

文章编号: 1009-3850(2002)03-0013-06

新疆塔河油田 C 区奥陶系油藏一次采收率的确定

宋杉林, 王 琪, 张春冬

(中国石化西北石油局规划设计研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要: 塔河油田 C 区是近年在油气勘探史上的又一重大突破。该区主要储、产油气层为下奥陶统, 其储层属于潜山碳酸盐岩储层类型, 具有较强的非均质性。塔河油田 C 区奥陶系油藏正处于开发初期阶段, 动态资料尚少, 根据油田地质情况、油藏类型及拥有的实际资料特征, 笔者采用经验公式法、表格估算法及类比法 3 种方法对采收率进行评价。

关键词: 塔河油田; 奥陶系; 碳酸盐岩油藏; 采收率; 新疆

中图分类号: TE355.5

文献标识码: A

1 油田概况

塔河油田位于新疆维吾尔自治区库车县境内, 距轮台县城约 50km。构造位置隶属塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起西南部, 属下古生界构造的倾伏端和古潜山的岩溶斜坡带。塔河油田 C 区位于塔河油田的西部, 是西北石油局近年在油气勘探史上的又一重大突破。

1.1 储层特征

塔河油田 C 区的主要储、产油气层为下奥陶统, 其储层属于潜山碳酸盐岩储层类型, 以构造溶蚀孔、洞、缝等次生孔隙为主的储集空间, 使其成为具有双重或多重孔隙介质的特殊储层。受应力作用和岩溶作用的改造, 裂缝和孔洞的发育程度、充填情况、组合类型及储渗能力等千差万别, 使储集渗透空间形态多样、大小悬殊、分布不均, 因此储层具有严重的非均质性。

根据区内岩心小样的孔、渗分析资料统计, 孔隙度分布在 0.01% ~ 8.5% 之间, 平均为 0.76% (图 1); 渗透率分布在 $(0.001 \sim 5052) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间, 平均为 $2.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 2)。另据大量全直径物性样品

的分析资料, 其孔隙度分布在 0.2% ~ 13.8% 之间, 平均为 2.0%。总体来说, 区内奥陶系灰岩储层的基块部分物性较差, 难以形成油气的高产。众多的奥陶系高产井表明, 决定储层储渗性能的是裂缝和大型溶蚀孔洞。

1.2 油藏特征

塔河油田 C 区奥陶系油藏为具底水的碳酸盐岩岩溶缝洞型块状重质油藏, 以溶解气驱和弹性驱为主, 具有一定的底水驱动并有逐步加强的趋势。

由于实测的岩心小样品孔渗不能代表实际地层情况, 因此, 储量计算和采收率标定时采用测井解释的孔渗值。塔河油田奥陶系油藏 C 区平均孔洞孔隙度 (φ_{kd}) 为 5.36%, 平均裂缝孔隙度 (φ_f) 为 0.37%; 有效基质渗透率 (K) 为 $(0.001 \sim 5052) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 平均孔洞含油饱和度 (S_{kd}) 为 69.72%, 平均裂缝含油饱和度 (S_{OL}) 为 90%。地面原油密度 (ρ_o) 为 0.961g/cm^3 , 地下原油粘度 (μ_o) 为 $37.55 \text{mPa} \cdot \text{s}$, 地面原油粘度为 $1417.6 \text{mPa} \cdot \text{s}$, 气油比 (R_s) 为 $54 \text{m}^3/\text{t}$; 原油凝固点为 4.3°C , 平均含硫量为 2.5%, 平均含蜡量为 2.88%, 属高粘、高硫、高蜡的重质黑

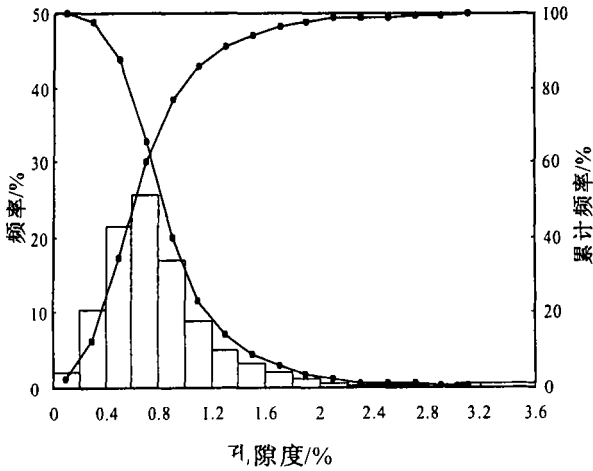


图1 塔河油田C区奥陶系孔隙分布直方图
(N=2975)

