

塔河油田碳酸盐岩油藏

定量化注水提高水驱效率现场应用与研究

任科, 蒋林, 黄米娜, 梁莎, 唐博超, 李桂云

(中国石化西北油田分公司采油三厂, 新疆轮台 841604)

摘要:塔河油田碳酸盐岩油藏具有埋藏深、非均质性强的特点, 主要储集空间以溶孔、溶洞和裂缝为主, 裂缝为主要渗流通道。随着油田能量的递减, 注水做为补充能量最经济有效的方式得到大力推广。根据物质平衡原理, 依托酸压曲线、注水指示曲线、能量指示曲线, 对注水进行定量化计算, 精细注水, 明确注采关系, 优化注采参数, 推动油田提高水驱效率和采收率。

关键词:注水开发; 定量化; 能量; 压差; 碳酸盐岩油藏; 塔河油田

中图分类号: TE344

文献标识码: A

Application and research of quantitative water injection to improve oil recovery in Tahe carbonate oil field

Ren Ke, Jiang Lin, Huang Mina, Liang Sha, Tang Bochao, Li Guiyun

(No.3 Oil Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841604, China)

Abstract: Carbonate reservoirs in the Tahe oil field are featured by great burial depth and strong heterogeneity. Oils mainly reserved in dissolved pores, caves and fractures, while fractures worked as the main seepage way. As formation energy decreases in oil field, water injection has become a most promoted way to supply energy thanks to high economic returns. According to the principle of material balance, with acid fracturing curve, water flooding curve and energy curve, we calculated the volume of water, made a better understanding of the relationships between water injection and recovery, and then optimized injection-production parameters, to improve the water flooding efficiency and oil recovery.

Key words: water flooding; quantitative; energy; differential pressure; carbonate reservoir; Tahe oil field

塔河油田是世界少有的大型海相碳酸盐岩油田, 具有埋藏深、储集体空间多样、油藏非均质强、高温、高压、超稠、超黏、高含硫的特点。油藏的特殊性造成开发难度大, 与其他油田相比, 塔河碳酸盐岩油藏采收率较低, 一次采收率只有 10%~13%。随着油井能量的衰竭, 自 2005 年起, 注水作为经济有效的补充能量手段逐步开始推广, 注水开发也逐步从定性分析向定量化发展。如何精细注水、提高采收率成为了一项探索实践的重要课题^[1-4]。

注水开发初期, 确定注水量等重要参数主要依靠生产经验或者定性分析, 无定量计算方法; 后期根据生产情况再对注水参数进行修正, 影响了生产时效, 甚至由于参数设定不合理对生产造成不良影响。所以油田迫切需要对注水进行定量化设计, 更好地指导生产。经过两年的探索实践, 西北油田采油三厂总结出一套定量化注水的科学方法, 开辟出

一条油田定量化水驱、提高采油率的新路子。

1 定量化注水机理

1.1 核心原理——物质平衡原理

塔河碳酸盐岩油藏最主要的储集空间是不同尺度的溶洞型储集体, 毛管力可以忽略不计, 流体在溶洞中的流动属于管流范畴, 注水开发机理主要是补充能量和重力分异。

定量化注水的思路主要依据物质平衡原理, 物质平衡原理在注水定量化中的最基础指标有:

(1) 单位压降产液量 EEI , t/MPa。公式表示为:

$$EEI = Q_1 / (\rho \cdot g \cdot \Delta H) \quad (1)$$

式中: Q_1 为能量正常下降期间阶段产油量, t; ρ 为产液密度, g/cm³; g 为重力加速度, 以 10 m/s² 计; ΔH 为初、末期液面差, m。

(2)注水设计:末期动液面 M_1, m ;地质目的:注水后液面恢复至 M_2, m 。计算需要恢复压力 $\Delta P, MPa$ 。

$$\Delta P = \rho g (M_1 - M_2) / 1\ 000 \quad (2)$$

达到地质目的需要注水量 $Q_2 = \Delta P \cdot EEI$ 。

根据生产期间液面、功图载荷、压力、产液等参数,折算出能量的补充与消耗,从而达到量化目标。针对注水替油和单元注水 2 大注水类型,结合油水井的动态分析,形成 2 类方法:对于注水替油井,根据储集体亏空情况量化补充能量;针对单元注水井,尤其是多注多采等复杂情况下,依据单元能量变化确定注采关系、计算分流量等(图 1)。

