

田 博,刘宗宾,刘 超,等.海上三角洲相储层构型界面定量识别及剩余油预测[J].海洋地质前沿,2020,36(4):68-75.

海上三角洲相储层构型界面定量识别及剩余油预测

田 博,刘宗宾,刘 超,张 瑞,张雪芳

(中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院,天津 300452)

摘 要:渤海 S 油田进入高含水期后,层内矛盾日益突出,储层内部结构控制下的剩余油分布规律日趋复杂。针对三角洲相构型界面无法有效识别的难题,以丰富的密闭取心井资料为基础,创新引入“GR 回返率”的概念,通过岩心与电测曲线的标定,建立了复合河口坝内不同级次构型界面的定量识别图版,明确了层内构型界面的分布样式,并对其倾角、宽度及延伸范围进行了定量刻画。研究表明,河口坝内具有一定遮挡能力的构型界面主要发育 2 种样式:即复合坝体内的叠置型水平界面(4 级)及单一坝体内的斜交型前积界面(3 级)。其中 4 级界面对剩余油的控制主要表现为垂向遮挡、顶部富集;3 级界面对剩余油的控制主要表现为侧向遮挡、局部富集。针对以上不同的剩余油分布模式,分别提出了采用水平井的方式进行“水上找油”“水下挖油”的调整策略,有效改善了厚层河口坝砂体的层内动用情况,对相似高含水老油田的后期调整具有较强的指导意义。

关键词:河口坝;构型界面;定量识别;剩余油;水平井挖潜

中图分类号:P736.21

文献标识码:A

DOI:10.16028/j.1009-2722.2019.155

0 引言

河口坝是三角洲前缘沉积最典型的砂体类型,内部发育多级次构型界面,结构特征复杂。油田开发实践表明,具有一定遮挡作用的构型界面严重影响着油水的运动规律,是高含水期层内剩余油富集的关键控制因素。目前国内外对储层构型的研究已在河流相储层取得了长足的发展,相对成熟,而对于三角洲相储层起步较晚,且相关研究大多集中在以 4 级构型界面为主的隔夹层的定性评价,无法实现定量表征,同时缺乏对于单一坝体内部 3 级构型界面的精细刻画;加之海上油田大井距、多层合采的特点,难度更高,相关研究少之又少^[1-10]。为此,本文以渤海 S 油田东二下段

发育的河口坝储层为研究对象,充分利用综合加密调整新增的取心、测井等资料,以岩心描述为基础,通过引入“GR 回返率”的概念,成功实现了河口坝内不同级次构型界面的定量识别及模式刻画,详细阐述了不同级次构型界面对剩余油分布的控制作用。

1 油田概况

S 油田位于渤海辽东湾海域辽西低凸起中段,为一 NE 走向的半背斜,主力含油层段为古近系东营组下段,沉积类型为滨浅湖背景下发育的三角洲前缘沉积,其中河口坝由于携带大量沉积物入湖,能量充足,是研究区最为典型的沉积砂体,同时也是重要的油气储层。河口坝整体具有单层厚度大、高孔高渗的特点,由于砂体纵向多期叠置,层内非均质性较强^[11-13]。

油田初期采用反九点井网开发,后历经综合加密调整演变为行列式注采井网,垂直物源方向加密后,油(水)井间距由原来的 350 m 提升至

收稿日期:2019-07-10

资助项目:中海石油(中国)有限公司综合科研项目“渤海双高油田挖潜关键技术研究”(YXKY-2018-TJ-04)

作者简介:田 博(1987—),男,硕士,工程师,主要从事油气田开发地质研究工作.E-mail: tianbo4@cnoc.com.cn

175 m,平行物源方向排间距依然为 350 m。随着油田开发的深入,在整体大规模加密调整后,目前已经进入高含水、高采出程度的“双高”阶段(采出程度 27.6%,综合含水 81%),水淹规律复杂多样,层内矛盾日益突出,严重影响了油田的开发效果;同时加密井资料显示,在油田主力油层整体水淹程度较高的情况下,层内局部仍然富集大量的剩余油可供挖潜。因此,如何精细刻画层内剩余油的分布规律已成为油田进一步调整亟需解决的问题。

