

文章编号: 0253-2697(2018)02-0172-08 DOI:10.7623/syxb201802005

致密油生产动态特征及可采储量评估方法

毕海滨¹ 段晓文² 郑婧¹ 周明庆¹ 高日丽¹ 祁越³ 梁坤¹ 孟昊¹

(1. 中国石油勘探开发研究院 北京 100083; 2. 中国石油勘探与生产分公司 北京 100007;
3. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院 陕西西安 710018)

摘要:致密油生产动态特征分析和可采储量评估是当前储量评价工作的难点之一。与常规油藏不同,致密油井产量受储层品质和大型压裂工程技术双重因素影响,压裂工程强度越大,致密油层的产量越高;相同压裂工程技术条件下致密油层品质越好,产油量越大。因此,储量评估中致密油层段仍需划分有效层与非有效层。致密油单井生产动态具有“两段式”特征,初期产量高、递减率大,中后期产量低、递减率减缓,在生产早期阶段,常规产量递减曲线法评估可采储量具有较大不确定性。基于致密油生产动态特征分析,针对早期生产阶段提出了两种可采储量评估方法,一是物质平衡时间法,主要用于评估试采阶段出现边界流动特征的单井可采储量,评估结果较为客观;二是产量类比法,主要用于评估短期测试井的可采储量。从而为致密油单井可采储量评估提供了一套客观简便的方法。

关键词:致密油;可采储量;评估方法;产量;物质平衡时间法;类比法

中图分类号:TE155

文献标识码:A

Production dynamic characteristics and recoverable reserve estimation method of tight oil

Bi Haibin¹ Duan Xiaowen² Zheng Jing¹ Zhou Mingqing¹ Gao Rili¹ Qi Yue³ Liang Kun¹ Meng Hao¹

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China; 2. PetroChina Exploration & Production Company, Beijing 100007, China; 3. Research Institute of Exploration & Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Shaanxi Xi'an 710018, China)

Abstract: The production dynamic characteristic analysis and recoverable reserve estimation of tight oil is one of the difficulties in current reserve evaluation. Different from conventional oil reservoirs, the production of tight oil well is influenced by dual factors including reservoir quality and large-scale fracturing engineering technology. The larger the fracturing engineering strength is, the higher the production of tight oil reservoir will be. Under the same fracturing engineering technical condition, the better the quality of tight oil reservoir is, the higher the oil production will be. Therefore, tight oil horizons are still required to be divided into effective horizon and ineffective horizon during reserve evaluation. The production dynamics of single tight oil well has “dual-stage” characteristics. The initial stage shows high production and large decline rate, while the mid-late stage presents low production and slow decline rate. In the early production stage, a high uncertainty exists in the use of conventional production decline curve method to estimate recoverable reserves. Based on the production dynamic characteristic analysis of tight oil, two methods of recoverable reserve estimation are proposed in the early production stage. One is the material balance time method, mainly applied for estimating the recoverable reserves of a single well with boundary flow characteristics, thus providing more objective estimation results; the other is the production analogy method, primarily used to estimate the recoverable reserves of short-term test well. Thus, a set of objective simple methods are put forward to estimate the recoverable reserves of tight oil single well.

Key words: tight oil; recoverable reserve; estimation method; production; material balance time method; analogy

引用:毕海滨,段晓文,郑婧,周明庆,高日丽,祁越,梁坤,孟昊.致密油生产动态特征及可采储量评估方法[J].石油学报,2018,39(2):172-179.

Cite:BI Haibin DUAN Xiaowen,ZHENG Jing,ZHOU Mingqing,GAO Rili,QI Yue,LIANG Kun,MENG Hao. Production dynamic characteristics and recoverable reserve estimation method of tight oil[J]. Acta Petrolei Sinica,2018,39(2):172-179.

面对世界油气需求持续增长和常规油气产量不断下降的新形势,资源潜力较大的非常规油气逐渐成为

全球石油勘探开发的新领域。随着勘探开发技术的不断进步,特别是水平井技术和大型水力压裂技术的提

基金项目:中国石油勘探前期项目(101002kt0b30090021001)资助。

第一作者:毕海滨,男,1965年3月生,1986年获大庆石油学院学士学位,2008年获中国石油勘探开发研究院博士学位,现为中国石油勘探开发研究院二级专家、高级工程师,主要从事油气储量评估工作。Email:bbh@petrochina.com.cn

通信作者:郑婧,女,1990年8月生,2012年获中国石油大学(北京)学士学位,2013年获Imperial College London硕士学位,现为中国石油勘探开发研究院工程师,主要从事动态法油气储量评估工作。Email:zhengjing123@petrochina.com.cn

高,以美国为代表的北美地区,致密油开发逆转了石油产量持续走低趋势。2008 年美国 Williston 盆地 Bakken 致密油实现规模化开发,成为当年全球油气领域十大发现之一;同年,德克萨斯州南部 Eagle ford 盆地的 Eagle ford 致密油开发亦取得突破,美国致密油产量逐年大幅提升,2010 年致密油产量达到 1.375×10^7 t,2011 年为 3.0×10^7 t,2012 年创纪录的达到 7.0×10^7 t,同年在圣华金盆地的 Monterey 地层致密油勘探开发又获重大突破,由此美国原油产量止跌回升,改变了美国能源供应格局^[1-2],也引发了全球范围内致密油勘探开发的热潮。近年来,中国石油天然气集团公司积极探索致密油勘探开发工作,相继在长庆、松辽、准噶尔及三塘湖等盆地取得重大突破。中国第四次资源评价表明,鄂尔多斯、松辽、三塘湖、准噶尔等盆地致密油地质资源量极为丰富,勘探开发潜力巨大^[3-4]。

