

文章编号: 0253-9985(2005)05-0623-07

缝洞性碳酸盐岩油气藏开发对策 ——以塔河油田主体开发区奥陶系油气藏为例

陈志海¹, 刘常红¹, 杨 坚², 黄广涛¹, 鲁新便²

(1 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083 2 中国石化西北分公司, 新疆乌鲁木齐 830011)

摘要: 塔河油田奥陶系油气藏是典型的古岩溶缝洞性碳酸盐岩油气藏, 开发初期采取滚动勘探开发模式、分批次动用储量、“点、线、面”复合直井井网控制储量、以地震属性的提取与分析为主的储层预测与识别技术、深度酸压和侧钻水平井等技术取得了较好效果, 使开发井建产成功率由不足 60% 提高到 85% 以上, 探明石油地质储量突破 5×10^8 t, 油田年产量达到 350×10^4 t。随着开发进程的深入, 对缝洞储集体的识别精度不够, 缝洞性油藏储量的可信度低, 开发中后期缺乏提高采收率和单井产能的对策等方面影响了开发效果的进一步提高。为此, 下步的开发工作中应采取以下措施: 1) 以动用储量或可采储量作为开发方案编制或调整的依据; 2) 用直井加水平井的复合井网增加对储量的控制; 3) 重新划分开发单元; 4) 采用单井控制储量规模确定合理开发井数; 5) 以合理生产压差确定单井配产。

关键词: 塔河油田; 碳酸盐岩; 岩溶; 开发对策; 开发实例

中图分类号: TE357.1 **文献标识码:** A

Development strategy of fractured-vuggy carbonate reservoirs — taking Ordovician oil/gas reservoirs in main development blocks of Tahe oilfield as examples

Chen Zhaha¹, Liu Changhong¹, Yang Jian², Huang Guangtao¹, Lu Xinbian²

(1 Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing; 2 Northwest Branch Company, SINOPEC, Urumqi)

Abstract Ordovician reservoirs in Tahe oilfield are typical fractured-vuggy carbonate reservoirs of fossil karst type. Progressive exploration and development pattern was adopted in the initial stage of development. Reserves were brought into production stage by stage. Vertical well pattern combining the selected “spots, lines and the whole area” was applied to control the reserves. Reservoir prediction and identification technologies with extraction and analysis of seismic attribute as the core, as well as strong acid fracturing and sidetrack horizontal drilling technologies were successfully applied in development. Success ratio of development well increased from below 60% to over 85%, discovered oil reserves in place exceeded 500 million tons, and annual production capacity of the oilfield reached 3.5 million tons. However, several factors have influenced further improving development effects along with progress of oilfield development, such as inadequate understanding of the features of fractured-vuggy reservoirs, low reliability of discovered oil reserves, and lack of measures to enhance oil recovery and single well production capacity in mid- and late-development stages. To solve these problems, the following measures should be taken in future oilfield development: (a) compilation or adjustment of development program should be made on the basis of producing reserves or recoverable reserves; (b) enhancing control over reserves by applying combined vertical and horizontal well pattern; (c) redividing development blocks; (d) determining rational well numbers according to single well controlled reserves; and (e) determining individual well's production proration according to rational producing pressure drop.

Key words Tahe oilfield; carbonates; karst; development strategy; development example

基金项目: 中国石化股份有限公司科技开发项目 (P03093)

第一作者简介: 陈志海, 男, 35 岁, 高级工程师, 油气田开发

收稿日期: 2005-07-09

1 油气藏特征

塔河油田下奥陶统碳酸盐岩油气藏是塔里木盆地最大的整装油气藏,属于大型古岩溶缝洞性碳酸盐岩油气藏^[1~7]。目前探明含油面积为 704 km²,探明石油地质储量已突破 5×10^8 t,动用含油面积为 381 km²,动用石油地质储量 2.24×10^8 t,年产能 350×10^4 t。塔河油田油气藏埋深超过 5 350 m,原始地层压力为 60~62 MPa,地层压力系数为 1.02~1.05,地层温度为 125~128℃,属于常温常压超深层油气藏。塔河油田流体类型丰富,主要有凝析气、挥发油、轻质原油、中质原油和重质稠油等。天然水体的类型比较复杂,既有定容封闭水体,又有块状底水,很可能属于整体上不具有同一底水的油气藏^[3~4]。

