

缝洞型油藏注水替油失效井原因分析及治理方法

付 栋, 李桂云, 秦雪源, 唐博超, 杨 烽, 黄米娜, 杨凤民

(中国石化 西北油田分公司 采油三厂, 新疆 轮台 841600)

摘要:塔河油田奥陶系油藏为典型的缝洞型碳酸盐岩油藏。受多期构造作用、岩溶作用和成岩作用的叠加改造,形成了由孔、洞、缝组成的储集空间和渗流通道。自 2005 年在 TK741 井注水开发试验取得成功以来,西北油田针对能量快速递减的缝洞型油藏实施大规模注水开发,随着开发不断深入注水失效井逐步增多。以采油三厂为例,结合注水替油失效井注采比、注水排量、能量指示曲线以及注水指示曲线进行原因分析总结,合理运用物质平衡原理及油藏工程技术方法,针对不同失效类型进行剩余油分析,同时制定出相应的治理方法,并对现场应用效果进行评价,取得了良好效果。

关键词:缝洞型油藏;注水失效;原因分析;剩余油分析;治理方法

中图分类号:TE357.6

文献标识码:A

Failure reasons of water injection replacing oil in fractured-vuggy oil reservoirs and its countermeasures

Fu Dong, Li Guiyun, Qin Xueyuan, Tang Bochao, Yang Feng, Huang Mina, Yang Fengmin

(No.3 Oil Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841600, China)

Abstract: The Ordovician oil reservoirs in the Tahe oil field are typical carbonate fractured-vuggy oil reservoirs. The reservoir spaces and immigration channels mainly consist of pores, caves and fissures, which were formed by superposition reformations including tectonic action, karstification and diagenesis. In view of the rapid decline of formation energy, water injection replacing oil has been implied in a great scale in the Northwest oil field since the success of water injection in well TK741 in 2005. However, the failure wells in water injection replacing oil are gradually increasing, and the failure well proportion is up to 22% in No. 3 Oil Production Plant region. The failure reasons of water injection replacing oil were analyzed and summarized based on injection-production ratio, water injection displacement, energy indicative curve and water injection indicative curve. Material balance mechanism and oil reservoir engineering technique were applied to analyze remaining oil in view of different failure reasons. Some countermeasures were proposed and had achieved good effects in field practices.

Key words: fractured-vuggy oil reservoir; water injection failure; cause analysis; remaining oil analysis; countermeasure

缝洞型碳酸盐岩油藏是世界碳酸盐岩油藏的重要组成部分,其油气产量约占世界总产量的 60%。塔河油田奥陶系油藏为典型的缝洞型碳酸盐岩油藏,受多期构造作用、岩溶作用和成岩作用的叠加改造,形成了由孔、洞、缝组成的储集空间和渗流通道,非渗透或低渗透的基质岩块为遮挡,非均质性极强的岩溶缝洞体系^[1-2],导致其注水开发方式与砂岩油藏有较大区别,无论是单井缝洞单元还是多井缝洞单元注水驱油,其开发机理主要是补充能量和重力分异^[3-4]。自 2005 年在 TK741 井注水开发试验取得成功以来,西北油田针对能量快速递减的缝洞型油藏实施大规模注水开发。随着开发不断深入注水失效井逐步增多。以采油三厂为

例,2016 年全年注水替油失效井占注水替油总井数的 22%。为此,笔者针对注水替油失效井进行原因分析,结合注水指示曲线特征、注水排量、注采比等参数总结出失效原因,并进行剩余油分析,制定下一步治理方法,为后期改善单井水驱开发效果、提高采收率奠定基础。

1 缝洞油藏单井注水替油机理

在井底高温高压条件下,注入的盐水相对于地下原油为刚性,原油被压缩的体积 ΔV 即注入盐水的体积 V_{wi} ,如图 1,即:

$$\Delta V = V_0 - V_1 = V_{wi} \quad (1)$$

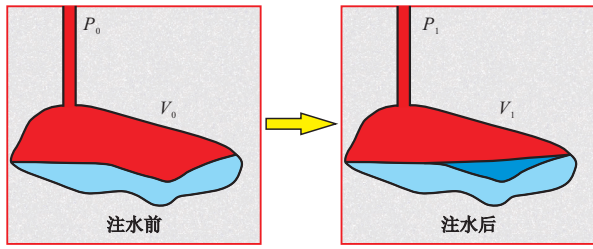


图 1 注水替油过程示意

Fig.1 Flow chart of water injection replacing oil

根据原油压缩系数定义为单位体积地层原油在压力改变 0.1 MPa 时的体积的变化率,用公式定义^[5]:

$$C_0 = 1 \times \Delta V / (\Delta P \cdot V_0) = 1 \times V_{wi} / (\Delta P \cdot V_0) \quad (2)$$