Fig. 1 Histogram showing the porosity distribution in the Ordovician strata of Block C of the Tahe Oil Field, Xinjiang (N=2975)

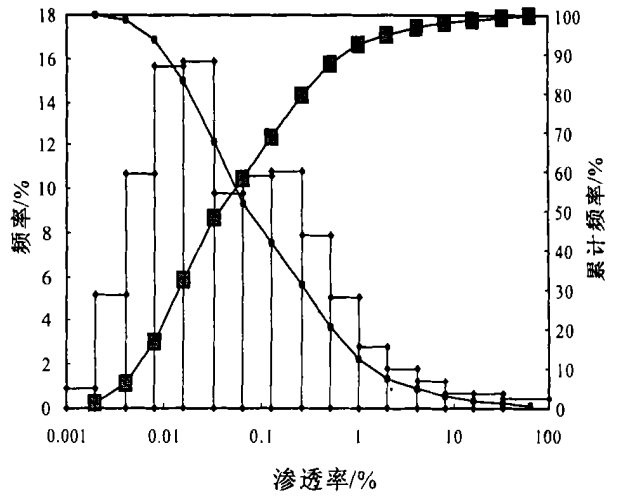


图2 塔河油田C区奥陶系渗透率分布直方图
(N=2975)

Fig. 2 Histogram showing the permeability distribution in the Ordovician strata of Block C of the Tahe Oil Field, Xinjiang (N=2975)

油。

1.3 开发现状

塔河油田C区奥陶系油藏采用滚动勘探开发方式。1999年底完钻了最早的两口探井,2000年底开始投入开发。至2001年9月30日共有各类完钻井22口,其中生产井18口,累计产油 6.04×10^5 t,地质储量采出程度为1.28%,综合含水6.0%。目前,塔河油田C区正处于大规模开发阶段,日产原油2450t,天然气31607m³。

2 一次采收率的标定

确定原油采收率的方法很多,但每种方法都有一定的局限性,要根据本油田所处的不同勘探开发阶段、油藏类型及拥有的实际资料情况,采用相应的方法来确定采收率。而碳酸盐岩油藏原油采收率的确定又不同于砂岩油藏,据大量的碳酸盐岩油藏勘探和开发实践资料分析表明,这类油藏储集空间绝大多数属裂缝-孔隙型,储层空间结构极为复杂,油

藏的一些重要参数往往确定不准。这样,一些确定砂岩油藏采收率的常规方法不适用于碳酸盐岩油藏。碳酸盐岩油田一般具有孔隙度低、渗透率变化范围大的特点,加之各油田驱动类型、原油性质及孔隙结构不同,采收率值的变化范围很大。

塔河油田C区奥陶系油藏正处于开发初期阶段,动态资料尚少,一般只能以应用静态资料为主要依据的各种方法来确定油藏的采收率,按照SY/T5367-1998行业标准提供的方法,塔河油田C区奥陶系油藏的采收率评价运用经验公式法、表格计算法及类比法进行。

2.1 经验公式法

(1) 底水碳酸盐岩油田采收率经验公式

$$E_R = 0.2326 \left(\frac{C_i S_{oi}}{B_{oi}} \right)^{0.969} \times \left(\frac{K_e \mu_w}{\mu_o} \right)^{0.4863} \times (S_{wi})^{-0.5326} \quad (1)$$

公式(1)应用的油田参数列表1。

表1 式中各项参数取值

Table 1 Relevant parameters for the empirical formula on the recovery of the bottom water-driven oil field

参数	总孔隙度 / f	原始含油饱和度 / f	原始含水饱和度 / f	原始原油体积系数	有效渗透率 / 10 ⁻³ m ²	地下原油粘度 / mPa·s	地下水粘度 / mPa·s
C区	0.057	0.7866	0.2134	1.1478	2056	37.55	0.6649

把各项参数代入公式(1)计算得:塔河油田C区奥陶系油藏原油采收率为13.2%。

(2) 溶解气驱油田采收率经验公式

$$E_R = 0.2126 \left[\frac{\varphi(1-S_{wi})}{B_{ob}} \right]^{0.1611} \times \left(\frac{K_e}{\mu_{ob}} \right)^{0.0979} \times (S_{wi})^{0.372} \times \left(\frac{P_b}{P_a} \right)^{0.1741} \quad (2)$$