2 河口坝内部构型界面定量表征

油田进入高含水期后,以小层为单元的复合砂体级别研究已不能满足开发的需要,为了研究河口坝内部低渗透界面对剩余油的控制作用,为油田调整挖潜提供依据,迫切需要对河口坝开展构型精细解剖。

2.1 构型界面级次划分

由于三角洲相河口坝砂体叠置连片分布,因此,其内部构型界面的划分与识别便成为开展构型解剖的基础和关键。为了揭示沉积体内部的期次性,综合利用岩心、测井等资料,按照 Miall 对构型界面的定义^[14-16],将 S 油田河口坝复合体内部的界面由大到小分为 5~1 级界面。其中 1、2 级界面分别为交错层系及层系组界面,发育不稳定且仅能够在岩心上进行识别,井间不具有对比性,因此本次将重点针对 5~3 级界面开展研究(图 1)。

| 界面级别 | 河口坝构型要素 | 河口坝沉积剖面 |
|------|---------|---------|
| 5级界面 | 河口坝复合体 | |
| 4级界面 | 单一河口坝 | |
| 3级界面 | 河口坝内增生体 | |

图 1 河口坝复合体构型界面级次划分

Fig.1 Interface classification for estuary bar complex

5 级界面为河口坝复合体之间的界面,纵向上由多个单一期次的河口坝叠置而成,为主要的洪泛面沉积,岩性以泥岩或粉砂质泥岩为主,渗透性较差,延伸范围广,往往作为小层的分界面。

4 级界面为单一河口坝之间的界面,纵向上由多个单一河口坝增生体叠置而成,为水体加深的分流间湾沉积,岩性主要以泥质粉砂岩为主,物性较差,可对流体渗流起屏障作用。

3 级界面为单一河口坝内部增生体之间的界面,为河口坝砂体向湖推进过程中不断前积而成,厚度较小,岩性以泥质粉砂岩为主,延伸范围虽然有限,但可对流体起局部遮挡的作用。

2.2 不同级次构型界面定量识别

常规测井解释方法可以对砂泥岩进行有效区分,因此,对于以泥岩为主的 5 级界面可以利用有效厚度下限值很好识别。但对于以泥质粉砂岩为主的 4 级、3 级等物性界面而言,由于测井曲线值往往高于有效厚度下限,判别难度大大增加。

通过大量的岩心观察可以发现,S 油田不同级次构型界面的测井响应特征各不相同,且与自然伽马曲线关联程度较高,构型界面级次越高,伽马曲线回返程度越大。故本次研究将伽马曲线作为基本参数,通过引入“GR 回返率”的概念,建立了不同级次构型界面的定量识别标准。其中,“GR 回返率”定义为构型界面处伽马曲线值相对于界面上下围岩伽马曲线均值的变化程度,具体计算方法见式(1)、式(2)。

$$R = \frac{((H1+H2)/2-B) \times 100}{(H1+H2)/2} \quad (1)$$

$$C = (H1+H2)/2 - B \quad (2)$$

式中:R 为伽马曲线回返率,%;

C 为伽马曲线回返幅度差,API;

H1 为构型界面上部围岩伽马曲线值;

H2 为构型界面下部围岩伽马曲线值;

B 为构型界面伽马曲线值。

通过对 S 油田 4 口密闭取心井、82 块岩心样品统计,建立了不同级次构型界面的测井响应定量识别图版(图 2)。利用该图版,对研究区其余非取心井进行单井界面识别,形成了一套海上三角洲相储层不同级别构型界面的定量识别方法。

(1)5 级界面:GR 回返率 $\geq 30\%$,GR 回返幅

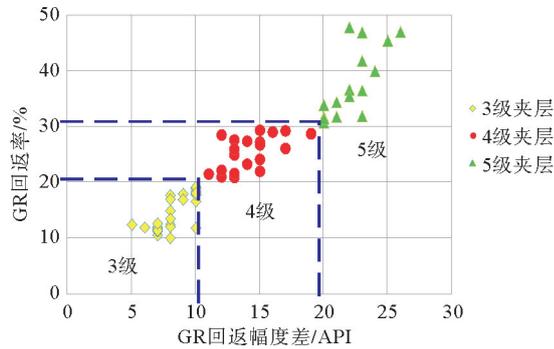


图2 不同级次构型界面定量识别图版

Fig.2 Quantitative identification of configuration interfaces in different grades

