

# 绥中36-1油田堵水稳油技术数值模拟研究及应用

张俊,黄琴,李云鹏,刘英宪,李其正,杨静  
(中海石油天津分公司渤海油田勘探开发研究院,天津塘沽 300452)

**摘要:**为了保证渤海绥中36-1油田的稳产,针对油田开发过程中暴露出注入水单层单向突进的矛盾,在注水井优化注水的基础上,采用数值模拟方法进行油井堵水效果研究。方案设计时考虑三种堵水方式:封堵防砂段、封堵高含水小层和层内堵水;考虑封堵三个不同含水级别的油层段;含水分别大于90%、80%、70%。油井堵水后减少无效水循环,提高注入水利用率,减少平台污水处理量,实现了节能减排,同时为中低含水井提液生产创造了产液空间。研究认为堵水越精细,限液生产造成的油量损失越少,且在一定程度上提高了油田采收率。现场试验结果表明高含水油井堵水后降水增油效果明显。

**关键词:**限液生产;控水稳油;数值模拟;采收率;油井堵水

**中图分类号:**TE319

**文献标识码:**A

绥中36-1油田I期作为油田开发先导试验区,已走过15年的开发历程,已累计产油 $2\ 027 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,采出程度17.1%,综合含水73%。由于I期2008-2009年外输海底管线输送液量能力限制在 $12\ 000 \text{ m}^3/\text{d}$ ,使得油田无法提液生产。如果限液生产后不采取控水稳油措施,2008-2009年阶段累产油将减少 $40 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

对采油井的高含水井点采取堵水措施,是水驱砂岩油藏进入中、高含水期以后综合调整的常规方法之一<sup>[1]</sup>。海上油田产出液体处理能力受到限制后,可以采取减少油田水的产出,特别是减少高含水层段的生产厚度,增大高产油低含水层段的生产厚度等措施,从而改善产液剖面,提高注入水的利用率,也为中低含水油井提液生产提供了足够的产出液体处理空间<sup>[2-3]</sup>。

## 1 油藏数值模型建立及历史拟合

### 1.1 数值模型建立

在三维地质模型的基础上进行网格粗化。受数值模拟网格数的限制,在粗化过程中,尽可能保留地质模型中反应出的储层非均质性及韵律性等信息。平面上对储量丰度高的部位设计网格较密,而在储量丰度低的部位设计网格较疏;纵向上充分考虑主力油层非均质性对开发的影响,对第4、11、12等小层粗化时加密,每小层分别粗化为5、4、5个网格,其它层则粗化为1个或2个网格。按Eclipse格式输出粗化后的网格模型和属性模型,总网格节点 $75 \times$

$117 \times 56 = 491\ 400$ 个。

### 1.2 地质储量拟合

按地质小层进行储量分区,通过平衡区和饱和度端点来共同控制各油组的地质储量。已建立的油藏数字模型与相应地质储量对比,模型储量为 $11\ 845.13 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,与容积法标定的地质储量 $11\ 824 \times 10^4 \text{ m}^3$ 相差不大,误差仅为0.2%。

### 1.3 生产历史拟合

历史拟合的工作制度是以所有生产井定地面产油量来拟合油田、区块和单井的地层压力、含水、气油比和流压。对于注水井注水量的拟合,是结合各时期的吸水剖面测试资料或射开层段的KH值,将全井吸水量劈分到各防砂段,然后在模型中设置相应的虚拟井来分别拟合单井各段注水量。首先,进行压力的拟合。因为各平台投产时间不同,所以油田生产初期的单井测压数据不能代表全油田地层压力。因此,压力的拟合主要拟合单井静压,主要是通过调整井点附近的渗透率进行拟合。其次,进行含水率的拟合。对油田综合含水影响最大的参数是油水相对渗透率曲线。实测相渗曲线是在小块均匀岩心中测得的,对于绥中36-1这样的大型非均质性油藏,显然代表性不强。因此,油田和区块的含水率拟合主要是通过调整油水相对渗透率曲线,随着生产的进行,这种调整也不断进行。通过对相渗曲线

收稿日期:2010-04-01;改回日期:2010-05-19

作者简介:张俊,油藏工程师,1981年生,2007年获西南石油大学油气田开发工程硕士学位,现从事油藏工程研究工作。

的调整,使计算含水和实际含水大体一致。而对含水率的精细拟合则通过拟合单井实现。拟合单井含水率时,主要调整了井点附近渗透率以及注采井间的连通率,然后,进行流压拟合。流压的拟合对于正确描述单井的产能至关重要,而正确的单井产能对于以后的产量预测将起到关键作用。在单井地层压力拟合的基础上,主要调整了井的表皮系数进行流压拟合。