在注水过程中忽略摩阻影响,井口压力变化近似代替井底压力变化,即:

$$\Delta P = P_1 - P \quad (3)$$

由式(1)、(2)、(3)可得:

$$P_1 = \{1 / (C_0 \cdot V_0)\} V_{wi} + P_0$$

式中: C_0 为温度与压力的常数; V_0 为原始储集体储量大小,在不考虑地层岩石压缩系数的情况下,对定容较好的缝洞型储集体,井口压力 P_1 与注水量 V_{wi} 成线性关系^[6]。

2 注水替油失效井原因分类

目前,单井注水替油是碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率主要方法之一。注水效果主要受多方面的因素影响,例如注水排量、注采比、泄油半径改变等。对多轮次注水失效井失效后表现的生产特征进行总结,对失效原因进行归纳,主要有以下 4 种类型。

2.1 注水排量不合理(A类)

2.1.1 合理注水排量大小与地质因素关系

油藏注水替油效果与注水排量存在一定对应关系,注水排量设计不合理易造成水驱效果差或失效,统计单井注水排量与注水效果发现 2 个规律:(1)多套储集体且不受断裂控制的油井小排量注水效果差;(2)深部断裂控制油井大排量注水效果差。

以 A 井为例,其纵向发育多套储集体,无深部断裂控制,大排量注水(日注水 200 m³ 左右)周期产油在 1 000 t 以上,效果相对较好(图 2)。

相反的,以 B 井为例,主要控制因素为深部的断裂,无多套储集体,采取小排量注水(注水排量小于 200 m³/d),周期产油量较多(大于 1 600 t)效果相对较好,大排量注水(大于 300 m³)效果较差(图 3)。

2.1.2 大排量注水机理认识

针对纵向上发育多套储集体且不受深部断裂控制油井,根据垂向均衡驱替准数公式:

$$\frac{\Delta \rho g k_z L^2}{\Delta p k_z h}$$

及注水参数差异,认为注入水先侧向,后垂向、侧向双重运移驱替。

室内试验研究表明注水排量小,垂向驱替准数较大,导致横向驱替准数减小,严重制约水驱平面波及系数,导致水驱效果差,试验数据见表 1。

2.2 近井储集体高注采比影响($K \geq 0.7$)(B类)

2.2.1 高注采比数值 K 界定

针对生产特征表现定容特征,且与邻井无动态干扰或连通的单套储集体,注采比高易失效。经统计,采油三厂 2016 年单井注水效果变差及失效井累计 34 口,其中注采比大于或等于 0.7 的变差及