致密油是指储藏在空气渗透率小于 1 mD(大致相当于覆压渗透率小于 0.1 mD)储层中的石油^[5],有 2 个基本特点:致密油层具有近烃源岩特征,含油饱和度较高,流体从烃源岩进入储集层后未经过流体再分异作用;储层物性差,没有或具有较低的自然产能,必须采用水平井和大规模水力压裂技术进行人工造藏,形成缝网与孔隙双重储集空间,即“一井一藏”,从而实现经济性开发^[6],因此,储层品质和压裂工程技术措施共同决定了致密油产能及未来生产效果,这正是致密油与常规油藏最重要的区别所在。这一特殊性决定了致密油单井生产动态具有初期产量高、递减快,中后期产量低、递减率变缓的“两段式”生产特征,即早期主要反映的是裂缝储集空间流动特征,中后期主要反映是孔隙空间的流动特征。由于常规生产动态方法仅适用于生产中后期阶段出现稳定递减规律后的单井可采储量评估,对处于生产初期阶段的井,常规动态方法

评估可采储量是不适用的,因此,有必要基于致密油生产动态特征分析,建立适用于致密油早期生产阶段的单井可采储量评估方法,以满足勘探评价阶段评估可采储量需要。

1 致密油产量的影响因素

1.1 储层品质对产油量的影响

1.1.1 储层质量对产能的影响

致密油层段^[5]自然产能低或不具有自然产能,常规压裂技术无法获得工业产能或实现经济性开发,水平井与大型水力压裂技术相结合成为致密油开发的必要条件,因此,评估致密油可采储量必须首先探讨压裂工程技术影响。

一种观点认为,只要压裂工程技术到位,无论致密油储层品质如何,均可获得高产,甚至泥岩段也可以产油;国外有关致密油的定义中确实明确提及部分原油可直接来自于泥页岩。不可否认,大型压裂工程技术条件下,差储层甚至烃源岩都可能贡献,但其贡献量是相当微小的,甚至物性较差的致密砂岩储集层的贡献也是非常有限的。

图 1 为鄂尔多斯盆地西 233 井区水平井单井最高月产油量与单井钻遇的致密油层厚度统计关系,其中图 1(a)为单井最高月产油量与优质层厚度(空气渗透率 > 0.1 mD)关系,表明优质层段越长,产油量越高;图 1(b)为单井最高月产油量与致密油层总厚度即优质油层与差油层之和(即渗透率为 0.1~0.05 mD)的统计关系,图中的数据点明显分为两个部分,大体上与该地区水平段长度 800 m 和 1500 m 相对应,并且相同水平段长度的产量差异较大。图 1(a)和图 1(b)对比表明,差储层对产油量的贡献极低。因此,优质储层厚度决定了致密油产量的高低^[7-8]。

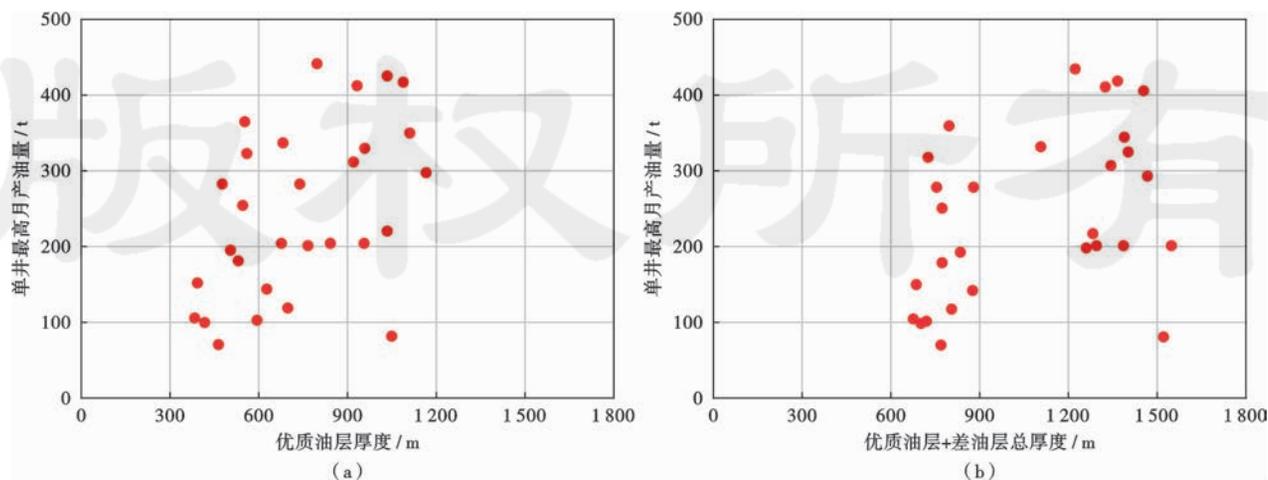


图 1 西 233 井区水平井单井最高月产油量与致密油层厚度关系

Fig. 1 Relationship between maximum monthly rate per horizontal well and reservoir thickness for Xi233 well block