1.2 注水和能量指示曲线

量化注水依托的 3 条曲线为酸压曲线、能量指示曲线(动液面随累产液的变化指示曲线)、注水指示曲线(注水压力随累注入量的变化指示曲线)。根据三线及生产情况判断储集体地质模型,从而采取最优的注水方式(图 2)。

通过量化注水设计来优化存量提高时效,三线合一寻找增量,科学扩大注水规模,在生产经营中实现提质增效、降本增效。

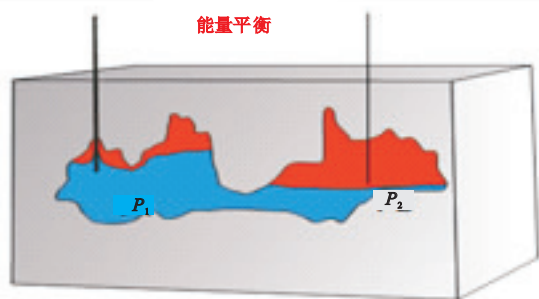


图 1 塔河油田注采井间能量平衡

Fig.1 Injection-production energy equilibrium between wells in Tahe oil field

2 量化注水实践

2.1 单井注水效果

以能量恢复为核心,量化精细设计,提高单井注水效果。

(1)以恢复目标油藏能量设计注水量。以塔河油田某区块 A 井为例。该井为供液不足多轮次注水替油井,前期生产至液面接近泵挂时,注水量根据经验定。利用量化分析方法,A 井注水设计具体计算如下:末期液面 3 200 m,地质目的:注水后液面恢复至 3 00 m,需补充能量 $P = \rho gh = 0.829\ 6 \times 10 \times (3\ 199 - 300) / 1\ 000 = 24.1$ (MPa),需要至少注水量 $V = 162 \times 24.1 = 3\ 904\ m^3$ 。通过量化设计注水,A 井注水 4 000 m^3 后液面恢复程度达到设计要求,初期自喷产油 517 t;注水后周期产油 1 911 t,注水生产时率由 87.8% 上升至 91.1%,量化设计取得较好效果,具有很大的推广意义。

(2)计算近井规模,科学扩大注水规模,动用远端储集体。以塔河油田 B 井为例,该井静态地质资料显示有多套储集体(图 3)。该井为多轮次注水替油失效井,通过绘制能量指示曲线、注水指示曲线(图 4),分析注水失效原因为:高注采比后,周期注水 4 000 m^3 无法突破近井,动用远井储量。依据能量指示曲线判断,近井溶洞体积 $V_{近} = 9\ 187\ m^3$ 。大规模注水设计: $V_{注} > V_{近}$,考虑注水经济风险,注水量暂定 10 000 m^3 ,后期根据注水指示曲线进行调整,注水量调整至 12 527 m^3 。大规模注水效果显著,实现增油 1 104 t,提高采收率 0.94 个百分点(B 井容积法测得地质储量 $11.64 \times 10^4\ t$)。

2.2 单元水驱效果

单元注水量化注水优势,以储量动用为目的,稳步扩大注水规模,提升单元水驱效果。

单元注水过程中,随着开发进程的推进,存在

酸压曲线	能量指示曲线	地质模型	注水指示曲线	剩余油类型	注水方式
				分割型	大规模注水,突破瓶颈
				缝-洞型	高压注水,突破高阻流区
				远端是否有溶洞?	高压注水,尝试沟通溶洞