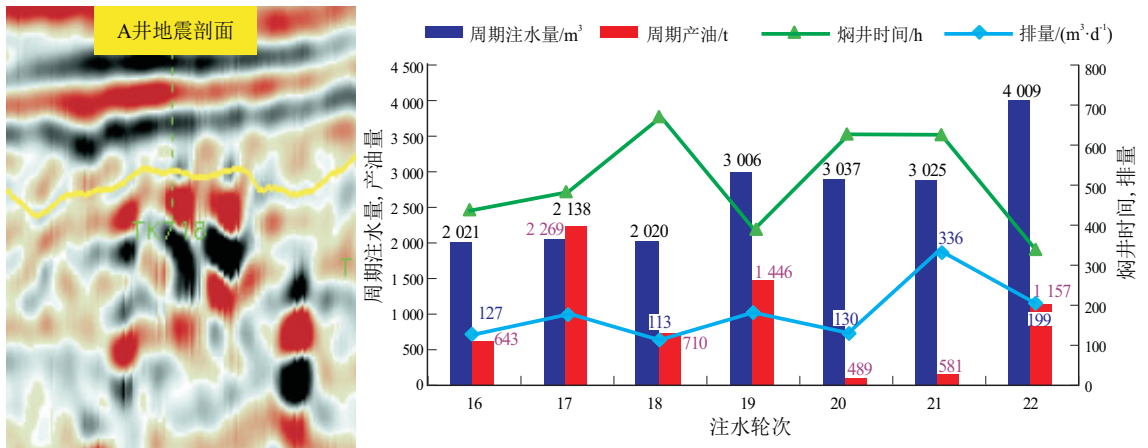


图 2 A 井多轮次注水替油效果统计

Fig.2 Multi-round water injection effects in well A

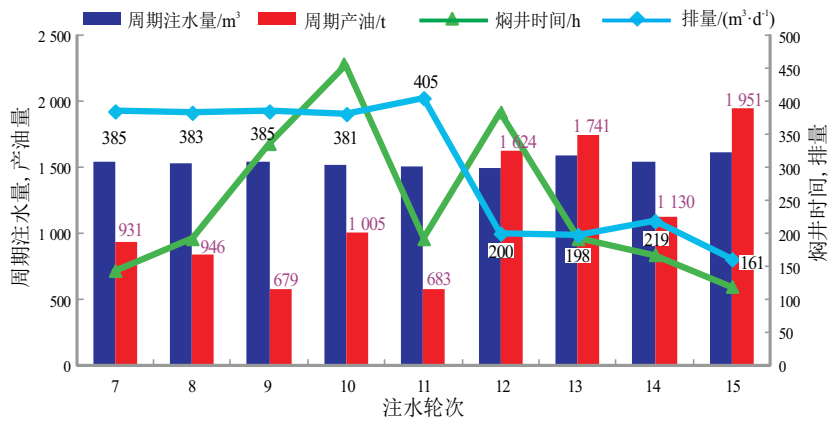
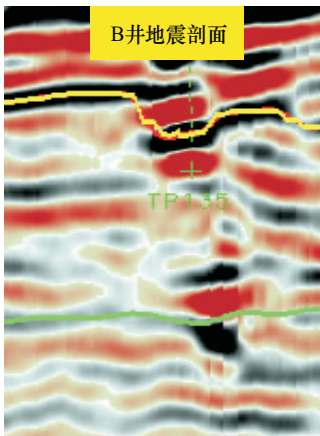


图 3 B 井多轮次注水替油效果统计

Fig.3 Multi-round water injection effects in well B

表 1 不同注水排量对垂向驱替准数影响

Table 1 Influence of different water injection on vertical displacement

地质因素	试验对象	样品数/个	注水排量 (m ³ ·d ⁻¹)	注水天数/d	垂向驱替准数
多套储集体无深部断裂	碳酸盐岩岩心	5	150	20	2.4
		5	250	20	1.8
		5	350	20	0.5

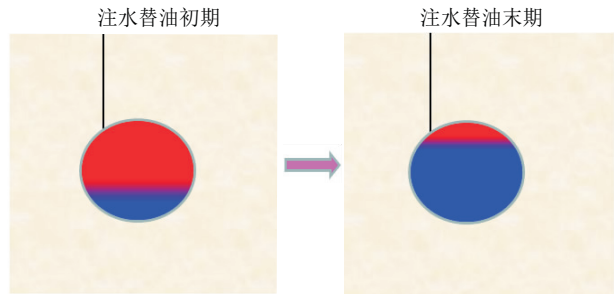


图 5 定容体高注采比失效模型

Fig.5 Fixed-volume high injection ratio failure model

计注采比达到 1.38 时,置换效果变差(周期注水 1 500 m³,周期产油仅 416 t),第 7 轮次注水后生产期间持续高含水(90%),注水失效。

2.3 注水过程中储集体泄油半径变化(C类)

2.3.1 泄油半径变化识别

注水过程中,储集体内部结构变化也直接影响注水开发效果,运用“三线分析法”可以有效判断储集体内部结构是否发生变化,“三线分析法”即运用“酸压完井曲线、注水指示曲线、能量指示曲线”分析判断储集体内部结构方法,当储集体泄油半径变小时,能量指示曲线表现为单位压降产液量、单位压恢耗水量大幅度降低,多轮次注水易失效。以 D 井为例,生产期间单位压降产液下降说明储层泄油半径减小(图 6)。