度差 ≥ 20 API;

(2) 4级界面: $20\% < \text{GR 回返率} < 30\%$, $10 \text{ API} < \text{GR 回返幅度差} < 20 \text{ API}$;

(3) 3级界面: $\text{GR 回返率} \leq 20\%$, $\text{GR 回返幅度差} \leq 10 \text{ API}$ 。

2.3 不同级次构型界面分布模式及定量表征

构型界面的发育程度反映了砂体内渗透率非

均质性的差异,其分布的稳定性直接影响到开发效果。以上述单井构型界面定量识别为基础,充分利用综合调整新增加密井资料,重点对4级、3级构型界面的井间分布模式开展了详细研究。分析认为,河口坝复合体内部构型界面整体呈连续或部分连续分布,主要包括2类:一类为单一河口坝之间的4级构型界面,空间展布相对稳定;另一类为单一河口坝内部增生体之间的3级构型界面,空间展布较为局限。

2.3.1 叠置型水平界面(4级)定量表征

4级构型界面为河口坝复合体内单一河口坝的分界面,其限定的构型单元为单一坝体^[17]。由于垂直物源方向加密后井距变为175 m,更有利于开展4级界面的精细表征。因此,选取垂直物源方向剖面(D3—D8井)为对象(图3),通过对该河口坝复合体进行层内解剖,认为两期河口坝相互叠置,单一河口坝之间由短暂间歇期沉积的泥质粉砂岩相隔,主要表现为较稳定的叠置型水平状分布模式,其空间形态受控于河口坝复合体的展布规模,整体延伸较广,宽度为800~2 000 m,长度为800~4 000 m。

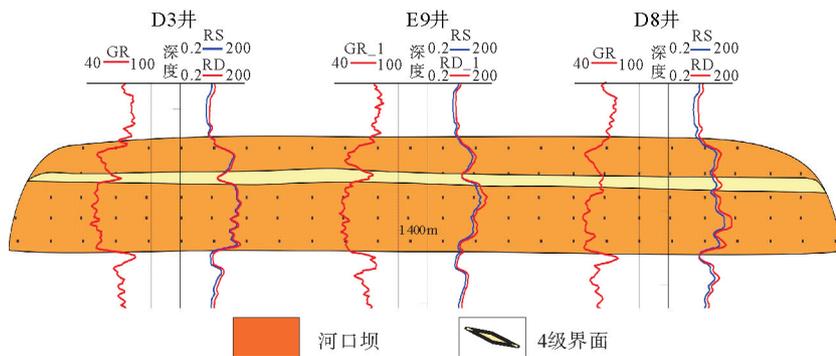


图3 叠置型水平界面分布模式图

Fig.3 Distribution pattern of stacked horizontal interfaces

2.3.2 斜交型前积界面(3级)定量表征

3级构型界面为单一河口坝内部增生体之间的分界面,其限定的构型单元为增生体。在顺物源方向,河口坝不断向前推移,在单一坝体内部形成了一系列向湖盆方向前积的构型界面。由于3级界面厚度较小,且分布范围有限,其井间分布预测往往需要借助岩心及顺物源方向高密度的井网资料,但海上油田顺物源方向的排列间距普遍较大(350 m),造成3级界面的研究难度大大增加。

而渤海S油田在局部开辟的小井距生产试验区则为3级构型界面的研究提供了有利条件,充分利用175 m的排间距资料(图4),在顺物源方向对3级构型界面开展了精细表征。

Q12井为试验区一口密闭取心井。通过岩心观察并结合构型界面识别图版,在3小层一套5 m厚的单一河口坝内部识别出只有25 cm的3级构型界面(图5),GR曲线轻微回返,岩性主要以泥质粉砂岩为主。由于其含油性较差,可以判