根据滚动勘探的进展,将油田分为 2、3、4、6、7 和 8 区 6 个区进行开发。经过 8 年的开发实践,积累了一定的开发经验,同时也暴露出认识上的偏差,为此有必要探讨下一步的开发对策,为今后该类油田开发方案的制定或调整提供借鉴。

塔河油田下奥陶统油气藏位于阿克库勒凸起的西南部。在大型褶皱潜山为背景的斜坡带上,局部发育的不同规模的古岩溶残丘群是塔河油田的主要储油构造。区内发育有东西向、南北向、北东向、北西向 4 组断裂,大部分为高角度逆断裂,少数为张性断裂。岩溶风化侵蚀作用很强,地形起伏很大,储集空间类型以裂缝和溶蚀孔洞为主,油气主要赋存于严重非均质性分布的缝洞储集体内。储层预测与识别技术对缝洞储集体的识别与预测精度较低,增加了开发该类油气藏的难度。另外,烃类流体的多样性和分布的强非均一性进一步增加了开发的复杂性。岩心统计结果表明,基质基本没有储集和渗流能力,对流体流动具有渗流屏障作用。

缝洞性储层分布的严重非均质性决定了油井产能分布的巨大差异性。在 4 区中 40 口投产井的采油指数与产油贡献分布表明,油井采

表 1 塔河油田 4 区油井采油指数与累积产油贡献大小分布表

Table 1 Distribution of productivity index and cumulative oil production in block 4 of Tahe oilfield

采油指数范围 / [m ³ · (MPa · d) ⁻¹]	井数 / 口	井数分布 比例 / %	累积产油贡献 比例
> 1000	3	7.5	27
> 100~1000	8	20.0	38
10~100	21	52.5	30
< 10	8	20.0	5

油指数差异很大(表 1)。采油指数最大的 S48 井为 $1\,654\text{ m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{d})$,最小的 S64 井仅为 $0.7\text{ m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{d})$,采油指数极差为 2 632。采油指数大于 $100\text{ m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{d})$ 的井所占比例仅为 27.5%,而累计产油的贡献率却为 65%。产能的贡献主要集中在少数的中高产井。

2 已有的开发技术和成果

2.1 滚动勘探开发模式

最早发现的 3 区和 4 区油藏采用了滚动勘探开发模式,即在勘探与评价区内,分批次部署滚动勘探开发井,边部署边评价。在逐步加深对储层地质和油藏特征认识的基础上,向外围逐步甩开。3 年内实现了 3、4 和 6 区的当年评价、当年探明,当年建产。1999—2001 年的两年内年产油由 59×10^4 t 增加到 201×10^4 t,向南扩大了含油面积后,发现了 2、7 和 8 区油藏。2004 年底探明含油面积为 704 km²,石油地质储量 5×10^8 t,目前动用含油面积为 381 km²,动用石油地质储量 2.24×10^8 t,年产能 350×10^4 t。S48 井单井已累积产油 63.5×10^4 t,累积产水 7.1×10^4 t,累积产气 0.36×10^8 m³(图 1)。滚动勘探开发模式不但降低了开发风险,而且实现了储量和产量同步增长。

2.2 建立了储量动用原则

塔河油田下奥陶统油气藏储量丰度整体上呈西、北高,东、南低(表 2)。西北部 4、6 和 7 区的储量丰度明显高于东部和南部的 2 和 3 区,相差 2~3 倍。油藏纵向上整体含油,但靠近油藏上部 0~60 m 含油丰度高,中下部逐渐变低。

依据储量的分布规律,其储量动用原则为: 1)

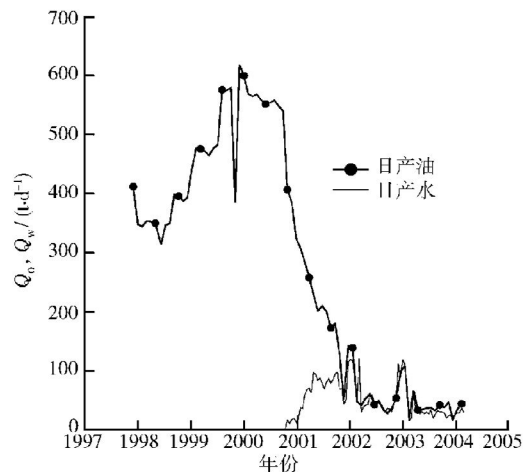


图 1 S48 井生产曲线图

Fig. 1 Production curve of S48 well

表 2 不同区储量丰度差异对比表
Table 2 Comparison of reserves abundances
in various blocks

区块	含油面积 /km ²	复算地质储量 /10 ⁴ t	储量丰度 / (10 ⁴ t·km ²)
4	56.7	4 934	87
6	69.8	5 003	72
3	23.5	595	25
2	74.6	3 229	43
7	39.7	3 545	89
8	116.8	7 791	67