2.3.2 泄油半径变化失效原因

以托甫台区 E 井为例,从能量指示曲线上看出注水前机抽生产期间单位压降产液 512 m³/MPa,注水后生产期间单位压降产液下降至 106 m³/MPa,注水过程中泄油半径变小,累计注水替油 14 轮次,累计注水 3.7×10⁴ m³,第 10 轮次注水后失效,生产特征表现为高含水,液面 1 050 m,分析失效主要原因为注水置换空间变小,水驱波及体积受限,多轮次注

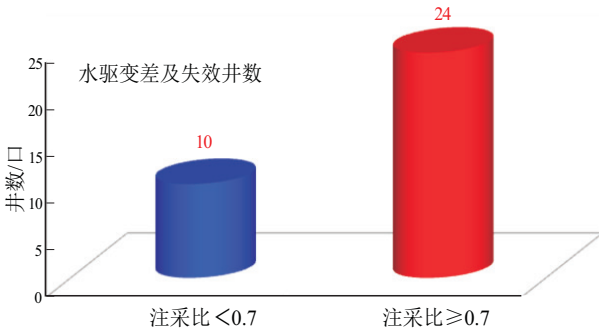


图 4 2016 年注水替油变差及失效因素统计

Fig.4 Statistical column showing different causes for water injection failure in year 2016

失效井 24 口,占比 70%,因此初步界定单套储集体注水失效时临界注采比 K 值为 0.7,即单套储集体注采比高于 0.7 易失效(图 4)。

2.2.2 高注采比失效原因

高注采比失效原因主要是定容储集体多轮次注水近井剩余油置换趋于饱和,继续注水导致水驱效果变差,生产期间表现为含水快速上升后高含水,水驱效率急剧下降,高注采比失效模型如图 5 所示。

以 C 井为例,其自喷期间累计产油仅 455 t,转抽后能量快速下降(单位压降产液 70.6 t/MPa),后尝试注水替油,前 5 轮注水置换效果较好(周期注水 1 000 t,周期产油 900 t),第 6 轮次注水后,累

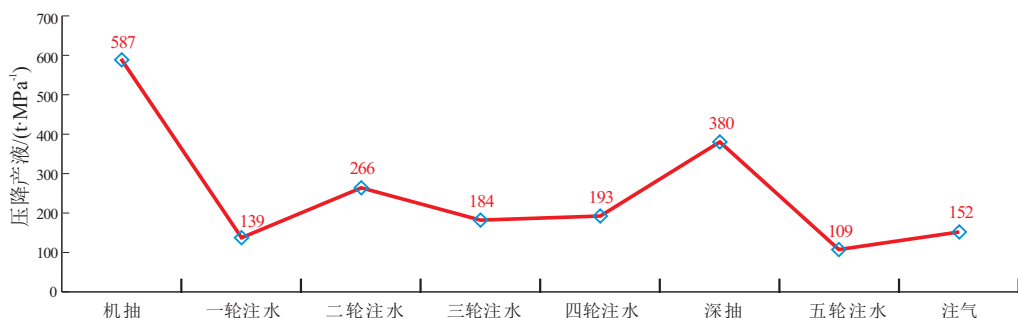


图 6 D 井注水前后单位压降产液变化曲线

Fig.6 Liquid yield changing with pressure drop before and after injection in well D

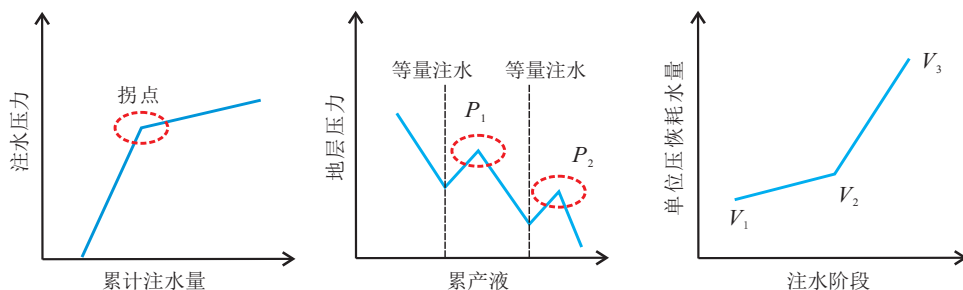


图 7 注水能量外溢识别图版

Fig.7 Identification of injection energy spillover

水末期近井储集体剩余油趋于饱和,导致生产期间高含水。

2.4 注水过程中存在能量外溢(D类)

