

# 富满地区断控缝洞型油藏试油初期产能预测方法

郑函庆<sup>1</sup>, 刘军严<sup>2</sup>, 丁心鲁<sup>1</sup>, 汪坤<sup>2</sup>, 封猛<sup>1</sup>, 冯光<sup>3</sup>

1. 中国石油集团西部钻探工程有限公司试油公司 新疆克拉玛依 834000

2. 中国石油塔里木油田分公司油气工程研究院 新疆库尔勒 841000

3. 中国石油塔里木油田分公司塔中采油气管理区 新疆库尔勒 841000

通讯作者: Email: xjsyzhhq@cnpc.com.cn

项目支持: 中国石油勘探与生产分公司项目“塔里木盆地重点风险探井试油(含储层改造)工程配套技术攻关”([2021]45号)

引用: 郑函庆, 刘军严, 丁心鲁, 等. 富满地区断控缝洞型油藏试油初期产能预测方法[J]. 油气井测试, 2024, 33(1): 72-78.

Cite: ZHENG Hanqing, LIU Junyan, DING Xinlu, et al. Initial productivity forecasting method for fault-controlled fractured-vuggy reservoirs in Fuman area of Tarim Basin[J]. Well Testing, 2024, 33(1): 72-78.

**摘要** 塔里木盆地富满地区碳酸盐岩缝洞型油藏产能预测分析多是定性认识,且产能预测方程可操作性较差。通过分析稳定渗流压裂井产量与井底压力关系,发现影响各井产能的主要因素是生产压差和裂缝发育程度。根据钻井期间目的层钻具放空和泥浆漏失量情况将富满地区试油井分为3类,同时分别统计分析3类井生产压差和日产油、日产气的关系,最终形成了1套符合富满地区断控缝洞型油藏的产能预测方法。利用该方法对富满地区7口试油井并进行产量预测,有5口井试油后验证产量误差在15%以内,符合率达到71.43%。该方法使用简单、可靠性强,可在塔里木盆地富满地区推广应用。

**关键词** 富满地区;断控缝洞型油藏;试油井;地层压力;井底流压;生产压差;产能预测方法;现场应用

中图分类号: TE373

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.01.013

## Initial productivity forecasting method for fault-controlled fractured-vuggy reservoirs in Fuman area of Tarim Basin

ZHENG Hanqing<sup>1</sup>, LIU Junyan<sup>2</sup>, DING Xinlu<sup>1</sup>, WANG Kun<sup>2</sup>, FENG Meng<sup>1</sup>, FENG Guang<sup>3</sup>

1. Well Testing Company, CNPC Xibu Drilling Engineering Company Limited, Karamay, Xinjiang 834000, China

2. Oil & Gas Project Research Institute, Petrochina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China

3. Tazhong Oil and Gas Production Management Area, Petrochina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China

**Abstract:** The productivity forecasting of fractured-vuggy carbonate reservoirs in the Fuman area of the Tarim Basin is often qualitative, and the productivity equations are less operable. By analyzing the relationship between production and bottomhole pressure for the fractured wells with a stable flow, it is found that the main factors affecting the productivity of each well are production pressure difference and fracture development degree. Based on drilling break and mud loss in the target layers during drilling, the testing wells in the Fuman area were classified into three categories. The relationships between production pressure difference and daily oil/gas production for the three categories of wells were statistically analyzed. Finally, a productivity forecasting method for fault-controlled fractured-vuggy reservoirs in the Fuman area was developed. Using this method, the production of seven wells in the Fuman area was forecasted. It is indicated that the production error of five wells after testing was within 15%, with a coincidence rate of 71.43%. The simple and reliable method can be widely applied in the Fuman area of the Tarim Basin.

**Keywords:** Fuman area; fault-controlled fractured-vuggy reservoir; testing well; formation pressure; bottomhole flowing pressure; production pressure difference; productivity forecasting method; field application

富满地区位于塔里木盆地北部坳陷阿满过渡带中部,该地区储层主要是受走滑断裂控制的岩溶缝洞型储层<sup>[1-2]</sup>;平面上,储层沿断裂呈条带状分布,远离断裂储层发育变差;纵向上,储层受断裂及溶蚀作用影响,具有明显的穿层性、不规则性以及