公式(1)和(2)中:

B_{oi} ——原始原油体积系数

B_{ob} ——饱和压力下原油体积系数

E_R ——原油采收率(f)

K_e ——油层平均有效渗透率,用稳定试井法求出($10^{-3}\mu\text{m}^2$)

P_a ——油藏废弃压力(10^6Pa)

P_b ——饱和压力(10^6Pa)

R_s ——溶解气油比(m^3/t)

S_{ob} ——孔油含油饱和度(f)

S_{oL} ——裂缝含油饱和度(g/cm^2)

S_{oi} ——原始含油饱和度(f)

φ_{kd} ——孔洞孔隙度(f)

φ_f ——裂隙孔隙度(f)

φ_t ——总孔隙度(f)

ρ_o ——地层原油粘度(g/cm^2)

μ_{ob} ——地层原油粘度($\text{mPa}\cdot\text{s}$)

μ_w ——地层水粘度($\text{mPa}\cdot\text{s}$)

μ_{ob} ——饱和压力下地层原油粘度($\text{mPa}\cdot\text{s}$)

公式(2)中油藏废弃压力Pa一般取饱和压力的15%,油田的其他参数见表2。

表2 式中各项参数取值

Table 2 Relevant parameters for the empirical formula on the recovery of the dissolved gas driven oil field

参数	总孔隙度/f	饱和压力下原油体积系数	原始含水饱和度/f	饱和压力下原油粘度	有效渗透率/ ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	饱和压力/ 10^6Pa	废弃压力/ 10^6Pa
C区	0.057	1.24	0.2134	20.637	2056	15.05	2.26

把各项参数代入公式(2)计算得知,塔河油田C区奥陶系油藏原油采收率为15.3%。

2.2 表格估算法

我国石油学者根据国内外的油田开发经验,对不同驱动类型的油藏采收率进行估算,其采收率值的变化范围较大(表3)。

表3 油藏采收率大致范围评价表

Table 3 Estimated recoveries of the hydrocarbon reservoirs of different driving types

驱动机理类型	采收率/f
液体和岩石弹性	0.02~0.05
溶解气驱	0.12~0.025
油环气顶驱	0.20~0.40
重力驱	0.50~0.70
边水驱	0.35~0.60
底水驱	0.20~0.60
注水驱	0.25~0.60

对于驱动类型为溶解气驱的灰岩、白云岩油藏,Arps等人利用Muskat的理论方法进行溶解气驱开发动态计算,所得采收率的范围如表4。当确知原油溶解气油比、地面原油密度后可查表选取适当的采收率数值。

根据目前对本区奥陶系灰岩油藏的认识,初步认为C区油藏驱动类型主要为弹性驱、底水驱及弱溶解气驱。考虑到油藏埋藏较深,且气油比不高。由此,采用表格估算法概算其采收率为10%~15%。

2.3 类比法

待投入开发或开发初期的油藏可根据油藏的驱动类型、储层物性、流体性质、井网密度和非均质性同已开发的油田类比,从而选取适当的采收率计算可采储量。

1. 美国西得克萨斯16个碳酸盐岩油藏

美国西得克萨斯16个碳酸盐岩油藏的一次原油采收率见表5,其岩性大多为白云岩,一次采油机理以溶解气驱为主,少数带有有限的气顶膨胀(12,13,14号),只有一个(2号)为天然水驱。

表 4 溶解气驱灰岩、白云岩油藏的一次采收率范围表

Table 4 Estimated primary recoveries of the dissolved gas driven limestone and dolostone reservoirs

溶解气油比/ $\text{m}^3\cdot\text{t}^{-1}$	原油密度 $/\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$	采收率 f		
		最大	平均	最小
10.69	0.9659	0.280	0.040	0.026
	0.8762	0.328	0.099	0.029
	0.7792	0.390	0.186	0.080
35.62	0.9659	0.275	0.045	0.009
	0.8762	0.323	0.098	0.026
	0.7796	0.398	0.193	0.074
106.86	0.9659	0.266	0.069	0.019
	0.8762	0.300	0.096	0.025
	0.7796	0.361	0.151	0.043

表 5 16 个碳酸盐岩油藏主要参数与一次采收率

Table 5 The primary recoveries and relevant parameters for sixteen carbonate rock pools in western Texas, U. S. A.