优先动用储量丰度高的区域, 再动用储量丰度中等区域, 而对储量丰度低的区域进行评价或目前不动用; 2) 垂向上采取优先动用下部, 而后上返中上部储集段, 重点作业措施针对上部储集段。

2.3 储层识别与预测技术

准确识别与预测缝洞储集体的空间展布是开发此类油气藏的地质基础。目前已初步建立了一套适合塔河油田碳酸盐岩储层预测的技术系列^[7-8], 并总结出缝洞储集体的地震属性响应特征: 1) 当岩溶残丘顶部储层缝洞发育时, 地震剖面上常表现为弱振幅、低波阻抗、低频等特征, 振幅

变化率多表现为高值, 相干表现为弱相干; 2) 在奥陶系内幕, 储集体发育带则表现为强振幅异常反射、振幅变化率大、弱相干、低波阻抗、低速度等特征。另外, 在振幅变化率图上缝洞体沿层发育表现为“椭圆形、串珠状、条带状异常”; 当缝洞体特别发育时, 内部反射呈不规则状、不均匀性, 地震反射越是不规则, 缝洞越发育。

T402井在钻井过程中钻遇多套缝洞系统(图2), 岩溶残丘顶部在地震剖面上表现为弱振幅、低波阻抗、低频等特征, 振幅变化率表现为高值, 相干表现为弱相干。该井投产初期采用 8 mm 油嘴生产, 日产量超过 150 t 油压高于 5 MPa。应用该技术系列预测了裂缝和溶洞的发育带, 使钻井的成功率由不足 60% 提高到 85% 以上。

2.4 “点、线、面”相结合的布井方式

4区开发早期优先占据岩溶高点的点状布井, 获得了一批高产稳产井, 采用以高产井为中心的不规则面积井网, 并对岩溶洼地适当加密井距相结合的布井方式。油井投产后, 高产带和低产带