不连续性特点。钻遇放空、漏失的井测试均获得高产油气流,表明储层发育沿断裂带分布<sup>[3-5]</sup>。

产能预测是油气田开发核心,试油前准确评价储层产能对提高试油时效具有重要意义。20世纪20年代末,美国矿业局的Pierce和Rawlines发展了

回压试井法<sup>[6]</sup>,并在气田广泛应用。为更快确定气井的产能,20世纪90年代陈元千提出一点法<sup>[7]</sup>,该法仅需知道地层压力和一个工作制度下的井底流压和相应的气产量便可求得无阻流量。进入21世纪后,李勇、蒋佩等采用产量递减分析方法对单井生产情况进行动态分析,并开展资源带的产量预测<sup>[8-9]</sup>。白莎、刘俊华等深度挖潜测井资料,建立了基于测井资料的孔隙结构表征参数模型或通过电阻率测井数据计算相对渗透率并结合渗流理论公式,构建储层产能预测方法<sup>[10-11]</sup>,增储上产效果明显。近年来,国内学者针对致密油气藏、火山岩气藏均开展了产能预测技术研究<sup>[12-15]</sup>,但关于碳酸盐岩缝洞型油藏产能预测方法的研究较少。2014年杨瑀等<sup>[16]</sup>根据等效连续介质理论,通过对基质、溶洞和裂缝3种区域进行不同的排列组合,建立了6种缝洞型油藏单井产能方程,进而讨论了溶洞半径、溶洞渗透率、裂缝宽度和裂缝渗透率这4个因素对单井产能的影响。2015年高树生等开展了基岩孔隙型、裂缝型、溶蚀孔洞型3种不同储层特征岩样的渗流特征与应力敏感物理模拟实验,最终建立了考虑应力敏感与高速非达西系数的二项式气体渗流模型和产能方程;通过数值计算表明碳酸盐岩气藏产能计算时孔隙型储层只需考虑应力敏感、溶蚀孔洞型储层只需考虑高速非达西效应;裂缝型储层需要综合考虑应力敏感和高速非达西效应<sup>[17]</sup>。2021年李江等为了准确评价非达西效应和应力敏感效应对裂缝性碳酸盐岩气井产能的影响,建立了一种双重介质径向复合二项式产能综合模型,为裂缝性碳酸盐岩气藏的高效开发和合理配产提供了理论依据<sup>[18]</sup>。不过关于碳酸盐岩缝洞型油藏产能研究多是定性认识,即便形成了相关产能预测方程,这些产能预测方程的计算涉及的理论参数较多,产能预测方程过于复杂,在实际应用中可操作性较差,本文在吸收前人研究的基础上,开展富满地区断控缝洞型油藏产能预测方法研究。

## 1 研究思路

目前断控缝洞型油藏没有形成大家普遍认可的理论公式,现引用2010年徐轩等提出的关于碳酸盐岩缝洞型油藏井底流量的公式<sup>[19]</sup>,即

$$Q = \frac{K_{hx} b}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{l} \quad (1)$$

式中: $K_{hx}$ 为地层渗透率,mD; $b$ 为垂直于孔洞方向

切面中 $y$ 方向的长度; $\mu$ 为地层流体黏度,mPa·s; $l$ 为流体长度,m; $\Delta p$ 为生产压差,MPa。

由于塔里木盆地富满地区油藏单元是由裂缝及裂缝网络沟通的溶洞所组成的缝洞集合体,具有统一压力系统和相近的油水关系,且富满地区各井沉积环境、构造演变、油气运移、储盖组合等地质条件相当,所以产能预测方程中影响产量的地层渗透率 $K_{hx}$ 、地层流体黏度 $\mu$ 基本相当,在预测富满地区试油井产能时可以作为常数,另外垂直于孔洞方向切面中 $y$ 方向长度 $b$ 和流体长度 $l$ 主要是受裂缝发育程度的影响,因此影响各井产能的主要是生产压差和裂缝发育程度。本文对富满地区各试油井的压力、产量数据进行统计分析,最终形成了符合富满地区的产能预测方法。

## 2 富满地区试油井生产压差的确定

为了计算不同油压下井底生产压差,首先要确定试油井目的层地层压力,然后再确定不同油压情况下井底流压。为此统计了塔里木盆地富满地区33口试油井目的层泥浆比重和实测地层压力系数的关系,进行地层压力预测;另外还统计了塔里木盆地富满地区实测流压梯度数据54井次,确定井口油压和地层流压关系,进行不同油压情况下井底流压预测。

### 2.1 地层压力系数的确定

在设计泥浆密度时,在地层压力系数的基础上附加5%~15%。因此,通过对比分析富满地区断控缝洞型油藏各井试油目的层泥浆比重和实测地层压力系数数据发现(见表1):试油目的层录井槽面有油气显示的泥浆比重比实测地层压力系数小0.0265(18口井平均值),而试油目的层录井槽面没有油气显示的泥浆比重比实测地层压力系数大0.0231(15口井平均值),因此可以用试油目的层泥浆比重计算地层压力系数。

如果富满地区断控缝洞型油藏试油井目的层有油气显示,则地层压力系数为

$$\rho_{地} = \rho_{泥浆} + 0.0265 \quad (2)$$

式中: $\rho_{地}$ 为地层压力系数; $\rho_{泥浆}$ 为泥浆比重。

如果富满地区断控缝洞型油藏试油井目的层没有油气显示,则地层压力系数为

$$\rho_{地} = \rho_{泥浆} - 0.0231 \quad (3)$$

另外,如果试油井目的层无油气显示井段的最小泥浆比重和有油气显示井段的最大泥浆比重的

差值小于 0.026 5,则选择两者的平均值作为目的层 地层压力系数。

表 1 富满地区奥陶系碳酸盐岩储层试油井目的层泥浆比重和实测地层压力系数统计表

Table 1 Statistical table for mud density and measured formation pressure coefficient of target layers in Ordovician carbonate reservoir of test wells in Fuman area