序号	油田/矿区	h/m	h/m	$\varphi/\%$	$K/10^{-3}\text{m}^2$	B_0	$\rho_o/\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$	$S_o/\%$	$E_R/\%$
1	Adair/San Andres	1493	15.2	14.1	3.7	1.12	0.86	65	12.5
2	Block 31/Block 31	969	6.10	18.00	96.00	1.08	0.88	70	25
3	Fuhmar/Mascho/Block 9	1356	24.40	7.00	4.00	1.12	0.885	70	9.3
4	Fullerton/Clearfork	2042	25.9	10	3.0	1.62	0.815	76.4	11
5	Levelland/Levelland 中北部	1448	9.1	8	1.8	1.23	0.87	75	14.8
6	Means/San Andres	1311	61	9	29	1.04	0.87	71.2	14.1
7	Ownby/San Andres	1585	9.8	14.1	4.5	1.35	0.865	61.9	13.9
8	Robertson/Clearfork	1768	75.3	6	0.96	1.38	0.857	71	11.8
9	Russell/Clearfork	2240	29	5.3	1.5	1.28	0.85	76	16.8
10	Shafter/San Andres	1311	14.9	6.5	5.0	1.24	0.865	75	14.5
11	Triple-N/Grayburg	1318	6.1	12.1	6.6	1.23	0.865	60	10
12	Wasson/Comell	1494	61	8.5	3.7	1.30	0.86	85	10.7
13	Wasson/Dever	1463	61	0	5.0	1.31	0.86	85	10
14	Wasson/Willard	1555	33.8	8.5	1.5	1.31	0.865	80	13.4
15	西 Glodsmith/西 Glodsmith	1302	17.4	6.4	3.7	1.36	0.84	64	4
16	西 Senminole/San Andres	1558	36	9.9	20.7	1.38	0.862	82	5.5

2. 美国石油学会 86 个碳酸盐岩油藏开发实例

根据国内外的经验,油气藏的采收率与驱动类型密切相关。美国石油学会(1967)采收率委员会对 86 个碳酸盐岩油田的开发资料进行统计分析,将碳酸盐岩油藏驱动类型分为 4 种,统计得出各类油藏的原油采收率值(表 6)。

3. 其它一些油田

表 7 列出了国外几个采用枯竭式开采的碳酸盐岩油藏的一次采收率情况。

根据上述类比资料可以看出:塔河油田 C 区奥陶系油藏埋藏较深,孔隙度、基质渗透率较低,与类比油藏的最小值相当。因此,确定原油的一次采收率范围基本在 10%~16%之间。

另据 C 区两口井的 PVT 分析报告,C 区奥陶系油藏饱和压力为 $15.05 \times 10^6 \text{Pa}$,溶解气油比为 $54 \text{m}^3/\text{t}$,属于未饱和油藏,驱动类型初步认为是弹性驱、弱溶解气驱和底水驱,且原油性质相对较差。综合经验公式法、表格估算法和类比的标定结果,考虑到塔河

表6 不同驱动类型的碳酸盐岩油藏资料取值范围和采收率统计值
Table 6 Recovery statistics of the carbonate reservoir rocks of different driving types

参 数	溶气驱为主, 无辅助驱动			溶气驱为主, 有辅助驱动			气顶驱为主			水驱为主		
	最 小 值	中 值	最 大 值	最 小 值	中 值	最 大 值	最 小 值	中 值	最 大 值	最 小 值	中 值	最 大 值
$K/10^{-3}\mu\text{m}^2$	1	16	252	2	19	867	47	600	1966	10	127	1600
$\varphi/\%$	4.2	13.5	20	3.3	13.3	24.8	8.6	22.5	35.8	2.2	15.4	30
$S_d/\%$	65	75	83.7	40	75	96.5	57	73.8	85	50	82	96.7
油藏埋深/m	945	1920	3200	854	1829	3210	1006	1676	2339	674	2070	399
有效厚度/m	1.2	8.2	129.5	2.4	9.4	46.9	2.1	4.6	10.7	2.7	15.3	56.4
$\mu_{OR}/\text{mPa}\cdot\text{s}$	0.2	0.4	1.5	0.3	0.8	2	0.3	0.6	2.3	0.2	0.7	142
$E_R/\%$	15.5	17.6	20.7	9.0	21.8	48.1	15.8	32.5	67	6.3	43.6	80.5
油藏个数	21			21			5			39		