对于生产气油比的拟合,由于全油田的生产气油比随区域变化较大,且产气量计量不准,所以气油比拟合精度稍差。拟合曲线见图1、图2。

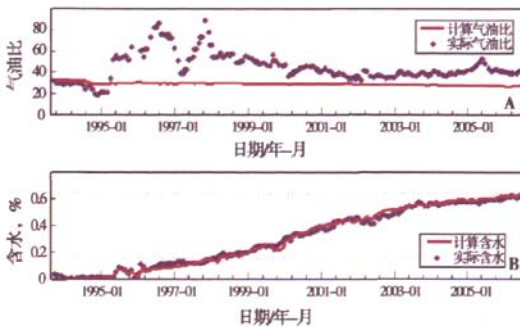


图1 I期拟合曲线

## 2 优化堵水方案设计及对比分析

绥中36-1油田通常一个防砂段内包括3~5个小层,由于各层物性差异,导致纵向上油井各小层产出差异大。例如,J9井的产液剖面测试表明,第一防砂段内的第7小层含水达到了87%,其它小层

表1 优化堵水设计方案

措施	方案	2008-2009年堵水	2008-2009年产液量	2010年之后产液量
不限液	方案一	不堵水	不限液	不限液
限液后不堵水	方案二	不堵水	限液12000	不限液
封堵高含水砂段	方案三	$f_w > 90\%$	限液12000	不限液
	方案四	$f_w > 80\%$		
	方案五	$f_w > 70\%$		
封堵高含水小层	方案六	08年堵 $f_w > 85\%$	限液12000	不限液
	方案六	09年堵 $f_w > 80\%$		
	方案七	$f_w > 80\%$		
层内堵水	方案八	$f_w > 90\%$	限液12000	不限液
	方案九	$f_w > 85\%$		
	方案十	$f_w > 80\%$		

### 2.2 方案对比分析

#### 2.2.1 方案一与方案二对比分析

为了便于分析,将方案二设定为基础方案。从年产油对比可以看出不限液方案和基础方案在2008年的年产油分别为  $101 \times 10^4 \text{ m}^3$  和  $88 \times 10^4$

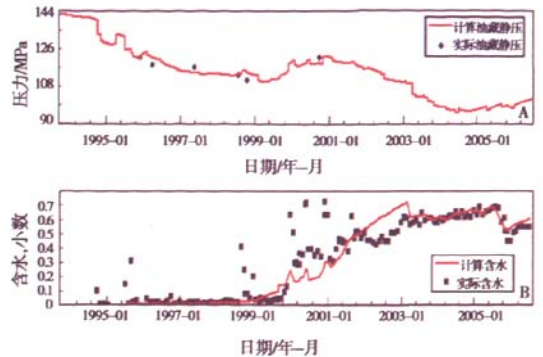


图2 A16井拟合曲线

含水小于40%;B18井密闭取心的水淹层解释发现,在第1小层内仅有部分层段水淹,其余层段均未水淹,水淹层厚度仅占第1小层厚度的26%。因此,在油井中封堵水淹严重的高含水层段,发挥未见水层和中低含水层的作用,在平面上调整由于储集层非均质性和局部大量产水造成的平面矛盾,使注入水转向驱替波及程度低,水洗程度低的油藏低渗透部位,才能遏制大量注入水通过高渗透强水洗部位的无效循环,改善油田开发效果<sup>[4-5]</sup>。

#### 2.1 堵水方案设计

通过拟合得到基本符合油田实际的地质模型和油藏模型后,即可运用该模型进行油田堵水研究。考虑2008年和2009年不同的堵水方式和不同的限液方式,所有方案在2010年I期完成海管改造之后放开产液量生产。共设计十个方案(表1)。

$\text{m}^3$ ,2008年至2010年阶段累产油前者高出  $40 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。其原因是:按照稠油油田无因次采液采油指数与含水的关系,随着油田含水的上升,需要不断的增加产液量,以减缓产油量的递减。预测2008年I期产液量将达到  $15300 \text{ m}^3/\text{d}$ ,基础方案产液量受到限