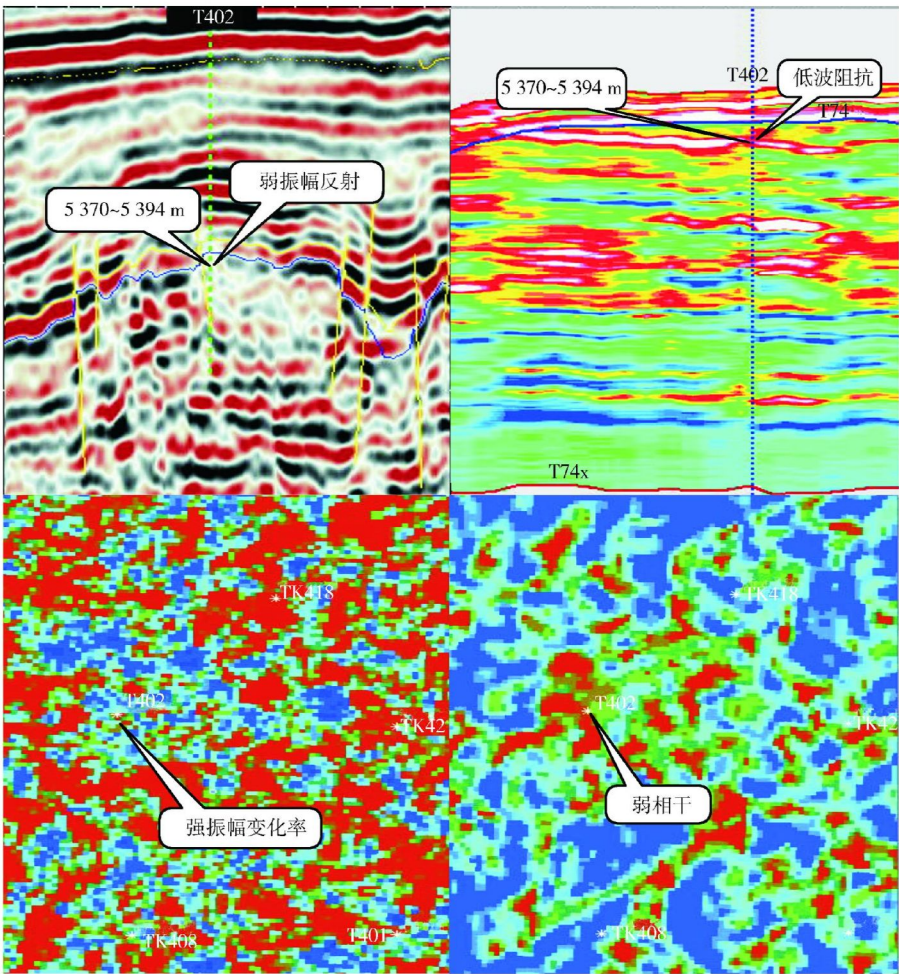


图 2 T402井钻遇缝洞体的地震属性参数分布图^[5-6]
Fig. 2 Distribution of seismic attribute parameters of fractured-vuggy reservoirs encountered in T402 well

分布明显,且高产带内井能量相对充足,低产带内井定容封闭特征明显。对 6 7 和 8 区的储量丰度高值区,利用非规则面积井网控制不规则缝洞储集体内的储量,而对缝洞储集体不发育的局部区域采取少布井或不布井。这加速了对高产区储量的动用程度,降低了低产井的出现机率,提高了开发井的经济效益。

2.5 开发初期立足于天然能量

是否需要补充能量决定于开发油气藏的天然能量是否充足。塔河油田开发早期部分区块表现出天然能量充足的块状底水特征。如 S48 井区表现为天然能量充足,油井长期高产稳产,累积产量高达 450×10^4 t 压降仅下降 2 MPa 地层压力一直保持在原始地层压力的 95% 以上,预计一次采油采收率可达 18%。而有的井区表现为定容封闭特征,地层压力下降幅度明显,采取机抽强采和单井注水替油措施,取得了初步效果。

2.6 深度酸压技术

深度酸压技术的酸液类型在逐步完善,已由普通酸发展到胶凝酸、稠化酸、乳化酸等酸液体系^[9-10]。注入工艺由一级注入发展到“压裂液+酸液”二级或三级注入。注入井口泵压由 40 MPa 提高到 80~90 MPa。返排技术发展了注液氮返排、连续油管气举返排、抽汲返排。酸压选井选层参考地球物理特殊处理结果等。该油藏大部分井都是经酸压后才投产,酸压井总产量占油藏总产量的一半以上(表 3)。储层酸压改造使 20 多口无法投产井变为中高产井,平均单井日产油为 118.8 t 平均增产倍数为 60。

2.7 侧钻开窗或水平井

对经多次酸压无法建产的井引进了短半径水平井侧钻技术,在原井眼 400 m 范围内寻找有利储层。如 TK425CH 井,侧钻时,距原井眼 300 m 就

发生放空、漏失和井涌,完钻后日产达 400 t 以上。其后实施的 10 多口井都钻遇溶洞裂缝发育带而获得了高产。另外,利用水平井可以提高在平面上钻遇溶洞裂缝发育带的机率。如 TK448H 井钻遇 4 个缝洞发育储集体,大大提高了沟通天然缝洞系统的能力。目前已经实施的多口水平井均获得高产油气流。

3 有待解决的技术难题

3.1 储层识别精度差

油田开发进入中后期,对缝洞体描述的精度要求越来越高,须进一步刻画缝洞体的空间展布和不同缝洞体之间的连通关系。目前地震资料的分辨率难以量化描述缝洞储集体的展布边界或分布范围^[6]。此外,地震属性参数提取与分析的多解性限制了对缝洞储集体的识别准确度,缝洞储集体的空间展布问题目前仍难以解决,制约了开发井网的调整和未动用储量的挖潜。

3.2 储量可信度不高

利用容积法计算严重非均质的缝洞性碳酸盐岩油气藏储量,无法单独计算不同缝洞体内储量的大小,只能沿用层拉平的方法对储量计算参数分区分段进行均一化处理。因此无法较全面地反映储层的非均质性和参数取值的差异性^[3-8]。储层的严重非均质性降低了储量的探明程度,申报国家储委的“探明储量”很可能只相当于“控制储量”级别。所以储量的不确定性不但增加了缝洞性油藏开发的风险,而且降低了油藏工程分析结果的可信度,如合理产量、合理采速等油藏工程评价指标的可信度偏低。

3.3 动态评价参数可靠性低

塔河油田每个缝洞系统可能自成体系,形成

表 3 塔河油田部分油井酸压前后生产效果对比表

Table 3 Comparison of productions before and after acid fracturing stimulation in some wells in Tahe oilfield