井号	泥浆比重	地层压力/MPa	地层压力系数	泥浆比重和地层压力系数差值	井号	泥浆比重	地层压力/MPa	地层压力系数	泥浆比重和地层压力系数差值/MPa	是否有油气显示	泥浆比重和地层压力系数差平均值/MPa
M1	1.20	89.51	1.214 2	-0.014 2	M503-H1	1.15	88.704	1.170 2	-0.020 2	有	-0.026 5
M1-H1	1.19	88.32	1.204 7	-0.014 7	M505	1.19	90.540	1.185 5	0.004 5		
MS3	1.18	89.76	1.212 8	-0.032 8	M72	1.16	90.838	1.192 6	-0.028 3		
MS3-H6	1.14	84.82	1.149 1	-0.009 1	F3-H2	1.13	87.40	1.199 3	-0.069 3		
MS5-H2	1.22	88.53	1.183 1	0.036 9	F302-H8	1.15	90.30	1.199 4	-0.049 4		
MS5-H6	1.19	89.48	1.191 5	-0.001 5	F302-H16	1.18	92.11	1.202 5	-0.022 5		
MS5-H8	1.19	91.10	1.215 4	-0.025 4	F303-H1	1.15	81.13	1.176 4	-0.026 4		
M501H	1.17	89.95	1.203 2	-0.033 2	F303-H7	1.14	81.16	1.169 3	-0.029 3		
M502H	1.13	89.78	1.193 2	-0.063 2	H32-H9	1.08	80.48	1.119 5	-0.039 5		
M301H	1.17	88.03	1.143 1	0.026 9	M705	1.17	87.84	1.193 4	-0.023 4	无	0.023 1
M401H	1.23	86.60	1.160 8	0.069 2	F210-H16	1.19	86.76	1.175 6	0.014 4		
M5-H4	1.22	89.80	1.194 3	0.025 7	F216-H4	1.18	86.19	1.172 2	0.007 8		
M5-H11	1.18	88.34	1.171 2	0.008 8	F302-H4	1.22	87.27	1.172 1	0.047 9		
M501-H1	1.22	88.69	1.188 7	0.031 3	F303-H6	1.18	81.89	1.158 3	0.021 7		
M503H	1.22	90.38	1.196 0	0.024 0	H32-H1	1.20	85.15	1.194 5	0.005 5		
M504H	1.18	89.26	1.192 9	-0.012 9	H32-H7	1.20	81.85	1.129 0	0.066 0		
M17	1.12	82.68	1.115 5	0.004 5	/	/	/	/	/		

2.2 井口油压和地层流压关系 (见表 2),发现井口油压和地层流压呈线性关系,根据统计富满地区 54 井次实测流压梯度数据 据此关系,可实现对井底流压的计算(见图 1)。

表 2 富满地区各井油压和地层流压统计表

Table 2 Statistical table for wellhead pressure and formation flow pressure of each wells in Fuman area

井号	日期/(年.月.日)	油压/MPa	地层流压/MPa	井号	日期/(年.月.日)	油压/MPa	地层流压 MPa	井号	日期/(年.月.日)	油压/MPa	地层流压/MPa
M1	2020.05.10	48.49	89.51	M301H	2021.03.28	38.87	82.01	F210H	2020.12.11	13.20	62.26
M1	2020.09.23	44.45	84.09	M4	2021.10.27	50.95	89.47	F210-H4	2021.11.13	11.14	53.15
M1	2020.10.12	43.83	83.04	M4-H2	2022.11.19	34.24	70.67	F210-H6	2020.09.25	13.60	62.67
M1	2020.11.16	42.63	81.45	M501H	2021.11.19	41.48	85.98	F210-H7	2020.04.07	10.55	59.89
M1	2021.02.05	40.17	79.02	M501H	2021.12.27	40.16	84.66	F210-H10	2020.06.23	12.38	53.43
M1	2021.05.17	35.59	73.30	M501H	2022.07.05	28.85	71.85	F210-H10JS	2020.03.24	7.49	55.12
M1-H1	2021.12.29	43.72	83.97	M501H	2022.12.07	25.98	68.42	F210-H12	2020.09.21	10.81	58.57
M1-H1	2022.6.020	41.90	81.84	M502H	2022.03.17	36.10	77.41	F210-H16	2020.09.22	24.29	74.27
M1-H2	2021.11.29	25.88	63.64	M502H	2022.04.15	35.75	77.07	F210-H16	2022.01.22	20.19	68.82
M2	2021.05.14	35.00	76.13	M502H	2022.09.14	33.16	74.15	F216H	2021.10.26	33.50	79.35
M2	2021.05.27	34.23	75.21	M503H	2022.03.16	41.46	82.77	F216H	2021.11.23	34.01	79.86
M2	2021.11.28	25.75	65.41	M504H	2022.11.01	33.47	79.74	F216H	2022.10.27	26.11	70.16
M2	2022.05.10	21.04	58.11	M505H	2022.10.21	35.94	74.11	F303H	2021.11.20	32.601	76.17
M3	2021.04.29	47.48	89.09	M504-H2	2022.10.07	20.79	65.93	F303H	2022.06.28	19.98	61.78
M3	2022.01.24	43.54	84.89	M5-H2	2022.07.24	34.67	78.09	F303-H2	2022.07.23	19.58	62.34
M3-H2	2022.10.25	40.48	81.21	M5-H6	2022.08.08	42.83	85.33	F303-H7	2022.06.27	35.01	75.76
M3-H6	2022.10.26	39.65	80.07	M5-H11	2022.10.23	40.37	82.50	H32-H1	2020.12.15	14.70	61.15
M3-H8	2022.11.12	40.07	80.26	F3-H2	2022.07.27	45.63	84.98	H32-H1	2021.09.07	33.25	81.44