定 3 级构型界面同样对流体运动具有较强的遮挡能力。

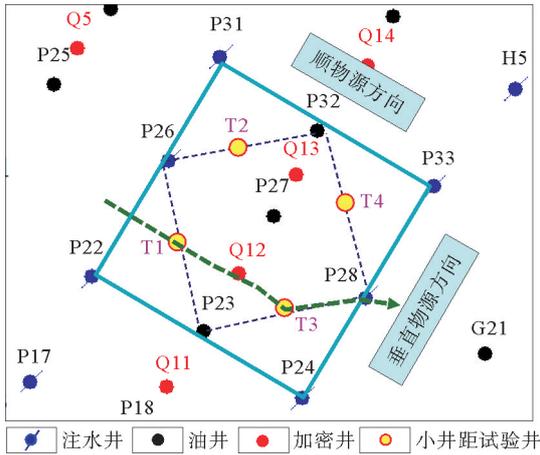


图 4 S 油田小井距试验区井位图

Fig.4 Well location map of the small well spacing test zone in S oilfield

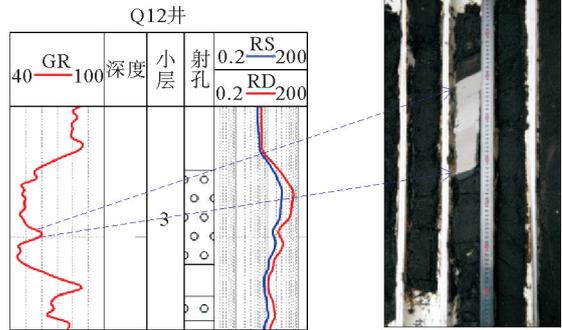
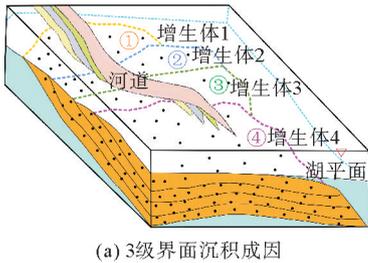


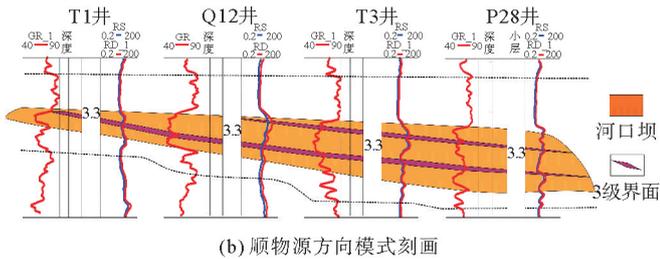
图 5 Q12 井 3 级界面岩心识别图

Fig.5 Core identification diagram of the 3rd grade interface in well Q12

以单井构型界面识别为基础,在小井距试验区对 3 级界面的平面分布展开了研究。通过对 3 小层该套单一河口坝进行精细解剖,发现 3 级界面在顺物源方向主要表现为斜交型前积状的分布模式,厚度 0.4~2 m,平均为 0.8 m,延伸规模 200~800 m,宽度 200~600 m,前积倾角范围 1°~2°(图 6)。



(a) 3 级界面沉积成因



(b) 顺物源方向模式刻画

图 6 斜交型前积界面分布模式图

Fig.6 Distribution pattern of oblique type progradational interface

3 河口坝内部构型界面对剩余油的控制

具有一定遮挡能力的构型界面是控制层内油水运动规律的主要因素,为了探讨研究区河口坝内部剩余油的分布模式,充分利用加密调整井的水淹层测井解释资料,根据上述研究的不同级次构型界面的分布模式差异,在垂直物源方向与顺物源方向分别展开论述。