井号	酸液体系	施工工艺	压前产量 / (t · d ⁻¹)	压后初产 / (t · d ⁻¹)	累计产油 / 10 ⁴ t
S66	稠化酸	多级注入	0	109	1.77
TK 305	胶凝酸	一级注入	0	51	1.63
S67	胶凝酸	一级注入	20.3	463	7.75
TK 411	稠化酸	多级注入	0	220	4.56
TK 413	胶凝酸	二级 / 混氮	93.0	150	1.05
S64	胶凝酸	一级注入	0	22	0.34
TK 404	稠化酸	二级注入	12.1	46	11.00
TK 409	胶凝酸	一级注入	3.8	192	6.97
TK 408	胶凝酸	一级注入	3.8	251	10.64
TK 410	胶凝酸	一级注入	0	276	3.67
T403	稠化酸	二级注入	1	158	3.87
S65	胶凝酸	二级注入	0	337	5.96

一个独立的封闭体系。油藏工程评价只有立足于“小连通体”,评价结果才有意义。目前开发单元划分研究程度较低,获得较为准确的“小连通体”分布存在一定难度,使得油气藏工程研究的地质基础薄弱,降低了开发指标评价和预测的可靠性。

3.4 难以提高采收率

开发实践表明,多数中低产井表现为天然能量不足,油井投产后产量持续递减,甚至停喷生产,反映单井钻遇储层的连通性差,定容封闭特征明显。但对储集体之间的连通性与展布关系不清楚,补充能量的二次采油无法弄清注入剂的驱油方向和波及体积大小,无法开展补充能量开发,缺乏进一步提高采收率的对策。

3.5 稳油控水难度大

深度酸化压裂技术对酸化裂缝的缝高难以控制,所以既能沟通油体,又能沟通水体,投产初期,油井常表现为高产稳产,一旦见水迅速水淹。油井见水之后,化学堵水效果很差,机械堵水之后油井无产液量,二次酸压效果欠佳,缺乏进一步增产的有效手段。

4 下一步开发对策

4.1 逐步升级储量的级别

严格而言,塔河油田没有进入真正意义上的开发阶段,一直处于滚动勘探开发评价阶段,此类油藏的储量始终处于未探明状态。容积法计算的储量级别较低,难以达到碎屑岩油藏探明储量的级别,只能作为制定开发方案或调整方案的参考而不能作为依据。但对开发而言,此类油藏更应强调动用储量或可采储量。

4.2 水平井开发技术应用

缝洞性碳酸盐岩储层由诸多缝洞储集体或缝洞群组成。因淋滤溶蚀而形成的缝洞发育体或群的分布形态极不规则,包括“树枝状”、“网络状”和“迷宫状”,要求采用灵活多变的井网形式适应储集体分布形态的变化。

塔河油田主体开发区目前主要采用直井井网开发,直井在纵向上可钻遇多套缝洞系统,已经取得很好的开发效果。但随开发的不断深入,需挖潜区的储层条件越来越差,直井钻遇缝洞储集体的机率将越来越低。开发实践表明,有利储层主要分布在靠近奥陶系顶部的0~120 m范围内,且高角度缝和断裂较发育,利用水平井开发技术补充与完善已有的直井井网,可提高单井钻遇缝洞体的机率,进而提高对未动用区域的储量动用率。

4.3 重新划分开发单元

开发动态表明,同一开发区内流体性质差异很大,且属于不同的缝洞系统,并不属于同一个“连通体”,所以不具备“同一油气藏”的概念,须对储层物性和流体性质差异大的开发区重新划分开发单元。其划分开发单元的原则是:1)属于同一个缝洞储集单元;2)具有相似的流体性质;3)油井产状具有相关性或相似性。

通常划分开发单元是以储渗特征研究划分的流动单元为依据,但对缝洞性储层仅从储层地质角度划分出流动单元存在很大难度。塔河油田原油性质分布具有明显的分区分带特征。平面上,原油密度总体趋势是由东南向西北逐渐变重,原油粘度由东南向西北逐渐增大。流体分布的非均质性不仅与成藏过程中对烃类流体的改造密切相关,而且与储层分布的非均质性所导致的差异运聚及后期改造作用的差异有直接关系^[11~18]。主要表现为:1)流体性质的分布规律与缝洞发育由东南向西北逐渐增强的趋势具有一致性;2)同一高产区内流体性质的相对均一性反映了高产区内储集体连通程度很高;3)流体密度的突变区是低产油井或干井的集中区,表明缝洞欠发育的基岩区对烃类流体的屏障遮挡作用明显;4)局部的烃类流体密度异常分布区很可能是缝洞欠发育的致密岩体区;5)烃类流体的纵向相对均一性分布表明储层在纵向上具有块状特征。塔河油田主体开发区流动单元主要是依据流体性质的差异性划分,共6个流动单元(图3)。