2.4.1 注水能量外溢识别

随着水驱开发的进行,能量外溢直接影响单井注水替油效果,运用“三线分析法”即“能量指示曲线、注水指示曲线及单位压恢耗水量曲线”可综合判断注水过程中是否存在能量外溢,能量外溢具体表现为注水指示曲线出现“拐点”,能量指示曲线出现“连续下坡”,单位压恢耗水量曲线出现“斜率增加趋势”,具体识别标准如图 7 所示。

2.4.2 注水能量外溢失效原因

注水能量外溢表明注水在本井井周不能形成有效置换,导致水驱失效。

以 F 井为例,自 2008 年开始注水,截至 2015 年 12 月,累计注水 14 轮次,累计注水量 $2.86 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。前 13 轮次注水效果较好,第 14 轮次注水后高含水生产,周期注水 $3\ 000 \text{ m}^3$,周期产油 368 t 后持续高含水,注水接近失效。第 13 轮次注水 $2\ 000 \text{ m}^3$,周期产油 $1\ 324 \text{ t}$,生产期间单位压降产液量为 150 t/MPa ,第 14 轮次注水 $3\ 000 \text{ m}^3$ 理论上恢复液面至 960 m ,实际上注水后恢复液面至 $1\ 900 \text{ m}$,结合能量指示曲线及单位压恢耗水量综合分析认为第 14 轮次注水存在能量外溢。F 井注水能量外溢模型如图 8 所示。

3 注水替油失效井剩余油分析

根据注水替油失效原因判断剩余油赋存形势主要划分为 3 大类,即远井剩余油、近井剩余油、井间剩余油。

3.1 远井剩余油(针对 B 类原因)

高注采比失效原因主要是多轮次注水后近井地带剩余油置换达到饱和,水驱效果变差,此时剩余油主要分布在远端未波及到的储集体。

3.2 近井剩余油(针对 A、C 类原因)

当注采参数不合理或泄油半径变小时,注水置换空间变小,多轮次注水受限空间饱和,剩余油主要分布在近井被封隔储集体中。

3.3 井间剩余油(针对 D 类原因)

多轮次注水后期发生能量外溢,说明单井注水已波及到井间,此时水驱剩余油主要分布在井间储集体。

4 单井注水替油失效井治理方法

针对以上总结归纳的 4 种注水替油失效主要原因,笔者提出了相对应的治理方法。

4.1 优化注水排量

针对 A 类原因:注水排量不合理,治理方法主要是优化注水排量。针对多套储集体且不受深部断裂控制的注水失效井,采取大排量注水(大于 $200 \text{ m}^3/\text{d}$),