1.1.2 渗透率是表征致密油层品质的关键指标

之所以采用渗透率作为界定致密油品质的关键指标,是因为与特低渗透储集层相比,致密油储层颗粒更细、孔喉配位数更多、更复杂,导致两类储集层可能具有大致相当的储集空间能力,但致密油的渗透率更低,相应的孔-渗相关性更差^[9]。

图2为西233区块南、北井区储层孔隙度及渗透率的对比分析,北区统计井为阳平6井、阳平7井和阳平9井,南区统计井为阳平2井、阳平3井、阳平4井和阳平5井。从图2中可以看出,南区孔隙度主要分布区间为8%~13%,明显高于北区的6%~11%;而渗透率主要分布区间,北区则明显好于南区,南区为0.1~

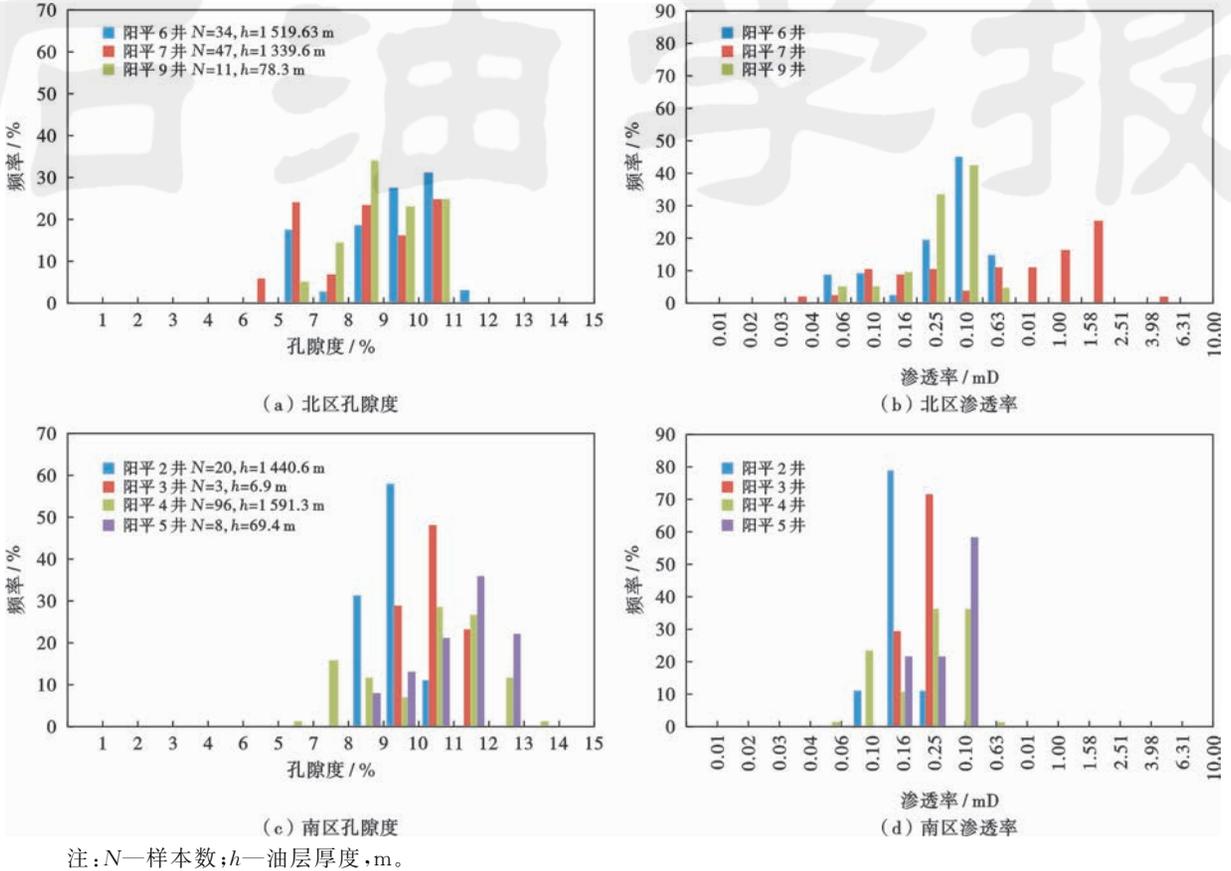


图2 西233井区各井储层物性统计对比
Fig. 2 Reservoir physical properties comparison of Xi233 well block

0.4 mD、峰值渗透率为0.15~0.25 mD,北区为0.06~2.51 mD、峰值渗透率0.25~0.40 mD,特别是北区还有一定数量的渗透率大于0.40 mD(0.63~2.51 mD)的优质储层,导致北区各井最高月产油量(平均达430 t/月)明显高于南区各井的最高月产油量(平均为388 t/月)。不可否认,影响单井最高月产油量和稳产能力的因素很多^[10],但是至少表明了储层渗透率和产量之间存在更密切关系。

1.2 压裂工程技术强度对单井产油量的影响

1.2.1 压裂工程强度越大,单井产油量越高

所谓“大型水力压裂技术”通常是指长时间、高强度的水力压裂技术,生产现场常形象的表述为“千方砂,万方液”,加砂量可以看作是压裂工程技术强度的关键性指标^[11]。统计表明,在大致相近的储层条件下,单井总加砂量越大即压裂强度越大,则缝网体积越大,缝孔融合程度越好,产油量就越高。