3.1 叠置型水平界面控制的剩余油分布模式

由于 4 级构型界面表现为叠置型水平状的分

布模式,其对河口坝内部油水运动的阻碍主要表现为垂向遮挡,注入水沿界面展布方向侧向流动,能够有效促进层内细开发,与注采井网具有较好的匹配性。通过研究区垂直物源方向一口加密井(C4 井)的水淹解释资料可以看出,该井 6 小层河口坝复合体(10 m)由 2 套单一坝体叠置而成,受其间发育低渗透界面的遮挡,该套厚层砂体表现为明显分段强水淹的特征,同时受重力作用影响,注入水沿单一河口坝底部形成优势通道,顶部成为剩余油的有利富集部位(图 7)。

3.2 斜交型前积界面控制的剩余油分布模式

由于 3 级构型界面在顺物源方向表现为斜交

型前积状的分布模式,其对河口坝内部油水运动的阻碍主要表现为侧向遮挡,造成部分增生体注水受效较差,影响注采井网的完善性。通过研究区顺物源方向一口加密井(Y40 井)的水淹解释资料可以看出,该套单一坝体(6 m)内部发育一系

列向湖盆推进的增生体,受其间发育低渗透界面的遮挡,注入水沿顶部向油井推进,导致该套砂体表现为明显的顶部强水淹的特征,形成优势渗流通道,而中下部由于注入水波及较差成为剩余油富集的有利位置(图 8)。

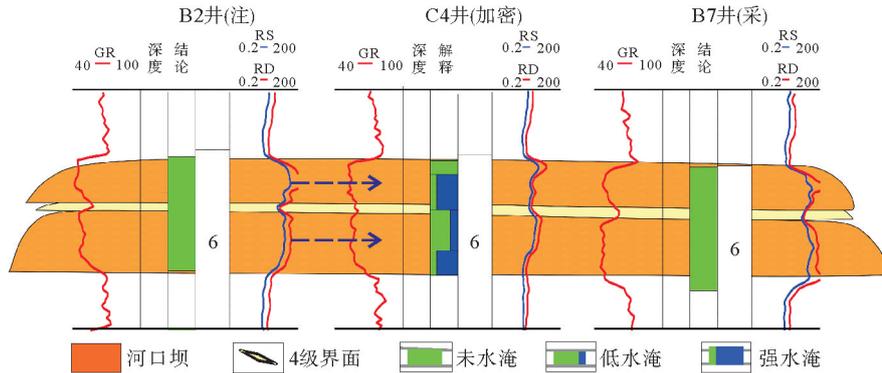


图 7 叠置型水平界面对剩余油的控制

Fig.7 Control of residual oil at the stacked horizontal interface

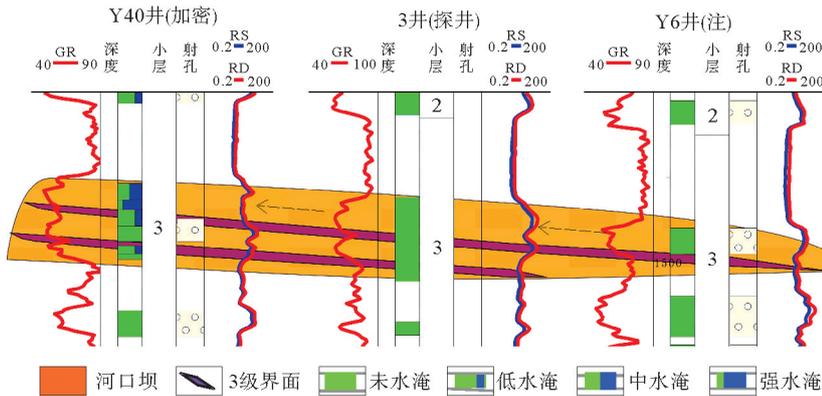


图 8 斜交型前积界面对剩余油的控制

Fig.8 Control of residual oil at oblique type progradational interface

4 河口坝内部不同剩余油模式挖潜策略

根据海上油田开发实际并结合陆上油田经验,在一次加密调整以后,地下剩余油呈现出“总体上高度分散,但局部仍然相对富集”的格局,因此开发后期的调整挖潜仍然十分必要^[18-20]。尤其是目前阶段,S 油田主力砂体内部大多已存在强水淹条带,虽然加密井对强水淹层可以进行有效避射,但仍然无法改变含水上升的趋势。说明随