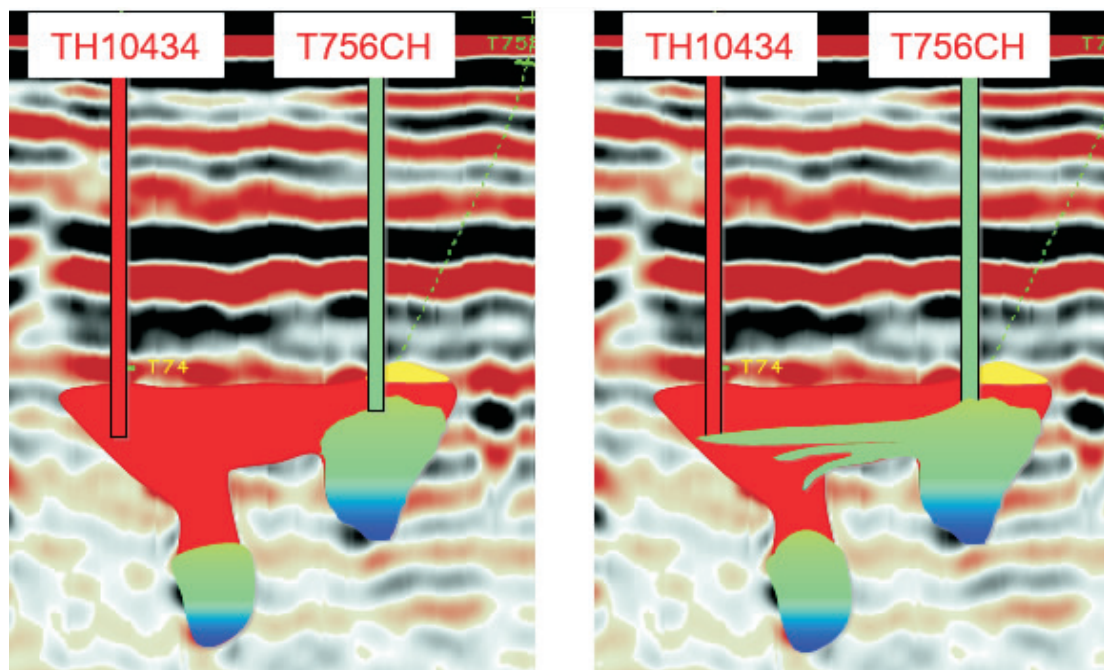


图 8 F 井注水能量外溢模型

Fig.8 Model of injection energy spillover in well F

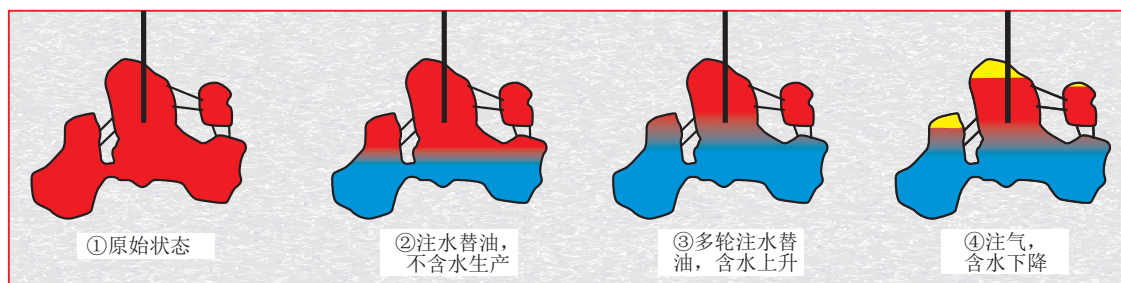


图 9 K 井模型刻画

Fig.9 Model illustrating well K

条件满足可以提高到 400 m³/d。针对单套储集体且受深部断裂控制的注水失效井,采取小排量注水(小于 200 m³/d)。

4.2 针对 B 类原因的治理方法

4.2.1 大规模注水或高压注水

针对储层位于顶部且注气潜力小的失效井,近井地带剩余油减少,常规注水无法改善水驱开发效果。通过大规模注水或高压注水方式,动用远端储集体剩余油是改善水驱效果的有效手段,注水设计主要依据注水前地层亏空大小。

以 H 井为例,溶洞型储层,2006 年 1 月开始实施注水替油,累计注水 12 轮次,累计注水量 4.06×10⁴ m³,累计注采比 0.73 时失效,首轮次大规模注水,根据亏空设计周期注水量 1.25×10⁴ m³,注水后生产效果明显改善,周期产油 3 789 t。

4.2.2 深抽

针对托甫台区部分弱能量井,注水后表现为液

面不恢复,即注水无效,采用深抽的方式放大生产压差,可有效改善水驱开发效果。

以 J 井为例,酸压沟通溶洞型储集体,供液不足后尝试注水替油,累计注水 3 轮次,累计注水 6 746 m³,注水前液面 2 700 m,注水后液面 2 628 m,注水后液面基本无恢复。2015 年 8 月进行深抽,泵挂由 2 808 m 加深至 3 503 m,增大生产压差后,本井可能沟通新储集体,开井初期液面恢复至 80 m,深抽后累计产油 2 734 t,效果较好。

4.2.3 转注气三采

针对多轮次注水替油效果变差且未完全失效井,近井剩余油主要集中在溶洞型储集体顶部,此时通过转注气三采的方式可以进一步挖潜剩余油。

以 K 井为例(图 9),累计注水 17 轮次,累计注水 5.09×10⁴ m³,第 11 轮次注水后效果变差。2014 年 9 月实施注气三采,周期注气 50×10⁴ m³,注水 2 617 m³,生产期间含水明显下降,周期产油 1 837 t,生