图3为水平段长度1500 m各井在相近的压裂工

程技术条件下,总加砂量与单井最高月产量之间的关系,总体上随着总加砂量的增加,单井最高月产油量有

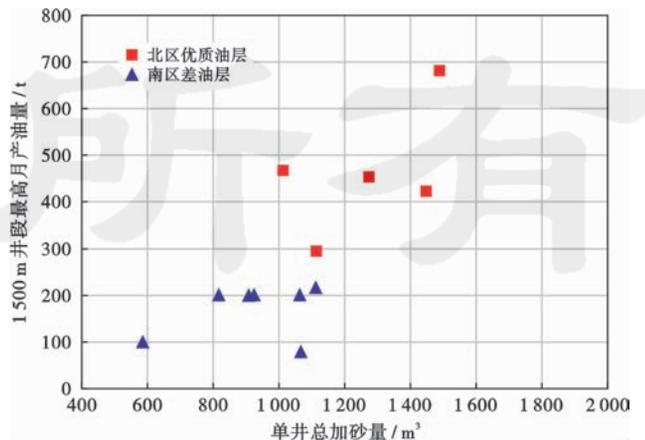


图3 水平段1500 m总加砂量与单井最高月产油关系
Fig. 3 Relationship between proppant pumped and maximum monthly rate per well for 1500 m lateral length wells

不断增长的趋势;同时还可以看出,单井最高月产油量有明显的分区性,优质储层区单井产量普遍较高,储层品质较差的区域单井产量明显偏低。

1.2.2 压裂工程技术提高,压裂半缝长增大

压裂工程技术从早期的直井压裂,逐步发展为水平井分段(簇)压裂和整体压裂等。压裂工程技术强度越高,人工造藏的效果就越好,压裂波及的范围就越大。根据水平井分段压裂结果的统计表明,压裂强度越大,缝网体积就越大,即压裂半缝长就越长。

图4是对西233井区20口水平井分段压裂数据的监测结果,统计表明,单簇加砂量越大,压裂的半缝长就越大,即压裂波及更大的致密油层体积,从而提高压裂效果。矿场生产中会综合考虑各种技术条件和投入产出比,单簇加砂量也并非多多益善。从图4中可以看出,单簇加砂量 $30\text{ m}^3/\text{簇}$ 处出现一个明显拐点,对应的裂缝半长接近 600 m ,超过此值,随着单簇加砂量的增加,裂缝长度的增速明显减缓。

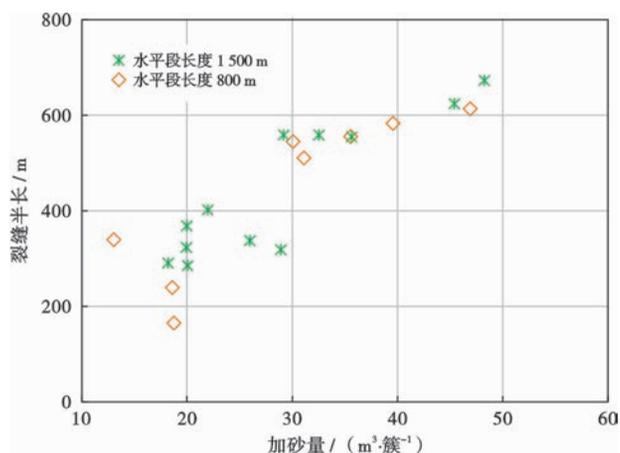


图4 单簇加砂量与裂缝半长关系

Fig. 4 Correlation plots of proppant pumped per cluster and fracture half-length

2 单井生产动态的“两段式”特征

2.1 单井最高月产油量出现于生产初期阶段

大型水力压裂工程技术在开发致密油层的水平井中可形成缝网与孔隙组合体即缝网,从而使储层渗流能力得到有效改善,并大幅度提高原油产量实现高效开发^[12]。由于裂缝存在,压裂后投产井的生产动态一般表现为初期高产,高产期通常维持在2~6个月不等,之后再进入快速递减阶段。

根据对西233井区31口井的生产动态分析表明,50%以上的井第2个自然月即可达到最高峰值产液量和产油量,30%~40%的井在第3~4个自然月达到峰值产量,极个别井因各种工程技术原因等可能会推迟达到峰值产量的时间(图5)。

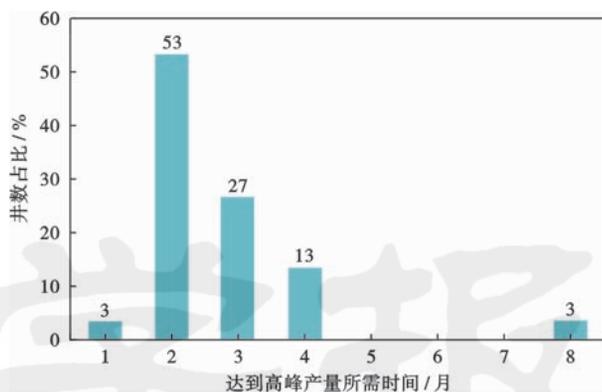


图5 单井峰值产油量出现时间统计

Fig. 5 Statistic of single well peak oil rate time

2.2 初期阶段产量递减快,中后期递减减缓

依据常规递减类型判别图版,即单井月产油量与生产时间(月)半对数坐标关系为“直线”形式属于指数递减,累积产油量与月产油量半对数关系为“直线”形式属于调和递减^[13],对所有单井生产动态曲线进行诊断。