着油田逐渐进入开发后期,对强水淹砂体继续采用定向井的方式开发效果不佳。因此,在河口坝内部剩余油分布模式研究的基础上,针对 S 油田目前开采中存在的水驱动用差、层内水淹不均等问题,提出了采用水平井动用层内剩余油的挖潜策略,通过“定向井+水平井”的联合井网开发模式,有效改善了油田的开发效果。

4.1 底部水淹、顶部挖潜(4 级界面控制)

对于河口坝复合体内部由于 4 级界面遮挡及重力作用而形成的剩余油,可以通过水平井的方

式有效动用。例如 C21 井 7 小层发育一套厚层砂体(20 m),通过精细解剖,认为该套复合坝体纵向由 3 期单一河口坝相互叠置,其间发育具有一定遮挡作用的 4 级构型界面(图 9)。对该套厚层初期部署一口水平井(X1H)对第 3 套砂体顶部剩余油进行挖潜,后含水上升至 80%并出砂关停。通过水淹规律分析,认为受重力作用影响,预测该套厚层底部水淹程度已较高。

基于前述叠置型水平界面控制的剩余油分布

模式,层内低渗透界面能够在纵向对底部含水起到一定的抑制作用,因此判断厚层顶部第一套砂体剩余油依然富集。后充分利用老井轨迹,将其侧钻至砂体顶部为 X1H1 井,该井投产后的一年时间内,产量一直维持在 130 m³/d,且含水 1%,基本保持无水状态。该井的成功实施进一步证实了复合坝体内部 4 级构型界面对剩余油的控制作用;同时水平井投产后,充分利用界面遮挡能够有效延缓底部含水的锥进,延长低含水期,提高采收率。

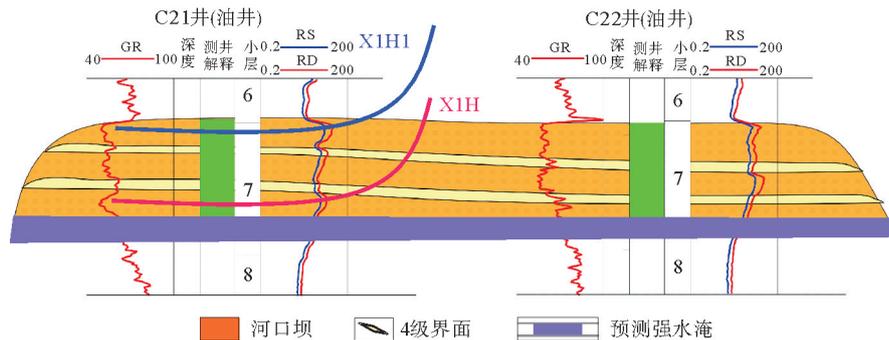


图 9 水平井水上挖潜实践

Fig.9 Horizontal well drilling offshore

4.2 顶部水淹、底部挖潜(3 级界面控制)

对于单一河口坝内部由于 3 级界面遮挡而形成的注采不完善型剩余油,同样可以采用水平井的方式进行挖潜。例如前述分析的 Y40 井 3 小层发育的单一坝体(6 m),顶部增生体注采对应较好,水淹明显,中下部由于注入水波及较差,动用程度明显较低(图 10)。

对于该类剩余油,创新性提出了采用水平井

进行“水下找油”的挖潜策略,突破了“水上找油”的固有模式。X2H1 井设计在砂体中部未水淹部位,该井投产后的一年时间内,产量一直维持在 70 m³/d,含水 15%,充分论证了该类水平井能够在 3 级界面的遮挡下保持低含水稳产,延缓见水时间。在厚层顶部剩余油被充分动用的情况下,“水下挖油”的挖潜模式为老油田开发后期的调整提供了新的途径。