以流动单元为基础划分开发单元(表4),S47-S23-S77井区和S76-S86井区对应的两个开发单元,属于储量难动用区。S48井区和S67-S80井区对应的两个开发单元属于高产区。S71-S74-S65井区和S91井区对应的单元,油井产能较低,多数为低产井或干井,对开发的贡献较小。

4.4 合理开发井数确定方法

缝洞性碳酸盐岩油藏因其储层的复杂性,渗透率的张量特征更为显著。适用于碎屑岩油藏的合理井距是基于传统渗流理论确定的,涉及的矢量方程是以规则几何体(如圆形、球体、柱体或方体)作为基本假设,而复杂缝洞性储层储集体形状多表现为不规则几何体的组合体(复合模型),所以矢量方程在此类储层中很难适用,不宜再用合理井距确定井网密度大小。

表 4 塔河油田流动单元划分及地质特征表

Table 4 Division of flow units and their geological characteristics in Tahe oilfield

单元	井区	面积 /km ²	原油类型	储层特征	开采特征
iv	S47- S23- S77	42	轻质油	裂缝较发育, 溶洞欠发育	多数为中低产井, 天然能量不足, 多数井见水后停喷, 生产气油比大于 300 m ³ /m ³
㉓	S76- S86	62	中质油	裂缝较发育, 溶洞欠发育	多数为低产井或干井, 天然能量不足, 具有供液不足特征, 生产气油比范围为 100~ 300 m ³ /m ³
㉔	S48- S64	68	重质油	溶洞和裂缝均发育	绝大多数为高产井, 天然能量充足, 中高含水, 能自喷生产, 底水特征明显, 生产气油比小于 50 m ³ /m ³
㉕	S67- S80	21	重质油	溶洞和裂缝均发育	绝大多数为高产井, 天然能量充足, 中高含水, 能自喷生产, 底水特征明显, 生产气油比小于 50 m ³ /m ³
㉖	S71- S74- S65	39	稠油	溶洞较发育	多数为中低产井, 机抽生产, 天然能量一般
v	S91	18	稠油	溶洞较发育	多数为中低产井, 机抽生产, 天然能量一般