制,使得产油量大幅降低(图3、图4)。

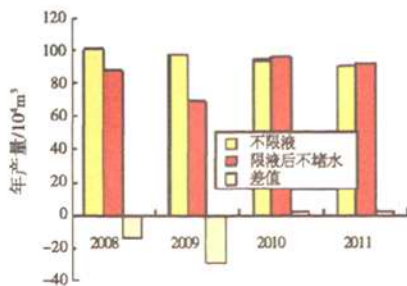


图3 方案一与方案二年产油对比

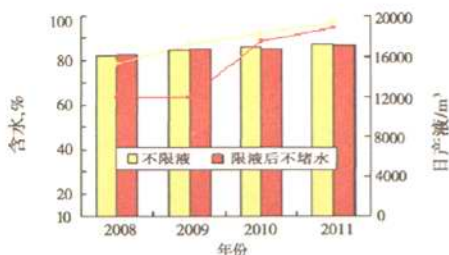


图4 方案一与方案二日产量和含水对比

### 2.2.2 基础方案与封堵高含水防砂段方案对比

封堵不同含水级别的防砂段带来不同的开发效果,日产量和含水对比(图5)说明:当封堵含水大于70%的防砂段后产液量受到较大影响,只有9482 m<sup>3</sup>/d,没有达到最高液量限制12000 m<sup>3</sup>/d,从而使产油量在封堵防砂段的三个方案中最低;封堵含水大于90%和80%防砂段的两个方案,产液量都能到达12000 m<sup>3</sup>/d,而封堵含水大于80%防砂段的方案在充分利用有限的产液空间的条件下,封堵足够多的高含水防砂段,有效发挥了中低含水层对产液量和产油量的贡献。

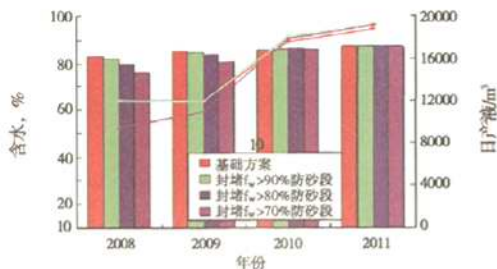


图5 基础方案与封堵高含水防砂段方案年产量对比

### 2.2.3 基础方案与封堵高含水小层方案对比

从日产量和含水对比(图6)可以看到,封堵高含水小层后的方案较基础方案,含水都大幅度降低。封堵高含水小层后的两个方案,2008年底产液量没

有达到上限12000 m<sup>3</sup>/d,方案六和方案七分别为11021 m<sup>3</sup>/d,9502 m<sup>3</sup>/d,2009年基本到达产液量上限。

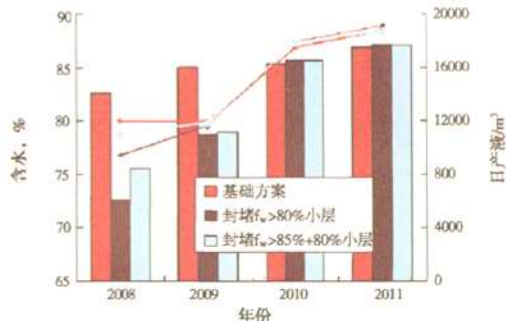


图6 基础方案与封堵高含水小屋方案日产量和含水对比图

### 2.2.4 基础方案与层内堵水方案对比

从日产量和含水对比图(图7)可以看到,层内堵水的方案较基础方案,方案八含水降低幅度较小,方案九和方案十含水都大幅度降低。层内堵水的三个方案中,只有方案十在2008年和2009年都达不到产液量的上限,2008年底的产液量只有9477 m<sup>3</sup>/d,没有充分利用产液空间。

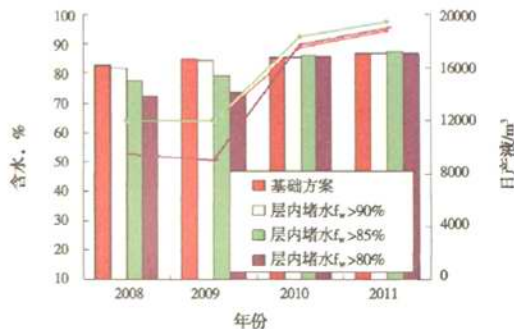


图7 基础方案与层内堵水方案日产量和含水对比图

### 2.2.5 各种堵水较优方案对比

从年产量对比图(图8)可以看到,五个较优方案在2010年解除产液量限制后的年产量基本一致;2008年和2009年,方案一年产油在上述五个方案中最高,说明限液影响了产油量;方案二在2008年和2009年的年产量最低,说明限液后不采取堵水措施,将会明显使产油量降低;优化后的几个方案依照堵水精细程度,年产量逐渐升高,依次为封堵高含水防砂段、封堵高含水小层、层内堵水。