从图6(a)中可以看出,生产初期阶段产量递减率较大,近似于指数递减特征;生产时间超过约18个月时,产量递减趋势减缓,呈现调和递减或双曲递减特征[图6(b)],即所谓的“两段式”生产特征。因此,生产初期阶段利用常规动态法评估可采储量具有较大的不确定性,这也是探索生产初期阶段可采储量评估新方法的原因所在。

3 可采储量评估方法

3.1 物质平衡时间法

3.1.1 基本原理

“物质平衡时间”这一概念由Palacio^[14]于1993年首次提出,其定义为瞬时累积产量与瞬时产量之比,并利用物质平衡时间与单井产量关系,判别油气藏流体的流动形态是单线性流、双线性流还是边界流动;Reese等^[15]首次尝试利用物质平衡时间与单井产量关系估算出现边界流动的常规油藏的储量;Mattar等^[16]在相关研究中指出,物质平衡时间法是判别油藏流体流动形态最可靠的方法之一,其最大的特点是不会将线性流动误判为边界流动;Siddiqui等^[17]首次尝试将物质平衡时间法用于分析Bakken致密油储层水平井压裂效果及流动形态判别^[14-15]。目前,该方法在中国尚无应用先例,本文首次对此进行了理论推导和致密油可采储量评估方法探索。

根据Dake^[18]给出的封闭油藏微压缩流体物质平衡方程:

$$\bar{p} = p_i - \frac{1}{NC_1} N_p \quad (1)$$

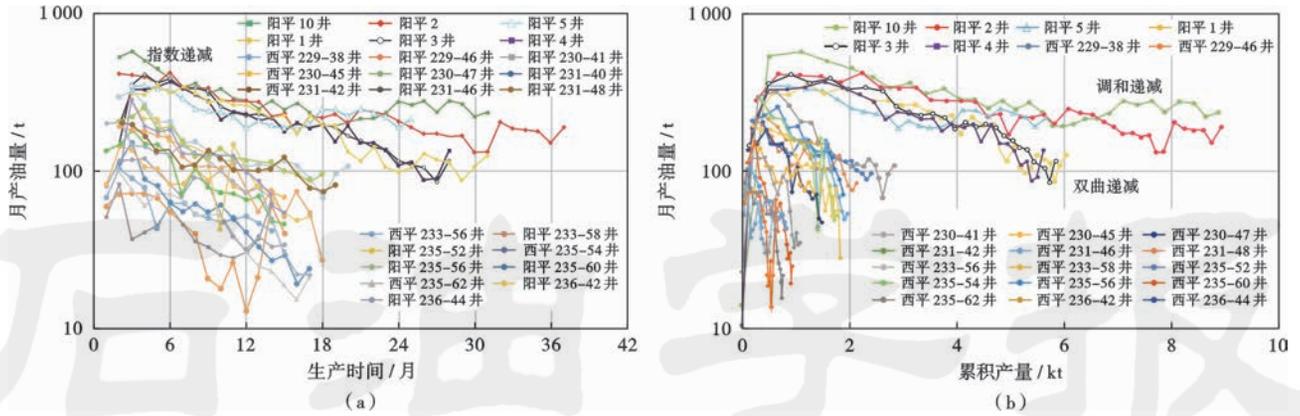


图6 单井生产动态递减类型判别

Fig. 6 Decline type identify for single well performance

结合边界流流动方程^[17]：

$$\bar{p} - p_{wf} = 141.2 \frac{qB\mu}{Kh} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{10.06A}{C_A r_w^2} \right) - \frac{3}{4} + S \right] \quad (2)$$

令：

$$b_{pss} = 141.2 \frac{B\mu}{Kh} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{10.06A}{C_A r_w^2} \right) - \frac{3}{4} + S \right] \quad (3)$$

将边界流流动方程简化为：

$$\bar{p} = p_{wf} + qb_{pss} \quad (4)$$

将式(1)与式(4)合并形成：

$$\Delta p = p_i - p_{wf} = \frac{1}{NC_t} N_p + qb_{pss} \quad (5)$$

式(5)两边同除以 q 得：

$$\frac{\Delta p}{q} = \frac{1}{NC_t} \frac{N_p}{q} + b_{pss} \quad (6)$$

式(6)变形得：

$$\frac{q}{\Delta p} = \frac{1}{b_{pss}} \frac{1}{1 + \frac{1}{NC_t} \frac{N_p}{q}} \quad (7)$$

设 $t_m = N_p/q$ 并带入式(7)转换为：

$$\frac{q}{\Delta p} = \frac{1}{b_{pss}} \frac{1}{1 + \frac{1}{NC_t} t_m} \quad (8)$$

这一形式与 Arps 递减形式 $q = q_i (1 + D_i t)^{-1/n}$ 极为相似，因此，称 N_p/q 为物质平衡时间。从式(8)中还可以看出，边界流的最大特点是产量与物质平衡时间关系曲线的斜率为 -1。根据 John Lee 等相关研究成果^[18]，单线性流的斜率为 -1/2，双线性流的斜率为 -1/4。

因此，物质平衡时间法的应用原理是在单井产量与物质平衡时间双对数坐标中，当趋势斜率为 -1/4 时为双线性流，即流体自裂缝流入井筒和自孔

隙流入裂缝，由于裂缝和孔隙空间发育状况有差异，导致两者流动形态有区别，对“人工造藏”的致密油而言，表明压裂效果不理想，裂缝孔隙沟通性相对较差。当趋势线斜率为 -1/2 时表明为单线性流动，反映出压裂效果良好，压裂裂缝与基质孔隙空间有效连通，孔隙、裂缝融为一体，形成发达的缝网体系；当趋势线斜率为 -1 时表明属于边界流动，即流体流动遇到边界反应^[19]；有井间干扰时也会表现出类似特征。此时，沿趋势线外推至单井经济极限产量，各时间点的累积产量即为估算单井可采储量(EUR)，如图7所示。