产效果改善。

4.3 处理井筒恢复泄油半径

主要针对 C 类原因。注水过程中储集体泄油半径变化,一般采取储层改造或处理井筒的方式恢复原来储集体的泄油半径。

运用能量指示曲线判断油井泄油半径变小后,根据潜力大小及效益评价手段决定是否上修处理井筒,目的是恢复井筒完整性,进一步改善水驱开发效果。

以 L 井为例,该井常规完井,储集体发育,机抽生产供液不足后进行注水替油。注水 5 轮,累计注水量 $6\ 374\ \text{m}^3$ 后,注水起压快,注水指示曲线显示泄油半径变小。2015 年处理井筒过程中探底,砂埋深度 88 m,处理井筒后,注水恢复正常,累计注水 2 轮次,累计注水 $6\ 000\ \text{m}^3$,累计产油 2 136 t (未评价结束),注水效果明显改善。

4.4 转单元注水

针对注水替油能量外溢注水井,转单元水驱,起到“舍弃点能提面能”的作用。

以 M 井为例,注水过程中替油效果逐步变差,动态分析认为注水过程中存在能量外溢,通过分析邻井生产动态响应特征发现,M 井注水过程中,邻井 N 井动态响应关系明显。目前 M 井转为单元注水,采用非对称不稳定注水方式进行,优化注采参数后设计日注水 $50\ \text{m}^3$,N 井稳定见效。

5 注水效果变差及失效井治理情况

基于以上总结的注水失效井治理方法,2017 年现场实施效果显著,1-8 月份注水效果变差及失效累计实施分类治理 22 井次(大规模注水、转注气三采、酸化等),有效 12 井次,待评价 6 井次,累计增油 10 481 t,实施结果如表 2 所示。

6 结论

针对注水替油失效井,结合静态地质资料及动态生产特征、能量指示曲线、注水指示曲线等资料,初步将注水替油失效井失效原因主要划分为 4 种类型,并针对每一种类型提出针对性治理方法,即:

表 2 2017 年 1-8 月注水效果变差及失效井分类治理统计
Table 2 Countermeasures for injection failure from January to August in year 2017

类别	实施井/次	有效井/次	待评价井/次	增油量/t	井号
优化注水排量	3	3	0	3 505	TH10306、TK718、TP135
加大注水规模	3	1	1	900	T753CH
转注气	9	5	2	3 626	TH10274、TK1058、T756CH、T811CH2
转单元注水	4	2	2	1 200	TK893、TK828CH
酸化	2	1	0	1 250	TP203X
高压注水	1	0	1		TP31CH2
合计	22	12	6	10 481	

(1) 注水排量不合理导致注水失效井应针对不同类型油藏合理优化注水排量。

(2) 注采比大于 0.7 油井注水失效井一般采用大规模注水、高压注水、深抽等方式动用远端储集体剩余油。

(3) 注水过程中储集体泄油半径变化失效井一般采用处理井筒恢复泄油半径。

(4) 注水过程中能量外溢失效井一般采用转单元注水的方式继续动用井间剩余油。

参考文献:

- [1] 康玉柱. 中国塔里木盆地石油地质特征及资源评价[M]. 北京:地质出版社,1996.
- [2] 肖玉茹,何峰煜,孙义海. 古洞穴型碳酸盐岩储层特征研究:以塔河油田奥陶系古洞穴为例[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(1): 75-80.
- [3] 胡广杰. 塔河油田缝洞型油藏周期注水开发技术政策研究[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(1): 59-62.
- [4] 荣元帅,刘学利,罗娟. 塔河油田多井缝洞单元注水开发试验研究[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(4): 83-87.
- [5] 秦积舜,李爱芬. 油层物理[M]. 北京:石油大学出版社, 2003: 71-72.
- [6] Mohan H' Burchardt P, Witthite G, et al. Evaluating waterflooding potential in a Morrow sandstone reservoir[J]. Society of Petroleum Engineers, 1996, 4: 21-24.

(编辑 叶德燎)