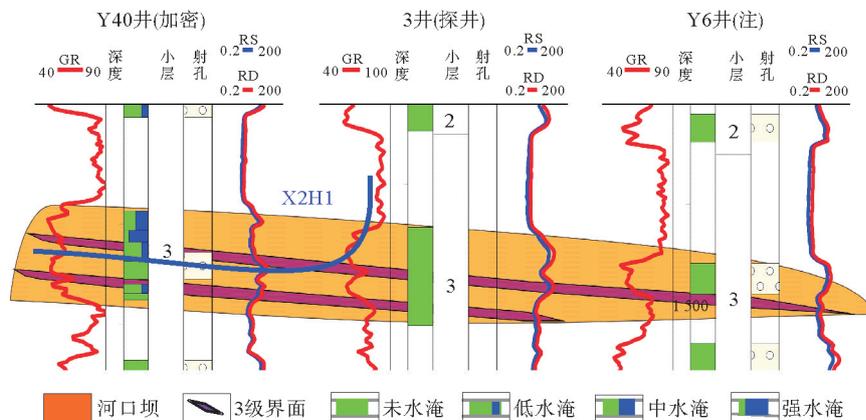


图 10 水平井水下挖潜实践

Fig.10 Horizontal well drilling under water

5 矿场应用效果

基于河口坝内部不同级次构型界面的精细表征,在剩余油分布模式及挖潜策略的指导下,渤海S油田整体加密后,相继部署实施46口水平井对不同类型剩余油进行挖潜,累计增油量近250万 m^3 。其中4级界面控制下的“水上找油”模式共部署35口水平井,平均单井初期产能为80 m^3/d ,3级界面控制下的“水下挖油”模式共部署11口水平井,平均单井初期产能为60 m^3/d ;同时,受构型界面的遮挡作用(4级界面更为明显),水平井投产后能够延缓含水上升速度,保持低含水稳产。水平井的实施有效提高了储层动用程度,油田厚层内部水驱不均的矛盾得以明显改善。

6 结论

(1)以岩心描述为基础,对河口坝内部构型界面进行了级次划分,进而引入“GR回返率”的概念,建立了不同级次构型界面的定量识别图版,并提出了河口坝内部两种不同的界面分布模式,主要包括叠置型水平界面(4级)及斜交型前积界面(3级)。

(2)以河口坝内部不同级次构型界面定量表征为基础,充分结合一次加密井岩心、水淹等资料,明确了构型界面对层内剩余油的控制作用。4级界面主要对油水起垂向遮挡的作用,注采井网匹配较好,剩余油表现为纵向分段水淹、顶部富集;3级界面主要对油水起侧向遮挡的作用,影响注采井网完善性,剩余油表现为部分增生体受效较差、局部富集。

(3)针对河口坝内部的剩余油分布模式,在定向井加密的基础上,提出了采用水平井动用层内剩余油的挖潜策略。对4级、3级构型界面控制的不同剩余油模式,分别提出了“水上找油”“水下挖油”的动用方式,有效改善了油田的开发效果,为高含水期老油田的后续挖潜指明了方向。

参考文献:

[1] 李岩.扇三角洲前缘储层构型及其控油作用——以赵四油田赵四区块核桃园组三段IV³厚油层为例[J].岩性油气

藏,2017,29(3):132-139.