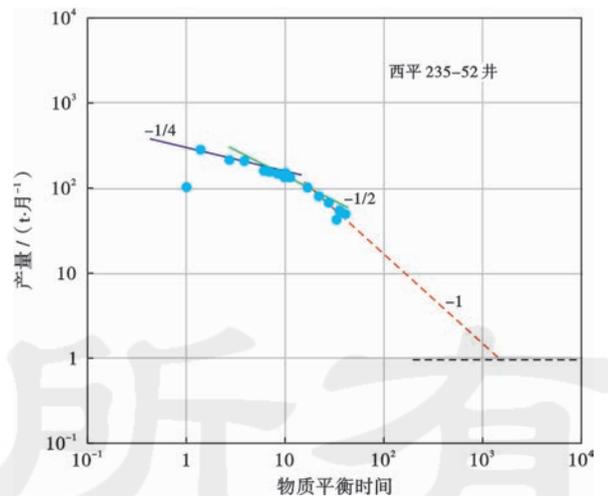


图7 物质平衡时间与单井产油量关系

Fig. 7 Relationship between material balance time and single well oil rate

3.1.2 生产动态诊断与产量归一化

如前所述，单井生产动态是致密油储层品质与压裂工程技术效果的综合反映，利用单井生产动态资料评估可采储量之前，应首先分析储层品质及压裂工程

措施的相似性,在此基础上按产量高低进行细化分区,然后对纵坐标的单井产量进行归一化处理,使数据分布相对集中以消除储层非均质性影响,有助于判别生产井是否具有相似的流动形态以及所处生产阶段的一致性。图 8 为西 233 井区各井生产动态,鉴于各单井的压裂工程技术强度近似,单井产量可以看作是储层品质的直接反应。因此,可根据单井最高月产量的

大小,将评价区内 33 口生产井划分为 3 个井组。由于各井组的单井产量仍有差别[图 8(a)],为判别流动形态及生产阶段的一致性,需要对产量进行归一化处理,即用单井月产量除以本井前 6 个月的累积产量,归一化处理后,各井组的生产动态数据分布更加集中,流型判别更准确,也可进一步验证分组结果的合理性[图 8(b)]。

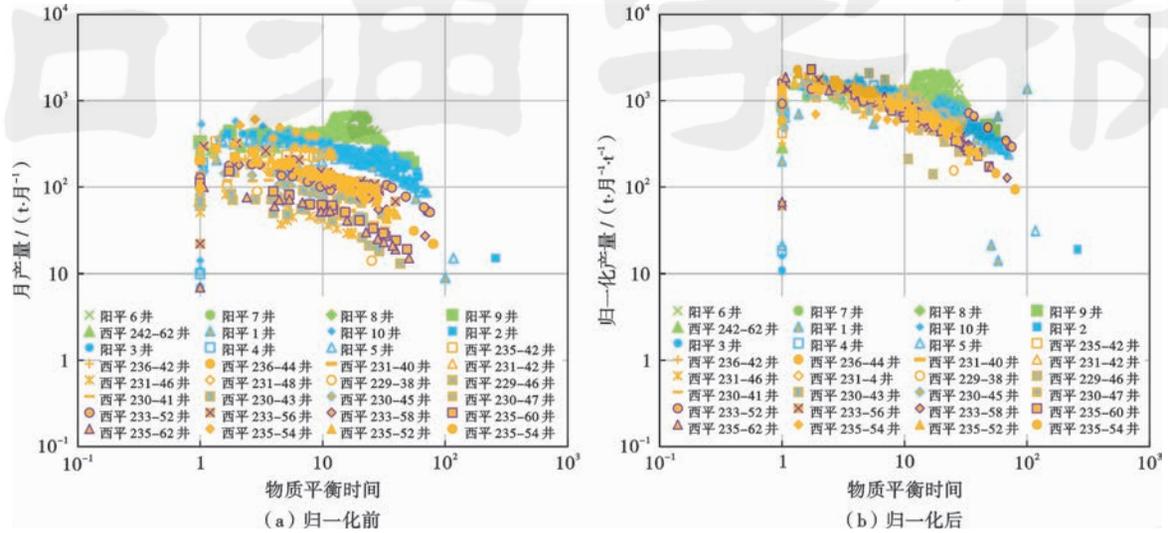


图 8 西 233 井区物质平衡时间与单井月产油量关系

Fig. 8 Correlation plot of material balance time and single well monthly rate for Xi233 well block

从图 8 中可以看出,第一井组(黄色)和第二井组(蓝色)均表现为单线性流并出现边界流动特征,表明压裂工程效果较好,并可用于评估可采储量。第三井组(绿色)单井产量相对较高且生产稳定,投产近 2 a 后仍未表现出明显的边界流特征(现场分析认为,这可能与该井组储层物性好,完井参数包括水平段长度、压裂级数、支撑剂适当,井距合理有关,该井组水平井距约为 1 100 m,3 个井组中最大)。由于该井组的各井未出现边界流动特征,无法用物质平衡时间法评估单井可采储量;对于这类井,常规动态方法也不适用。