图 2 塔河油田 3 条曲线指导注水方式

Fig.2 Three curves guiding production in Tahe oil field

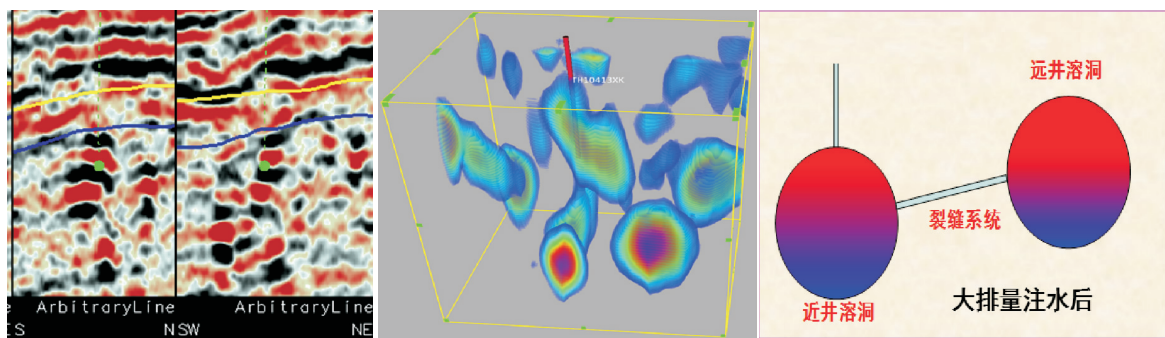


图 3 塔河油田 B 井静态地质资料及模型

Fig.3 A model for static geologic data of well B in Tahe oil field

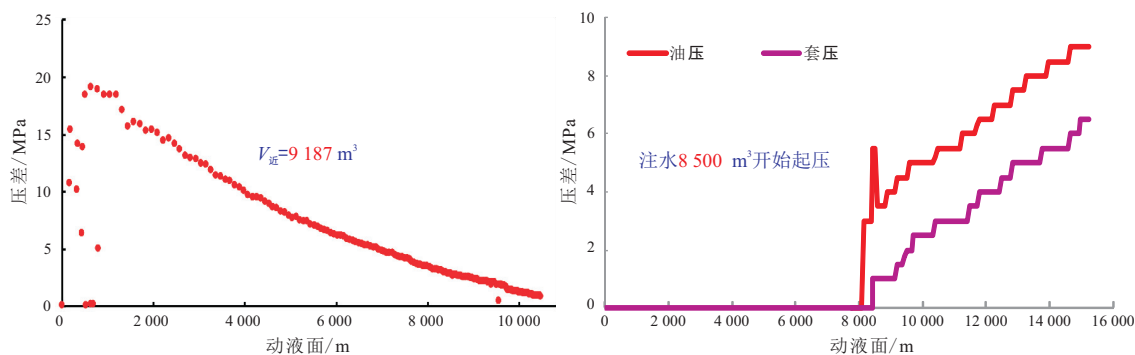


图 4 塔河油田 B 井注采指示曲线

Fig.4 Injection-production curves of well B in Tahe oil field

大量多个注水井对应多个受效井的情况,多个注水井注水时间存在重叠,这将造成开发中的 2 大问题:①一对多情况,注水井注水,对不同受效井分水量是多少,有效的注水量是多少;②多对多的情况下,受效井来水的方向不明确,到底是哪个注水井注水的效果难以辨别。

注水定量化使得计算注水分水量成为可能。根据不同受效井的液面、压力变化情况,折算能量补充情况,再折算到分水量,从而得出合理的总注水量。

通过将注入水的体积、受效井液面全部折算成能量的形式(具体为压力),创建注水指示曲线、能量指示曲线的叠合图,从而根据能量的走向辨别出水流方向。

以塔河十区南某井区为例。供液不足井 C 井生产过程中首次液面异常上升,根据该井油藏特征及前期生产情况且该井本身无任何措施,C 井能量为何变强,开始从区域具有静态连通基础的邻井寻找原因。周围邻井 D 井、E 井均在注水,单纯定性分析,无法判断哪口井注水导致 C 井供液变好,为保持 C 井能量,下步选择哪口井注水也成为一难题。于是根据 C 井、E 井、D 井、F 井压力、液面进行了定量化计算。根据各井能量正常下降期间

阶段产油量,计算出各井单位压降产液量 $E EI$,通过注水量推算出理论压力,与实际压力的差值即外溢能量,从而推算出外溢注水量。计算结果见表 1,通过注水,E 井—C 井,D 井—E 井均存在正向压差(注水井—采油井),均有可能建立连通。

再对 D 井、E 井、C 井注水过程中能量变化情况:实测压差变化曲线、通过注水量计算出的理论压差变化曲线,及 C 井液面变化曲线进行叠合,绘出能量对应变化图(图 5)。可以看出:E 井注水期间,根据实测压差与理论压差变化趋势对比,显示外溢的能量呈先上升后走平的趋势,跟 C 井液面变化情况吻合。而 D 井外溢的能量处于持续上升的状态,与 C 井液面变化趋势不符。