如果试油目的层邻井进行了压力梯度测试, 流压,即  
参照邻井实测压力梯度计算井底流压;若邻井未  
$$p_{\text{流压}}=0.833\ 469\ p_{\text{油压}}+47.818\ 255\quad(4)$$
  
进行压力梯度测试,则按区域回归方程计算井底  
式中: $p_{\text{流压}}$ 为井底流压,MPa; $p_{\text{油压}}$ 为井口油压,MPa。

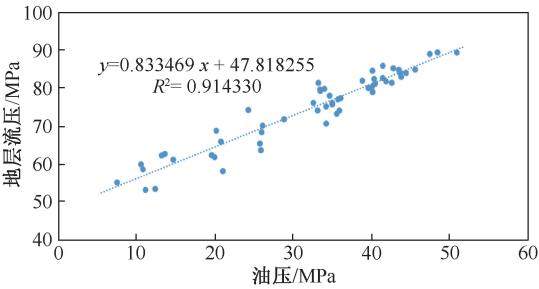


图 1 富满地区各井油压和地层流压关系图  
Fig.1 Diagram of the relationship between wellhead pressure and formation flow pressure of each wells in Fuman area

3 富满地区产能预测方法的建立

根据已完钻井资料分析,储层裂缝发育程度与钻具放空、泥浆漏失量密切相关,将钻具放空和泥浆漏失量情况分为 3 类,分析各所属类别井的生产压差和日产油、日产气的关系,形成了 1 套符合富满地区断控缝洞型油藏的产能预测方法。

3.1 目的层钻具放空 1.5 m 以下且漏失量 500 m³ 以下的试油井产能预测方法

富满地区有 11 口井属于该情况,将这 11 口井的 20 条试油定产数据对应的生产压差和日产油、日产气数据进行相关性分析,发现生产压差和日产油、日产气呈线性关系,可以通过生产压差计算待试油井的日产油、日产气量(见图 2、图 3)。

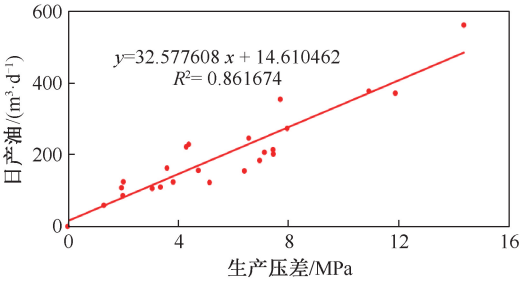


图 2 目的层钻具放空 1.5 m 以下且漏失量 500 m³ 以下的试油井生产压差与日产油关系图  
Fig.2 Production pressure differential and daily oil production relationship diagram for test wells which target layer's sudden downward movement distance of the drill bit is less than 1.5 m and mud leakage amount is less than 500 m³

由此,得出该类井产能预测方法:

①据泥浆比重,计算地层压力

$$p_{\text{地层}}=\rho_{\text{地}}gh \tag{5}$$

式中: $p_{\text{地层}}$ 为地层压力,MPa; $h$ 为井深(取产层中部垂深),m。

②不同油压下地层流压计算:如果试油目的层邻井进行了压力梯度测试,参照邻井实测压力梯度计算井底流压;若邻井未进行压力梯度测试,则按

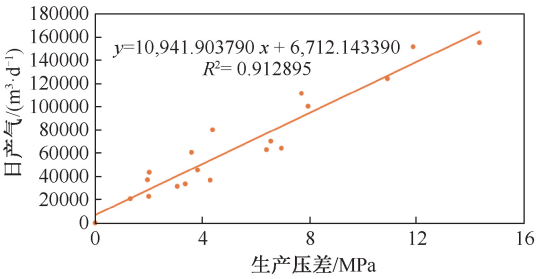


图 3 目的层钻具放空 1.5 m 以下且漏失量 500 m³ 以下的试油井生产压差与日产气关系图  
Fig.3 Production pressure differential and daily gas production relationship diagram for test wells which target layer's sudden downward movement distance of the drill bit is less than 1.5 m and mud leakage amount is less than 500 m³