3.1.3 可采储量评估结果对比分析

(1) 评估结果对比

依据生产动态诊断和流型判别结果,筛选出西 233 井区生产时间长、常规动态方法评估结果较为可靠的 10 口井,采用物质平衡时间法和常规动态法分别评估了各单井的可采储量,用以验证生产早期阶段采用物质平衡时间法评估结果的可靠性。如表 1 所示,2 种方法评估结果的相对误差分布范围在 $-7.96\% \sim 5.43\%$,平均误差不到 1%,评估结果一致性较好;表明物质平衡时间法是生产早期阶段评估致密油单井可采储量的行之有效的简便方法。

表 1 物质平衡时间法与常规动态法评估的单井可采储量 (EUR) 结果对比

Table 1 EUR results comparison of material balance time method and regular performance method

井名	物质平衡时间法 EUR/t	产量递减法 EUR/t	差值/t	相对误差/ %
阳平 2	17 324	17 016	308	1.81
阳平 1	8 309	8 433	-124	-1.47
阳平 4	7 638	7 991	-353	-4.42
西平 236-44	4 840	4 945	-105	-2.12
西平 233-52	2 543	2 412	131	5.43
西平 233-58	2 519	2 498	21	0.84
西平 235-52	2 340	2 405	-65	-2.70
西平 235-54	2 066	2 021	45	2.23
西平 235-62	1 167	1 210	-43	-3.55
西平 229-46	798	867	-69	-7.96
合计	49 544	49 798	-254	-0.51

(2) 评估方法对比

与常规动态法相比,物质平衡时间法具有如下几个方面的优势:①所需参数少,仅需产量数据便可评估可采储量;②该方法评估过程简便,仅需判别是否出现边界流动,然后沿趋势线外推即可得到评估结果;③不确定性降低,物质平衡时间法因为存在趋势线斜率 -1 的约束条件,因而将人为影响降至最低,评估结果也更

为客观;④该方法不仅可以评估可采储量,还可以定性判别流动形态和压裂效果等。物质平衡时间与常规动态方法对比如表2所示。

表2 物质平衡时间与产量递减法应用效果对比

Table 2 Comparison of the application of material balance time method and production decline method

项目	物质平衡时间法	产量递减法
参数需求	产量	初始产量、递减率及递减指数等
应用条件	出现边界流动	出现递减规律
不确定性	趋势线斜率为-1,人为影响降至最低	受选点数量影响,人为影响较大
过程复杂性	沿趋势线外推至单井经济极限产量	判断递减类型,确定递减参数
其他应用	判别流动形态和压裂效果	无

3.2 产量类比法

如前所述,当单井生产出现边界流动时可以采用物质平衡时间法评估可采储量,实际生产中,不可能全部等待所有井出现边界流后再估算可采储量,对短期试采的井,是否有更简便易行的方法评估可采储量?笔者基于产量统计提出了短期试采井评估可采储量的产量类比法。

3.2.1 成熟生产区单井可采储量与单井最高月产油关系

在成熟开发区或已开辟生产试验井组的新探区,当生产井出现边界流或递减规律后,可采用物质平衡时间法或常规产量递减方法估算单井可采储量,然后,建立单井最高月产油量与单井可采储量关系图版;借助该图版,通过产量类比可有效估算短期试采井的单井可采储量。

需特别指出,建立该项关系图版时应充分考虑水平段长度和压裂工程技术强度等因素的相似性,尽可能分类建立才能取得较好效果。

图9是利用鄂尔多斯盆地西233井区水平井段长度1500m的生产井建立的单井最高月产油量与单井EUR关系,相关性较好,可用于评估该地区短期试采井的可采储量。

3.2.2 单井最高月产油量和前12个月累积产油量关系

统计表明,单井最高月产油量与单井前12个月累积产油量具有非常好的相关关系(图10),两者相关系数达到0.93。进一步的分析表明,单井最高月产量、单井前6个月累积产量及单井前12个月累积产量三者之间具有较好的相关关系,因此,新投产的短期试采井,可根据所拥有的生产动态资料(单井最高月产、前6个月累积产量或前12个月累积产量),直接利用成熟生产区或试采井区建立的相关性估算单井可采储量,从而为没有出现递减规律且试采时间较短的单井可采储量评估提供一种有效的方法^[20-21]。

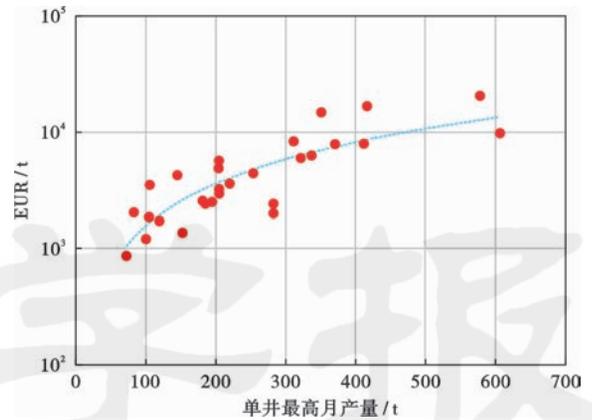


图9 西233井区单井最高月产油量与单井EUR关系

Fig. 9 Relationship between single well max monthly rate and EUR for Xi233 well block