基础方案2008-2010年阶段累产油为252 × 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>(表2),与基础方案相比,优化后的方案都比

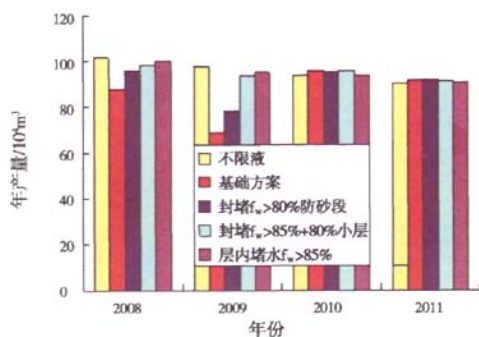


图8 优化后的方案年产量对比

表2 优化后的方案累产油对比

措施	方案	2008-2009年堵水	2008年产油/ $10^4 \text{ m}^3$	2009年产油/ $10^4 \text{ m}^3$	2010年产油	2008-2010年累 产油/ $10^4 \text{ m}^3$	2035年累产 油/ $10^4 \text{ m}^3$
不限液	方案一	不堵水	101	98	94	292	3374
限液后不堵水	方案二	不堵水	88	69	96	252	3357
封堵高含水防砂段	方案四	$f_w > 80\%$	96	78	95	269	3380
封堵高含水小层	方案六	2008年封堵 $f_w > 85\%$ 2009年封堵 $f_w > 85\%$	98	94	96	288	3386
层内堵水	方案九	$f_w > 85\%$	100	95	94	289	3396

日关闭 III 油组滑套实施机械堵水作业(图 9),堵水后含水下降了 25%,在生产厚度比堵水前少 24.3 m 的情况下,实现了日增油  $20 \text{ m}^3$ 。油井化学堵水技术是向高含水层注入化学剂,降低近井地带地层的水相渗透率,封堵高渗透层或水流大通道,降低高压含水层对油层段的层间干扰,改善产液剖面,该技术可实现堵水层位的精细化<sup>[6]</sup>。A30 井于 2008 年 3 月实施化学堵水作业,作业后油井产液量和含水都没有明显变化,分析为化学剂未起到封堵出水层的作用。该井又于 2008 年 4 月第二次实施化学堵水,作业后产出液极少,需要环空补液才能维持生产,分析为化学剂将出水层和出油层全部封堵。

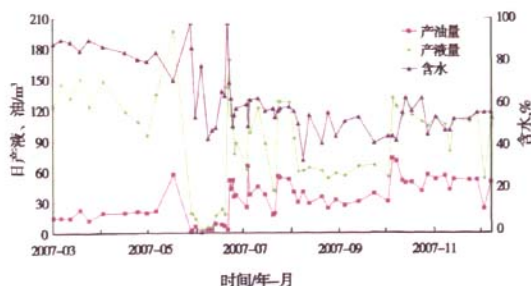


图9 B11井开采曲线

## 4 结论及建议

(1)对于产出液体处理能力受限的海上油田,采用堵水技术将减少高含水油井的产液量,为中低含

不限液方案的累产油高,说明采用堵水技术可以提高水驱效果,增加油田采收率,同时封堵出水层位越精确,累产油越高。

## 3 试验效果

机械堵水方法采用开关滑套堵水,主要由滑套堵水器 and 封隔器等工具组成,滑套开关移位器一次下井可以将滑套全部打开或全部关闭,也可任意打开某级或关闭某级滑套,调整操作工作量比较少,适用于封堵高含水防砂段。B11 井于 2007 年 6 月 10

水油井提液生产提供一定的产液空间,同时堵水后可以迫使液流转向,减少注入数的无效水循环,增加水驱波及系数,提高注入水利用率,以控制油井含水上升速度,减缓油田产量递减。

(2)在不同的堵水方式下,即封堵高含水防砂段、封堵高含水小层或层内堵水,需要对所封堵层位的含水级别进行筛选,得到堵水方式与出水层位水淹程度的最佳组合,实现油田产量的最优化。