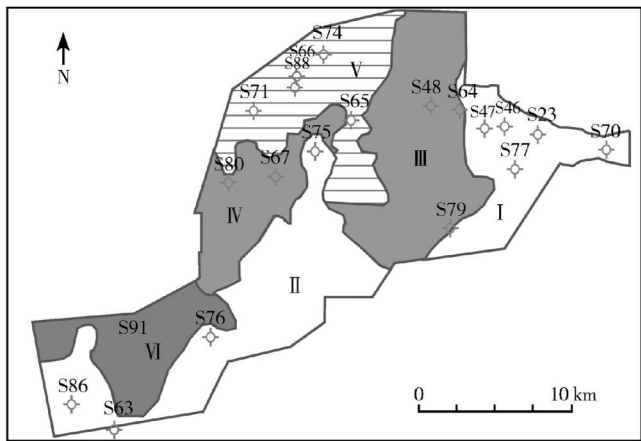


图 3 塔河油田主体开发区流动单元划分图

Fig. 3 Division of flow units in the main development area in Tahe oilfield

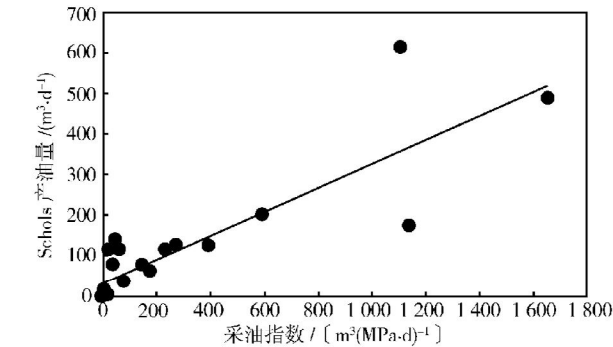


图 4 Schols 计算的临界产量与油井采油指数关系图

Fig. 4 PI of oilwells vs critical production calculated with Schols method

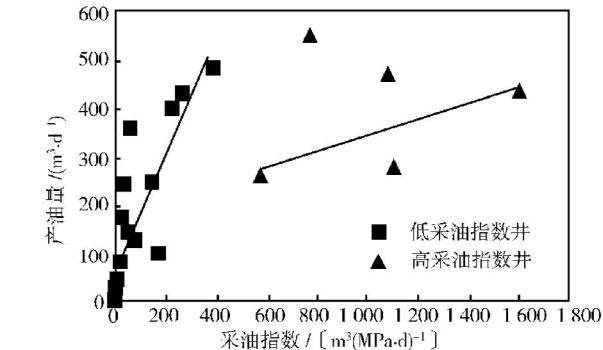


图 5 单井实际产量与采油指数关系图

Fig. 5 Individual well's PI vs actual output

塔河油田缝洞性储层的严重非均质性决定了单井控制储量的巨大差异, 如 S48 井单井控制储量初步估算超过 $1\,000\times 10^4$ t; 而低产井控制的储量仅有 $10\times 10^4\sim 20\times 10^4$ t。通过动态法计算, 塔河油田主体开发区平均单井控制储量为 85×10^4 t。相对均质的碎屑岩油气藏通常利用井网密度确定合理开发井数, 但对严重非均质的缝洞性油气藏应强调单井控制储量确定合理开发井数。

4.5 确定单井合理产量方法

碎屑岩底水油藏单井合理产量计算公式很多, 但适用于缝洞性碳酸盐岩油藏的单井临界产量计算公式还未见报道^[19~21]。对 8 种计算公式进行了适应性分析与优选, 优选出 Schols 公式比较适用于该油田。利用该公式计算了 4 区部分井的合理产量, 将计算的合理产量与油井实际采油指数进行线性回归 (图 4), 获得临界生产压差为 0.26 MPa。再将油井无水采油期日均产量分为高产能井和中低产能井分别进行线性拟合 (图 5)。获得高采油指数井和中低采油指数井的实际生产压差分别为 0.157 和 1.17 MPa。高产井的实际生产压差明显低于临界生产压差, 而低产井的实际生产压差高于临界生产压差, 与实际生产动态是吻合的。缝洞性油藏单井产能差异很大, 单井合理产量具有很大差异。但储层结构具有相似性, 单井应具有抑制底水锥进相似的合理生产压差, 所以应以此为基础确定单井合理产量。

参 考 文 献

1 张抗. 塔河油田的发现及其地质意义 [J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(2): 120~124
Zhang Kang. The finding and significance of Tahe oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 1999, 20(2): 120~124

2 陈志海, 郎兆新. 缝洞性碳酸盐岩油藏储渗模式及其开采特征 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(3): 101~105
Chen Zhihai, Lang Zhaoxin. Storage-percolation modes and pro-