照方程(4)计算井底流压。

③不同油压下产量预测

$$Q_{\text{油}}=32.577608\times(p_{\text{地层}}-p_{\text{流压}})+14.610462 \tag{6}$$

$$Q_{\text{气}}=10941.90379\times(p_{\text{地层}}-p_{\text{流压}})+6712.14339 \tag{7}$$

如果该类储层进行了酸压改造并取得成功,则按第三类方法进行油、气产量预测。

3.2 目的层放空 6 m 以上且漏失量 1 500 m³ 以上的试油井产能预测方法

富满地区有 6 口井属于该情况,将 6 口井的 12 条试油定产数据对应的生产压差和日产油、日产气数据进行相关性分析,发现生产压差和日产油、日产气呈线性关系,也可以通过生产压差计算待试油井的日产油、日产气量(见图 4、图 5)。

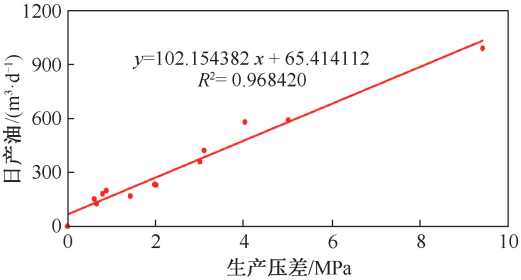


图 4 目的层放空 6 m 以上且漏失量 1 500 m³ 以上的试油井生产压差与日产油关系图  
Fig.4 Production pressure differential and daily oil production relationship diagram for test wells which target layer's sudden downward movement distance of the drill bit is more than 6 m and mud leakage amount is more than 1 500 m³

由此,得出该类井产能预测方法:

①根据公式(5),计算地层压力。

②不同油压下地层流压计算:如果试油目的层邻井进行了压力梯度测试,参照邻井实测压力梯度计算井底流压;若邻井未进行压力梯度测试,则按照方程(4)计算井底流压。

③不同油压下产量预测



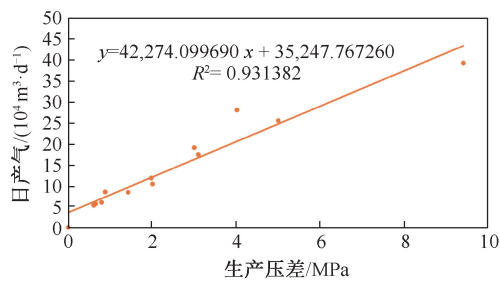


图 5 目的层放空 6 m 以上且漏失量 1 500 m<sup>3</sup> 以上的试油井生产压差与日产气关系图

Fig.5 Production pressure differential and daily gas production relationship diagram for test wells which target layer's sudden downward movement distance of the drill bit is more than 6 m and mud leakage amount is more than 1 500 m<sup>3</sup>

$$Q_{油} = 102.154\ 382 \times (p_{地层} - p_{流压}) + 65.414\ 112 \quad (8)$$
$$Q_{气} = 42274.099\ 69 \times (p_{地层} - p_{流压}) + 35\ 247.767\ 26 \quad (9)$$

如果该类储层只在井底放空,且垂直厚度在 0.5 m 以下,则按第一类井方法进行油、气产量预测。

3.3 其他情况下试油井产能预测方法

富满地区有 17 口井属于该情况,将 17 口井的 36 条试油定产数据对应的生产压差和日产油、日产气数据进行相关性分析,发现生产压差和日产油、日产气呈线性关系,同样可以通过生产压差计算待试油井的日产油、日产气量(见图 6、图 7)。

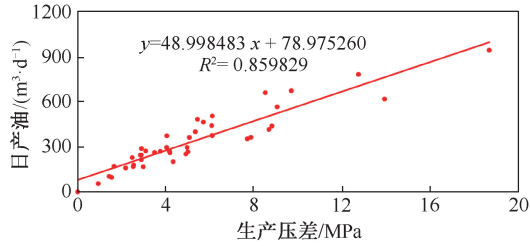


图 6 其它情况下试油井生产压差与日产油关系图

Fig.6 Production pressure differential and daily oil production relationship diagram for test wells different from the above two situations

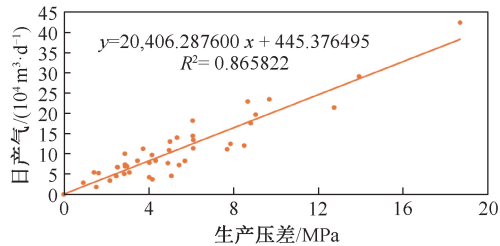


图 7 其它情况下试油井生产压差与日产气关系图

Fig.7 Production pressure differential and daily gas production relationship diagram for test wells different from the above two situations

由此,得出该类井产能预测方法:

①据公式(5),计算地层压力。

②不同油压下地层流压计算:如果试油目的层邻井进行了压力梯度测试,参照邻井实测压力梯度计算井底流压;若邻井未进行压力梯度测试,则按照方程(4)计算井底流压。

③不同油压下产量预测

$$Q_{油} = 48.998\ 483 \times (p_{地层} - p_{流压}) + 78.975\ 26 \quad (10)$$
$$Q_{气} = 20\ 406.287\ 6 \times (p_{地层} - p_{流压}) + 445.376\ 495 \quad (11)$$

4 实际应用

(1)M701 井奥陶系 7 699.00~7 913.00 m 试油前产能预测,M701 井试油目的层放空 10 m,无漏失,按第三类井的方法进行产量预测。

①目的层无油气显示井段最大泥浆比重 1.20,预计地层压力系数  $\rho_{地} = 1.176\ 9$ , $p_{地层} = 89.427\ \text{MPa}$ 。

②不同油压下地层流压的计算:邻井 M501H、M502H 井实测流压梯度平均值为 0.56 MPa/100 m,则  $p_{流压} = p_{油压} + 0.56 \times 7\ 745.7/100$ 。

③不同油压下的产量预测(见表 3),即

$$Q_{油} = 48.998\ 483 \times (p_{地层} - p_{流压}) + 78.975\ 26 \quad (12)$$
$$Q_{气} = 20\ 406.287\ 6 \times (p_{地层} - p_{流压}) + 445.376\ 495 \quad (13)$$

表 3 M701 井不同井口压力情况下的产量

Table 3 Estimated daily oil production and daily gas production of M701 under different wellhead pressures

井口压力/ MPa	井底流压/ MPa	生产压差/ MPa	预计日产油/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	预计日产气/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )
44.62	87.995 92	1.431 08	149.10	29 648
44.12	87.495 92	1.931 08	173.60	39 852
43.62	86.995 92	2.431 08	198.09	50 055
43.12	86.495 92	2.931 08	222.59	60 258
<b>42.62</b>	<b>85.995 92</b>	<b>3.431 08</b>	<b>247.209</b>	<b>70 461</b>
42.12	85.495 92	3.931 08	271.759	80 664
41.62	84.995 92	4.431 08	296.09	90 867
41.12	84.495 92	4.931 08	320.59	101 070

试油结果:2022 年 8 月 1 日,采用 5 mm 油嘴试产,油压 42.66 MPa,日产油 211.68 m<sup>3</sup>,日产气 61 944 m<sup>3</sup>,产能预测结果与实际吻合。

(2)M707 井奥陶系 7 538.00~8 136.00 m 试油前产能预测,M707 井试油目的层无放空,泥浆漏失 236.30 m<sup>3</sup>,按第一类井的方法进行产量预测。

①目的层泥浆比重由 1.22 下降至 1.20 时,槽面气泡 10 个,说明此时泥浆比重略高于地层压力系数,预测地层压力系数  $\rho_{地} = 1.19$ ,地层压力  $p_{地层} = 90.80\ \text{MPa}$ 。

②不同油压下地层流压的计算:邻井满深 506H 井、满深 72 井实测流压梯度平均值为 0.60

MPa/100 m,则 $p_{\text{流压}}=p_{\text{油压}}+0.60\times7\,777.72/100$ 。

③不同油压下的产量预测(见表 4),即

$Q_{\text{油}}=32.577\,608\times(p_{\text{地层}}-p_{\text{流压}})+14.610\,462$  (14)

$Q_{\text{气}}=10\,941.903\,79\times(p_{\text{地层}}-p_{\text{流压}})+6\,712.143\,39$  (15)

试油结果为 2023 年 1 月 5 日,采用 5 mm 油嘴试产,油压 39.65 MPa,日产油 172 m<sup>3</sup>,日产气 54 435 m<sup>3</sup>,产能预测结果与实际吻合。

(3)应用效果统计

利用本文研究的富满地区断控缝洞型油藏的产能预测方法,试油前对 7 口试油井进行产量预测,产量误差在 15%以内有 5 口井,符合率为 71.43%,达到预期目标(见表 5)。

表 4 M707 井不同井口压力情况下的产量

Table 4 Estimated daily oil production and daily gas production of M707 under different wellhead pressures

井口压力/ MPa	井底流压/ MPa	生产压差/ MPa	预计日产油/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	预计日产气/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )
39.65	86.316 32	4.479 68	160.55	55 728
42.29	88.956 32	1.839 68	74.54	26 842
38.93	85.596 32	5.199 68	184.00	63 607
41.29	87.956 32	2.839 68	107.12	37 784
40.79	87.456 32	3.339 68	123.41	43 255
40.29	86.956 32	3.839 68	139.70	48 726
39.79	86.456 32	4.339 68	155.99	54 197
39.29	85.956 32	4.839 68	172.28	59 667

表 5 富满地区断控缝洞型油藏试油井产能预测结果统计表

Table 5 Statistical table of productivity prediction results for test wells which developed fault controlled fracture-cavity reservoir in Fuman area