- [2] 吴胜和,翟瑞,李羽鹏.地下储层构型表征:现状与展望[J].地学前缘,2012,19(2):15-21.
- [3] 林煜,吴胜和,岳大力,等.扇三角洲前缘储层构型精细解剖——以辽河油田曙2-6-6区块杜家台油层为例[J].天然气地球科学,2013,24(2):335-344.
- [4] 温立峰,吴胜和,王延忠,等.河控三角洲河口坝地下储层构型精细解剖方法[J].中南大学学报(自然科学版),2011,42(4):1072-1078.
- [5] 辛治国.河控三角洲河口坝构型分析[J].地质论评,2008,54(4):527-531,581.
- [6] 李云海,吴胜和,李艳平,等.三角洲前缘河口坝储层构型界面层次表征[J].石油天然气学报,2007,29(6):49-52,170.
- [7] 徐丽强,李胜利,于兴河,等.辫状河三角洲前缘储层构型分析[J].油气地质与采收率,2016,23(5):50-56.
- [8] 张友,侯加根,曹彦清,等.基于构型单元的储层质量分布模式——以胜坨油田二区沙二段8砂组厚层河口坝砂体为例[J].石油与天然气地质,2015,36(5):862-871.
- [9] Deveugle P E K, Jackson M D, Hampson G J, et al. Characterization of stratigraphic architecture and its impact on fluid flow in a fluvial dominated deltaic reservoir analog: upper Cretaceous Ferron Sandstone Member, Utah [J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(5): 693-727.
- [10] Purkait B, Majumdar D D. Distinguishing different sedimentary facies in a deltaic system [J]. Sedimentary Geology, 2014, 308: 53-62.
- [11] 马平华,邵先杰,霍春亮,等.绥中36-1油田东二段沉积演化及对油气的控制作用[J].特种油气藏,2010,17(3):45-47,60,122.
- [12] 赵靖康,高红立,邱婷.利用水平井挖潜底部强水淹的厚油层剩余油[J].断块油气田,2011,18(6):776-779.
- [13] 刘宗宾,张汶,马奎前,等.海上稠油油田剩余油分布规律及水平井挖潜研究——以渤海XX油田为例[J].石油天然气学报,2013,35(5):116-117.
- [14] Wu S H, Yue D L, Liu J M, et al. Hierarchy modeling of sub-surface palaeochannel reservoir architecture [J]. Science in China (Series D): Earth Sciences, 2008, 51 (Suppl 2): 126-137.
- [15] Miall A D. The Geology of fluvial deposits [M]. Heidelberg: Springer-Verlag, 1996. 75-178.
- [16] Miall A D. Reconstructing the architecture and sequence stratigraphy of the preserved fluvial record as a tool for reservoir development: a reality check [J]. AAPG Bulletin, 2006, 90(7): 989-1002.
- [17] 张春生,刘忠保,施冬,等.三角洲分流河道及河口坝形成过程的物理模拟[J].地学前缘,2000,7(3):168-176.
- [18] 韩大匡.关于高含水油田二次开发理念、对策和技术路线的探讨[J].石油勘探与开发,2010,37(5):583-591.
- [19] 箭晓卫,赵伟.喇嘛甸油田特高含水期厚油层内剩余油描述及挖潜技术[J].大庆石油地质与开发,2006,25(5):

31-33,121.
[20] 徐安娜,穆龙新,裘怿楠.中国不同沉积类型储集层中的储

量和可动剩余油分布规律[J].石油勘探与开发,1998,25
(5): 41-44.

QUANTITATIVE IDENTIFICATION OF CONFIGURATION INTERFACE FOR OFFSHORE DELTA RESERVOIR AND RESIDUAL OIL PREDICTION

TIAN Bo, LIU Zongbin, LIU Chao, ZHANG Rui, ZHANG Xuefang
(Bohai Oilfield Research Institute, Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300452, China)

Abstract: After the S Oilfield in Bohai enters its high water cut period, the intra-layer contradiction becomes more prominent, and the distribution of remaining oil under the control of reservoir internal structure becomes more complicated. Aiming at the problem that the interface of delta facies configuration is not able to be effectively identified, based on the data from sealed coring wells, the concept of GR return rate is introduced by the authors in this paper. Through the calibration of core and electrical logging curves, the quantitative identification chart of interface of different configurations in a composite estuary bar is established, and the distribution pattern of interface of configurations in layer is defined. The dip angle, width and extension range are quantitatively described. The results show that there are two main types of configurational interfaces with certain shielding capacity in estuary bars: superimposed horizontal interface (Grade 4) in the composite bar and oblique front interface (Grade 3) in the single bar. Among them, the control of the remaining oil by the Grade 4 interface is mainly vertical occlusion and top enrichment, while the control of the Grade 3 interface is mainly lateral occlusion and local enrichment. In view of the different remaining oil distribution patterns mentioned above, the adjustment strategies of "oil prospecting on water" and "oil digging under water" by means of horizontal wells are proposed respectively, which can effectively improve the information utilization of thick estuary bar sand bodies, and have a strong guiding significance for the later adjustment of similar high water cut old oilfields.

Key words: river mouth bar; configuration interface; quantitative identification; remaining oil; horizontal well for remaining oil