从而明确井组关系:(1)E 井与 C 井连通响应

表 1 E 井井区液面、压力统计
Table 1 Liquid level and pressure of E well area in Tahe oil field

井号	D 井投产地层压力/MPa	目前地层压力/MPa	外溢量/ m^3	与 C 井压差/MPa	与 F 井压差/MPa
C 井	43.0	44.9	-1 335	0	8.1
E 井	43.5	47.13	2 316	2.23	10.33
D 井	37.7	54.0	1 981	9.1	17.2
F 井	33.6	36.8		-8.1	

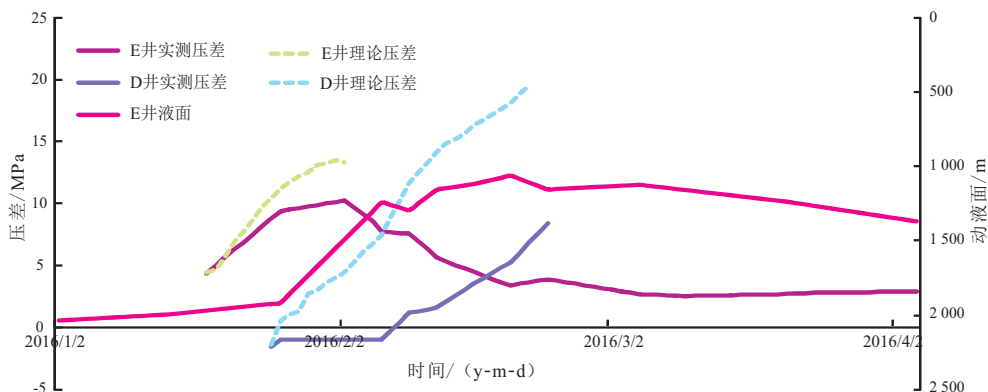


图5 塔河油田 E 井井区注采井能量变化叠合图

Fig.5 Energy change combination curves of E well area in Tahe oil field

明显(曲线相关性程度高);(2)D 井与 C 井连通响应不明确(曲线相关性程度低);(3)因 F 井无液面数据(带封隔器),无法判断是否受效。明确连通关系后,C 井能量下降时,则 E 井第一时间注水补充能量,提高生产时效。

通过平面划分缝洞单元边界、纵向分段,采用容积法计算储量,计算出 E 井区 C 井—D 井—E 井—F 井的地质储量在 145.31×10^4 t。由于能量递减快,目前采收率仅 9.33%,剩余油主要分布在井间,在不加密井网的情况下,通过量化注水开发,持续动用井间储量,预计增油 1×10^4 t 以上,至少可以提高采收率 0.7 个百分点。

3 结论

(1)依据物质平衡原理,结合能量指示曲线、注水指示曲线,对直接钻遇溶洞或者裂缝沟通近井溶洞型储集体进行量化设计注水规模,量化补充油藏能量,可有效提高储量动用。针对裂缝沟通远井溶洞型储集体,通过计算启动压差临界注水量,合理加大规模,提高了有效波及体积,提升了油水置换率。

(2)复杂注采井网中,通过分析受效井液面、压力变化情况,计算出变化压差,同时对比前期单位压降产液量,计算出不同受效井分水比例,可以有效指导优化注采参数,提高水驱系数。

(3)应用“单元压差曲线”,可以有效指导分析注水井组间压差变化规律,并进一步明确井间连通关系。

(4)通过分析能量指示曲线,找出能量变化关键对应节点,精确计算注水井组间能量压差,确定注水启动连通所需最小设计压力,后通过高压注水创建井组能量平衡,有利于建立完善的注采井网,提高井控可采储量,提高采收率。

参考文献:

- [1] 黄旭楠,李华启,王赐柱.油气勘探项目后评价指标体系与定量评价[J].国际石油经济,2010,21(2):155-158.
- [2] 李传亮.油藏生产指示曲线[J].新疆石油地质,2001;22(4):300-334.
- [3] 鲁新便.岩溶缝洞型碳酸盐岩储集层的非均质性研究[J].新疆石油地质,2003,24(4):266-302.
- [4] 修乃岭,熊伟.缝洞型碳酸盐岩油藏水动力学模拟研究[J].特种油气藏,2007;14(5):49-51.

(编辑 韩 或)