井号	试油日期/ (年.月)	泥浆比重	产层中部垂深/ m	油气显示	预计产层中深 压力/ MPa	邻井流压梯度/ (MPa/ 100 m)	井口油压/ MPa	产层中深流压/ MPa	生产压差/ MPa	预测日 产油/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	预测日 产气/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	实际日 产油/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	实际日 产气/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	预测日 产油气 当量/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	实际日 产油气 当量/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	相对 误差/ %
R7-H1	2 022.6	1.16	6 999.75	无	79.654	0.58	33.16	73.758	4.309	155.00	51 277	151.80	44 202	667.77	593.82	11.07
M3-H6	2 022.7	1.14	7 524.98	有	86.111	0.54	34.10	74.732	11.380	385.32	131 222	343.00	118 291	1 697.54	1 525.91	10.11
							32.47	73.105	13.010	438.32	149 025	456.00	172 018	1 928.57	2 176.18	11.38
M701	2 022.7	1.2	7 745.70	无	89.427	0.56	42.62	85.996	3.431	247.09	70 461	211.68	61 944	951.70	831.12	12.67
M503-H1	2 022.9	1.16	7 727.03	有	87.551	0.53	41.29	82.243	5.308	187.54	64 794	183.00	64 096	835.48	823.96	1.38
M506H	2 022.9	1.2	7 565.39	有	91.027	0.58	44.36	88.239	2.788	215.57	41 183	242.00	58 352	627.40	825.52	24.00
M704	2 023.1	1.25	7 916.36	无	95.280	0.49	45.12	83.317	11.960	404.34	137 640	184.00	90 552	1 780.74	1 089.52	38.82
M707	2 023.1	1.2	7 777.72	有	90.796	0.60	39.65	86.316	4.480	155.99	54 197	172.00	54 435	697.96	716.35	2.57

注:M704 井预测误差大的主要原因是:根据泥浆比重推测地层压力偏高,生产压差过大,造成预测产量偏高。

5 结论

(1)通过分析富满地区稳定渗流压裂井井底流量与压力关系式,发现影响各井产能的主要是生产压差和裂缝发育程度。

(2)根据钻井期间目的层钻具放空和泥浆漏失量情况将富满地区试油井分为 3 类,同时分别统计分析 3 类井生产压差和日产油、日产气的关系,形成 1 套符合富满地区断控缝洞型油藏的产能预测方法。

(3)经应用验证,该产能预测方法使用简单、可靠性强,可在塔里木盆地富满地区推广应用。

致谢:感谢塔里木油田分公司油气工程研究院同意本文公开发表。

参考文献

[1] 宋兴国,陈石,杨明慧,等. 塔里木盆地富满油田 F<sub>1</sub> 16 断裂发育特征及其对油气分布的影响[J]. 岩性油气藏, 2023,35(3): 99-109.

SONG Xingguo, CHEN Shi, YANG Minghui, et al. Development characteristics of F<sub>1</sub> 16 fault in Fuman oilfield of Tarim Basin and its influence on oil and gas distribution [J]. Lithologic Reservoirs, 2023, 35(3): 99-109.

[2] 张银涛,陈石,刘强,等. 塔里木盆地富满地区 F<sub>1</sub> 19 断裂发育特征及演化模式[J]. 现代地质, 2023, 37(2): 283-295.

ZHANG Yintao, CHEN Shi, LIU Qiang, et al. Development characteristics and evolution model of F<sub>1</sub> 19 fault in Fuman oilfield, Tarim basin [J]. Geoscience, 2023, 37(2): 283-295.

[3] 王清华,杨海军,李勇,等. 塔里木盆地富满大型碳酸盐岩油气聚集区走滑断裂控储模式[J]. 地质前缘, 2022, 29(6): 239-251.

WANG Qinghua, YANG Haijun, LI Yong, et al. Control of strike-slip fault on the large carbonate reservoir in Fuman, Tarim Basina reservoir model[J]. Earth Science Frontiers, 2022, 29(6): 239-251.

[4] 赵峦啸,麻纪强,李珂斌,等. 超深层碳酸盐岩储层地震岩石物理特征和模型表征[J]. 地球物理学报, 2023, 66(1): 16-33.