(3)绥中 36-1 油田 I 期 2008-2009 年外输海管限液后,可以通过堵水技术减少油量损失。分析表明油井堵水层位越精细,油田开发效果越好。

(4)现场试验表明,机械堵水是绥中 36-1 稠油油田 I 期稳油控水的有效措施。

(5)通过化学堵水工艺技术可以实现精细堵水的目的,但现场实施效果还不理想,建议强化这方面的研究。

## 参考文献

- [1] 巢华庆. 大庆油田提高采收率研究与实践[M]. 北京:石油工业出版社,2006:189-193
- [2] 赵福麟,戴彩丽,王业飞. 海上油田提高采收率的控水技术[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2006,30(2):53-57
- [3] 金苏荪,隋新光,袁庆峰,等. 陆相油藏开发论[M]. 北京:石油工业出版社,2006:284-290

(下转第 114 页)

得到有效控制,注入变粘酸后套压降低了 26 MPa,表明酸蚀裂缝沟通了新的储集体。

施工结束后采用 FracproPT 软件对该井进行压后拟合,其结果见表 2。

表 2 A 井两次酸压施工压后拟合结果对比分析

项目	第一次酸压	重复酸压	变化情况
井底最高有效压力/MPa	98.48	108.18	增加 9.7
停泵压力降/MPa	26.6 ↓ 24.5	13.5 ↓ 10.5	降低 13
动态裂缝长度/m	124.3	216	增加 91.7
酸蚀缝长/m	101	169	增加 68
缝高/mm	73.1	80	增加 6.9

### 5 结论和建议

(1)大型重复酸压工艺使远井区动用的渗流面积显著扩大,裂缝高度控制较好,相对于侧钻费用更低廉,现场容易实施,可获得更高的单井投资回报率,具有良好地推广应用前景。

(2)对于前期有一定产出的井,施工前注入油田水补充地层亏空,恢复地层压力再实施大型重复酸压改造,使第一次酸压形成的人工裂缝向前延伸,沟通新的缝洞储集体,达到提高采收率的目的。

(3)大型重复酸压需加强选井评层技术。大型重复酸压裂缝方位主要取决于地应力方向,只有裂缝方位与有利储集体在同一方向上才能取得好的效果。应综合利用录井、测井、试油等大量动静态资料,加强区块整体构造、油藏类型研究以及评价层的电性及物性分析对比研究,为重复酸压选井提供依

据。

(4)碳酸盐岩储层本身滤失性大,缝内摩阻高,对砂比敏感,滑溜水携砂性能需进一步提高,建议应对大型重复酸压前置液性能开展进一步的研究。

### 参考文献

[1] 赵海洋,林涛,陈朝刚.塔河油田碳酸盐岩油藏重复酸压可行性研究[J].石油钻采工艺,2009,31(1):113-116

[2] 刘平礼,李年银,赵立强,等.轮南古潜山碳酸盐岩油气藏重复酸压理论与技术研究[J].钻采工艺,2006,29(6):80-82

[3] 沈建国,石孝志,陆灯云.八角场气田大型加砂压裂工艺实践[J].天然气工业,2006,26(8):90-92

[4] 牟凯,李勇明,郭建春.压裂缝高控制技术与通用设计计算方法[J].重庆科技学院学报,2009,11(4):28-32

[5] 王志杰,青强,李春芹.薄互层特低渗油藏大型压裂弹性开发研究[J].石油天然气学报,2006,28(1):115-117

[6] 张焯,李新勇,米强波,等.塔河油田深层碳酸盐岩水力加砂压裂试验与认识[J].新疆石油天然气,2006,2(2):73-77

[7] 马飞,黄贵存,杨逸,等.深层裂缝性储层降滤失技术研究[J].石油地质与工程,2009,23(1):90-93

编辑:刘洪树

.....

(上接第 87 页)

[4] 刘玉章,熊春明,罗健辉,等.高含水油田深部液流转向技术研究[J].油田化学,2006,23(3):248-251

[5] 赵福麟,戴彩丽,王业飞,等.油井堵水概念的内涵及其技术关键[J].石油学报,2006,27(5):71-78

[6] 刘翔鹤.我国油田堵水调剖技术的发展与思考[J].石油科技论坛,2004,23(2):41-47

编辑:刘洪树