表7 可类比油田基础参数
Table 7 Relevant parameters for the primary recoveries of several oil fields abroad

油 田	卡拉布拉克-阿卡鲁基	沃 森	杰 伊
所属国家	前苏联	美 国	美 国
岩 性	灰 岩	白云岩、灰岩	白 云 岩
深度/m	1600~2700	1585~2680	4697
有效厚度/m	245~330	42.7	30
孔隙度/%	6.2	12	14
渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	35	5	35.4
原油密度/ $\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$	0.82	0.8602	0.7753
原油粘度/ $\text{mPa}\cdot\text{s}$	0.28	1	0.18
气油比	310	(731)	322
一次采收率/%	15	16	17

油田法、表格估算法和类比法的标定结果, 考虑到塔河油田其他油区储量计算所利用的采收率值, 原油采收率取值 15%。因油藏的溶解气油比较低, 地饱压差较大, 故溶解气的采收率与原油采用相同的数值, 也取 15%。

3 采收率测算的综合评价

影响采收率的因素主要分为“地质因素”和“开发因素”, 其中地质因素主要包括油藏类型、储集层类型、储层物性及展布、流体性质、天然能量大小及可利用程度等等。开发因素主要包括开发方式的选择、井网密度和采油工艺水平及增产措施规模与效果等等。

从目前对塔河油田奥陶系油藏的认识程度来看, “地质因素”中的某些参数由于储层的复杂多变性及目前资料的局限性, 需要进一步认识。而“开发因素”

中的参数在很大程度上取决于“地质因素”中各类参数的准确性, 并需要根据滚动勘探开发中所暴露出的矛盾及时进行调整。本次采收率的标定基本可以满足现阶段油田勘探开发的需要。而且, 本次确定的采收率是枯竭式开采条件下的一次采收率, 以后随着开发井网的不断完善, 所取动静态资料的不断增多, 需对采收率进行动态标定, 并且随着开采方式的改变, 采收率将会有所提高, 这样, 可采储量也将会有有一定程度的增加。

4 结语

(1) 塔河油田 C 区奥陶系油藏为碳酸盐岩岩溶缝洞型储层, 具有双重孔隙介质特征, 油藏非均质性较强。

(2) 区内储层物性较差, 孔隙度低, 渗透率变化范

围较大;区内原油为高粘、高硫、高蜡的重质原油;地层温度和压力属正常温压系统。

(3) 油藏为未饱和油藏,驱动类型为弹性驱、弱溶解气驱和底水驱。

(4) 该区处于开发初期,根据本油藏特征,采用3种方法对该区采收率进行标定,其结果为原油和溶解气均取15%。分析认为,取值基本合理。

参考文献:

- [1] 杨通佑,等.石油及天然气储量计算方法[M].北京:石油工业出版社,1998.
- [2] 张文昭.石油天然气储量管理[M].北京:石油工业出版社,1999.
- [3] 国家石油和化学工业局.中华人民共和国石油天然气行业标准石油可采储量计算方法[S].SY/T5367-1998.
- [4] 秦同洛,等.实用油藏工程方法[M].北京:石油工业出版社,1992.

The estimation of the primary recovery of the Ordovician hydrocarbon reservoirs in Block C of the Tahe Oil Field, Xinjiang

SONG Shan-lin, WANG Qi, ZHANG Chun-dong

(Research Institute of Planning and Designing, Northwest China Bureau of Petroleum, PetroChina, Urumqi 830011, Xinjiang, China)

Abstract: The discovery of Block C of the Tahe Oil Field, Xinjiang marked a recent breakthrough in the oil and gas exploration in northwestern China. The source and reservoir rocks in the oil field consist dominantly of the Lower Ordovician strata, that may be assigned to the buried hill-type carbonate reservoir rocks. The reservoir rocks are nonhomogeneous and undersaturated, and characterized by low porosity and constantly changing permeability. The primary recoveries of the Ordovician hydrocarbon reservoirs in Block C of the studied oil field have been determined with the aid of empirical formula, tables and analogy analysis on the basis of geology, reservoir type and available information.

Key words: Tahe Oil Field; Ordovician; carbonate reservoir rock; recovery; Xinjiang