ZHAO Luanxiao, MA Jiqiang, LI Kejian, et al. Seismic rock

- physics characteristics and modeling of ultra-deep carbonate reservoirs [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2023, 66 (1): 16-33.
- [5] 李阳, 范智慧. 顺北奥陶系碳酸盐岩油藏缝洞系统发育模式与分布规律[J]. 石油学报, 2011, 32(1): 101-106.  
LI Yang, FAN Zhihui. Developmental pat-tern and distribution rule of the fracture-cavity system of Ordovician carbonate reservoirs in the Tahe Oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 101-106.
- [6] RAWLINS E L, SCHELLHARDT M A. Back-pressure data on natural gas wells and their application to production practices. Monograph (U. S. Bureau of Mines), 7, 1936.
- [7] 陈元千. 预测气井绝对无阻流量的一个新方法[J]. 油气井测试, 1998, 7(1): 1-5.  
CHEN Yuanqian. A new method for predicting the absolute open flow rate of gas wells [J]. Well Testing, 1998, 7(1): 1-5.
- [8] 李勇, 李保柱, 胡永乐, 等. 现代产量递减分析在凝析气田动态分析中的应用[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(2): 304-308.  
LI Yong, LI Baozhu, Hu Yongle, et al. Application of modern production decline analysis in the performance analysis of gas condensate reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(2): 304-308.
- [9] 蒋佩, 王怒涛, 姚锋盛, 等. 非常规天然气产量递减分析新方法及其应用[J]. 天然气与石油, 2012, 30(2): 52-55.  
JIANG Pei, WANG Nutao, YAO Fengsheng, et al. Foreign new methods for analysis on unconventional gas production rate decline and their application [J]. Natural Gas and Oil, 2012, 30(2): 52-55.
- [10] 白莎, 蔡文渊, 熊葵, 等. 基于老井测井资料和孔隙结构参数的产能预测[J]. 测井技术, 2020, 44(2): 215-220.  
BAI Sha, CAI Wenyuan, XIONG Kui, et al. Forecast of production capacity based on log data and pore structures from old wells [J]. Well Logging Technology, 2020, 44(2): 215-220.
- [11] 刘俊华, 孙万明, 石连杰, 等. 基于电阻率测井数据预测产能的新方法[J]. 测井技术, 2021, 45(4): 411-415.  
LIU Junhua, SUN Wanming, SHI Lianjie, et al. New method for productivity prediction with resistivity logging data [J]. Well Logging Technology, 2021, 45(4): 411-415.
- [12] 王宝萍, 曹满利, 李得路, 等. 基于多裂缝间压力干扰的致密油产能预测[J]. 非常规油气, 2019, 6(4): 60-64.  
WANG Baoping, CAO Manli, LI Delu, et al. Predictive study of interfracture pressure field interference for density oil production capacity [J]. Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(4): 60-64.
- [13] 张永平, 唐鹏飞, 张浩, 等. 中基性火山岩体体积压裂水平井增产预测图版及其应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(2): 66-73.  
ZHANG Yongping, TANG Pengfei, ZHANG Hao, et al. Predicting chart and its case study for volume fractured horizontal well in the intermediate-basic volcanic reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(2): 66-73.
- [14] 李金泽, 徐文娟, 冯青, 等. 不规则裂缝分段水平气井产能预测新方法[J]. 石油化学应用, 2022, 41(7): 11-14.  
LI Jinze, XU Wenjuan, FENG Qing, et al. A new method for productivity prediction of segmented horizontal gas wells with irregular fractures [J]. Petrochemical Industry Application, 2022, 41(7): 11-14.
- [15] 强小龙, 任正城, 颀红霞, 等. 致密气藏气井产能预测方法[J]. 石油化工应用, 2022, 41(2): 48-50.  
QIANG Xiaolong, REN Zhengcheng, XIE Hongxia, et al. Productivity prediction method for gas wells in tight gas reservoirs [J]. Petrochemical Industry Application, 2022, 41(2): 48-50.
- [16] 杨瑀, 何志雄, 陈旭, 等. 缝洞型油藏油井产能分析[J]. 断块油气田, 2014, 21(6): 746-749.  
YANG Yu, HE Zhixiong, CHEN Xu, et al. Productivity analysis of single well in fractured-vuggy reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(6): 746-749.
- [17] 高树生, 刘华勋, 任东, 等. 缝洞型碳酸盐岩储层产能方程及其影响因素分析[J]. 天然气工业, 2015, 35(9): 48-54.  
GAO Shusheng, LIU Huaxun, REN Dong, et al. Deliverability equation of fracture-cave carbonate reservoirs and its influential factors [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(9): 48-54.
- [18] 李江, 陈先超, 高平, 等. 考虑应力敏感效应的裂缝性碳酸盐岩气井拟稳态产能预测方法[J]. 石油钻探技术, 2021, 49(3): 111-116.  
LI Jiang, CHEN Xianchao, GAO Ping, et al. A pseudo-steady-state productivity prediction method for fractured carbonate gas wells considering stress-sensitivity effects [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(3): 111-116.
- [19] 徐轩, 杨正明, 祖立凯, 等. 多重介质储层渗流的等效连续介质模型及数值模拟[J]. 断块油气田, 2010, 17(6): 733-737.  
XU Xuan, YANG Zhengming, ZU Likai, et al. Equivalent continuous medium model and numerical simulation of multimedia reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2010, 17(6): 733-737.

编辑 穆立婷

第一作者简介: 郑函庆, 男, 1988 年出生, 工程师, 2011 年毕业于东北石油大学资源勘察工程专业, 现主要从事试油完井技术研究及试井解释等相关工作。电话: 15022853391, Email: xjsyzhhq@cnpc.com.cn。通信地址: 新疆库尔勒市石化路西部钻探试油公司塔里木测试分公司, 邮政编码: 841000。