油饱和度比较接近,水洗状况类似;底部富集型:储层渗透率级差大于5,底部渗透率较低,最高渗透率位于韵律顶部,油井中下部的剩余油饱和度较高,剩余油相对富集。

(4) 建立了3种叠置河口坝油层剩余油分布模式,界面之上富集型:界面分隔的上下两个砂体渗透率级差均较大,剩余油主要集中于界面之上的韵律层底部相对低渗透部分;界面之下富集型:界面分隔的上下两个砂体相对均质,剩余油主要集中于界面之下的韵律层顶部相对高渗透部分;界面上下富集型:界面分隔的上下两个砂体渗透率绝对值及级差均相差较大,上部砂体渗透率值较小,级差大,下部砂体渗透率值较大,级差小,剩余油主要集中于界面上下。

参 考 文 献

- 俞启泰.关于剩余油研究的探讨[J].石油勘探与开发,1997,24(2):46~50
- 赵永胜.剩余油分布研究中的几个问题[J].大庆石油地质与开发,1996,15(4):72~74
- 陈亮,张一伟,熊琦华.严重非均质油藏高含水期剩余油分布研究进展[J].石油大学学报(自然科学版),1996,20(6):101~106
- 王元庆,杜庆龙,刘志胜.三角洲前缘相储层沉积特征及剩余油分布研究[J].大庆石油地质与开发,2002,21(5):21~31
- 黄石岩.河流和三角洲储层剩余油分布模式-以渤海湾盆地胜坨油田为例[J].石油实验地质,2007,29(2):167~171
- 赵红兵.三角洲前缘韵律层特高含水期剩余油分布及调整[J].特种油气藏,2006,13(2):58~63
- 高树新,杨少春,王志欣.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):7~12
- 王改云,杨少春,廖飞燕.河口坝砂体储层非均质性及剩余油分布[J].断块油气田,2006,13(5):18~20
- 何文祥,吴胜和,唐义疆.河口坝砂体构型精细解剖[J].石油勘探与开发,2005,32(5):42~46
- Miall A D. Architectural elements analysis: a new method of facies analysis applied to fluvial deposits[J]. Earth Science Reviews,1985,22:261~308
- Miall A D. Hierarchies of architectural units in clastic rocks, and their relationship to sedimentation rate[A]. In: Miall AD, Tyler N. The three-dimensional facies architecture of terrigenous clastic sediments, and its implications for hydrocarbon discovery and recovery[C]. Soc Eco Paleontol Mineral Conc Sedimentol Paleontol, 1991, 3: 6~12
- Miall A D. The geology of fluvial deposits[M]. Berlin, Heidelberg: SpringerVerlag, 1996,75~178

STUDY OF REMAINING OIL DISTRIBUTION MODE ON ARCHITECTURE ANALYSIS OF DEBOUCH BAR

Xin Zhiguo^{1,2}

1. China University of Geoscience (Beijing), Beijing, 100083, China;

2. Geological Scientific Research Institute, Shengli Oil Field Ltd.Co.,Ltd, Dongying, Shandong, 257015, China

(下转 154 页)

(上接 136 页)

Abstract:

Debouch bar is the most important sediment of delta front deposition. And it is the important carrier of petroleum-in-place of our country. It could supply foundation to develop remaining oil for many big oil field which study of distribution regularity of remaining oil of debouch bar should be strengthened. This paper regards theory of architecture of debouch bar as guidelines. There are two kinds of debouch bar, single debouch bar and overriding debouch bar. Total 18 conceptual models are established according to varying thickness, varying permeability, varying frequency of intercalated bed and varying water flooding regime. And the model is simulated containing water 98% by numerical simulation. Through the contrast analysis of result of numerical simulation, then it is got influential factor and distribution pattern of remaining oil of debouch bar. We get three results. Firstly, permeability contrast is the most important element to affect distribution of remaining oil of single debouch bar, and interface layer position and rhythmicity of reservoir up and down interface layer are the most important element to affect distribution of remaining oil of overriding debouch bar. Secondly, there are three modes of distribution of remaining oil of single debouch bar, top concentrated style, homogeneous displacement style, bottom concentrated style. Finally, there are three modes of distribution of remaining oil of overriding debouch bar, interface above concentrated style, interface below concentrated style, interface above and below concentrated style.

Key words: debouch Bar, architecture, numerical simulation, remaining oil