- duction performance of the karst reservoirs in Tahe oilfield [J]. Petroleum Exploration & Development, 2005, 32(3): 101–105
- 3 张希明. 新疆塔河油田奥陶系缝洞型油藏特征 [J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(5): 32–36
- Zhang Ximing The characteristics of Lower Ordovician fissure-vug carbonate oil and gas pools in Tahe oilfield Xinjiang [J]. Petroleum Exploration & Development, 2001, 28(5): 32–36
- 4 李培廉, 张希明, 陈志海. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏开发 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2003 202–259
- Li Peilian, Zhang Ximing, Chen Zhihai Development on the karst carbonate reservoirs in Tahe oilfield [M]. Beijing Petroleum Industry Press, 2003 202–259
- 5 林忠民. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层特征及成藏条件 [J]. 石油学报, 2002, 23(3): 23–26
- Lin Zhongmin Carbonate rock reservoir features and oil gas accumulating conditions in the Ordovician of Tahe oilfield in northern Tarim basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(3): 23–26
- 6 肖玉茹, 何峰煜, 孙义梅. 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
- Xiao Yuru, He Fengyu, Sun Yimei Reservoir characteristics of paleocave carbonates—a case study of Ordovician paleocave in Tahe oilfield Tarim basin [J]. Oil & Gas Geology, 2003, 24(1): 75–80
- 7 王士敏, 鲁新便. 塔河油田碳酸盐岩储层预测技术 [J]. 石油物探, 2004, 43(2): 153–158
- Wang Shimin, Lu Xinbian Prediction techniques for deep carbonate reservoirs in Tahe oilfield [J]. Geophysical Prospecting, 2004, 43(2): 153–158
- 8 王者顺, 王尚旭, 唐文榜. 塔河碳酸盐岩溶洞油藏的地震响应及频率差异分析 [J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(1): 93–96
- Wang Zheshun, Wang Shangxu, Tang Wenbang Seismic response and frequency difference analysis of cavern-type reservoirs in carbonates in Tahe oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(1): 93–96
- 9 陈志海, 张士诚. 深层碳酸盐岩储层酸压改造后的地质效果评价——以塔河油田缝洞型碳酸盐岩储层为例 [J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(6): 686–691
- Chen Zhihai, Zhang Shicheng Evaluation of geological effects of acid-fracturing in deep carbonate reservoirs taking the fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tahe oilfield as an example [J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(6): 686–691
- 10 陈志海, 戴勇. 深层碳酸盐岩储层酸压工艺技术现状与展望 [J]. 石油钻探技术, 2005, 33(1): 58–61
- Chen Zhihai, Dai Yong Actuality and outlook of acid-fracturing technique in deep carbonate formation [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(1): 58–61
- 11 张水昌, 梁狄刚, 张宝民, 等. 塔里木盆地海相油气的生成 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2004 260–265
- Zhang Shuichang, Liu Digang, Zhang Baomin, et al Marine oil-gas reservoirs building in Tarim Basin [M]. Beijing Petroleum Industry Press, 2004 260–265
- 12 England W A. The organic geochemistry of petroleum reservoir [J]. Org Geochem, 1990, 16: 415–425
- 13 Hillebrand T, Leythaeuser D. Reservoir geochemistry of Stock Stadt oilfield—compositional heterogeneities reflecting accumulation history and multiple source input [J]. Org Geochem, 1992, 19: 119–123
- 14 黄海平, 卢松年. 高升油田储层流体非均质性研究 [J]. 地球科学——中国地质大学学报, 1996, 21(1): 73–78
- Huang Haiping, Lu Songnian Compositional heterogeneity in a petroleum reservoir in Gaosheng oilfield [J]. Earth Science Journal of China University of Geosciences, 1996, 21(1): 73–78
- 15 阿布力米提, 王屿涛, 蒋少斌. 石西油田流体分布规律及含油性评价 [J]. 沉积学报, 1997, 15(2): 155–159
- Abulimiti Wang Yutao, Jiang Shaobin Evaluation of fluid distribution and oil-bearing properties in the Shixi oilfield [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1997, 15(2): 155–159
- 16 毛振强, 刘文建. 低渗透油藏流体分布控制因素分析 [J]. 胜利油田职工大学学报, 2004, 18(1): 31–33
- Mao Zhenqiang, Liu Wenjian The analysis of liquid distribution control factors in low permeability reservoirs [J]. Journal of Shengli Oilfield Staff University, 2004, 18(1): 31–33
- 17 王俊明, 肖建玲, 周宗良, 等. 碳酸盐岩潜山储层垂向分带及油气藏流体分布规律 [J]. 新疆石油地质, 2003, 21(2): 210–213
- Wang Junming, Xiao Jianling, Zhou Zongliang, et al Vertical zoning & fluid distribution for carbonate rock reservoir of buried hill [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2003, 21(2): 210–213
- 18 崔强. 储层内部流体分布规律研究与应用探讨 [J]. 胜利油田职工大学学报, 2004, 18(2): 5–7
- Cui Qiang Discussion on the rule of liquid distribution in reservoirs [J]. Journal of Shengli Oilfield Staff University, 2004, 18(2): 5–7
- 19 柏松章. 碳酸盐岩潜山油田开发 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1999 315–321
- Bai Songzhang Development on carbonate reservoirs [M]. Beijing Petroleum Industry Press, 1999 315–321
- 20 范·高尔·拉特 T D. 裂缝油藏工程基础 [M]. 陈钟祥, 金玲年, 秦同洛译. 北京: 石油工业出版社, 1989 397–403
- Van Golfracht T D. Fundamentals of fractured reservoir engineering [M]. Translated by Chen Zhongxiang, Jin Lingnian, Qin Tongluo Beijing Petroleum Industry Press, 1989 397–403
- 21 华北石油勘探开发研究院. 华北碳酸盐岩潜山油藏开发 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1985 152–168
- Petroleum exploration and development institute of northern China Development on northern-China carbonate buried hill reservoirs [M]. Beijing Petroleum Industry Press, 1985 152–168

(编辑 高岩)