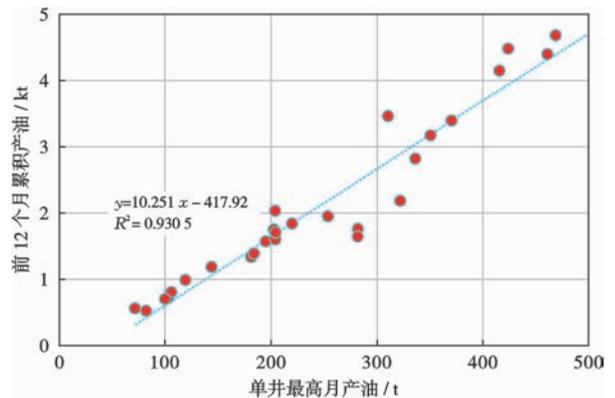


图10 单井最高月产油与前12个月累积产油量关系

Fig. 10 Relationship between maximum monthly rate and first 12 months cumulative production

4 结论

(1) 致密油单井产量受致密油储层品质和压裂工程技术双重因素影响,相同的压裂工程技术条件下,致密油储层品质越好,单井产油量越高;致密油储层品质越差,对产量的贡献就越低。因此,致密油层段内仍需区分有效层与非有效层。

(2) 致密油单井生产动态具有“两段式”特征,初期产量高、递减率大,中后期产量低、递减率相应减缓;对处于早期生产阶段的井,常规产量递减曲线法评估可采储量具有较大的不确定性。

(3) 物质平衡时间法主要用于评估出现边界流的生产井的可采储量,由于有趋势线斜率为“-1”约束,人为影响因素大大降低,评估结果更为客观。

(4) 类比法主要用于短期试采井的可采储量评估。可利用成熟生产区或长时间试采井区建立单井最高月产量、前6个月累积产量或前12个月累积产量与单井EUR的关系,通过类比产量高低,确定短期试

采井的可采储量,是致密油单井可采储量早期评估的有效方法。

符号注释: q —产油量,t/月; q_i ——初始产量,t/月; t —生产时间,月; N_p —累积产油量,t; n —递减指数; N —流体体积,t; D —递减率; D_i —初始递减率; \bar{p} —平均地层压力,MPa; p_i —原始地层压力,MPa; p_{wf} —井底流动压力,MPa; μ —原油黏度,mPa·s; K —渗透率,mD; ϕ —孔隙度; h —油层厚度,m; B —地层流体体积系数; C_v —综合压缩系数,MPa⁻¹; b_{ps} —边界流流动常数; C_A —形状系数; A —含油面积,m²; r_w —井筒半径,m; s —表皮系数; B_o —地层原油体积系数。

参 考 文 献

- [1] 张君峰,毕海滨,许浩,等. 国外致密油储量评估技术进展[M]. 北京:地质出版社,2015:33-38.
ZHANG Junfeng, BI Haibin, XU Hao, et al. New progress of overseas tight oil reserves estimation [M]. Beijing: Geological Press, 2015: 33-38.
- [2] 张君峰,毕海滨,许浩,等. 国外致密油勘探开发新进展及借鉴意义[J]. 石油学报, 2015, 36(2): 127-137.
ZHANG Junfeng, BI Haibin, XU Hao, et al. New progress and reference significance of overseas tight oil exploration and development[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 127-137.
- [3] 吴国干,方辉,韩征,等. “十二五”中国油气储量增长特点及“十三五”储量增长展望[J]. 石油学报, 2016, 37(9): 1145-1151.
WU Guogan, FANG Hui, HAN Zheng, et al. Growth features of measured oil initially in place & gas initially in place during the 12th Five-Year Plan and its outlook for the 13th Five-Year Plan in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(9): 1145-1151.
- [4] 郭秋麟,武娜,陈宁生,等. 鄂尔多斯盆地延长组第7油层组致密油资源评价[J]. 石油学报, 2017, 38(6): 658-665.
GUO Qiulin, WU Na, CHEN Ningsheng, et al. An assessment of tight oil resource in 7th oil reservoirs of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(6): 658-665.
- [5] 张君峰,段晓文,毕海滨. 致密油储量计算规范: Q/SY 1834—2015[S]. 北京:中国石油天然气集团公司, 2015.
ZHANG Junfeng, DUAN Xiaowen, BI Haibin. Regulation of tight oil reserves estimation: Q/SY 1834—2015[S]. Beijing: China National Petroleum Group Corporation, 2015.
- [6] 赵政璋,杜金虎. 致密油气[M]. 北京:石油工业出版社, 2012: 1-3.
ZHAO Zhengzhang, DU Jinhua. Tight oil and gas[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012: 1-3.
- [7] 卢双舫,薛海涛,王民,等. 页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势[J]. 石油学报, 2016, 37(10): 1309-1322.
LU Shuangfang, XUE Haitao, WANG Min, et al. Several key issues and research trends in evaluation of shale oil[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(10): 1309-1322.
- [8] 景东升,丁锋,袁际华. 美国致密油勘探开发现状、经验及启示[J]. 国土资源情报, 2012(1): 18-19.
JING Dongsheng, DING Feng, YUAN Jihua. Status quo and experiences of tight oil exploration and exploitation in the United States and its implication[J]. Land and Resources Information, 2012(1): 18-19.
- [9] 朱如凯,吴松涛,苏玲,等. 中国致密储层孔隙结构表征需注意的问题及未来发展方向[J]. 石油学报, 2016, 37(11): 1323-1336.
ZHU Rukai, WU Songtao, SU Ling, et al. Problems and future works of porous texture characterization of tight reservoirs in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(11): 1323-1336.
- [10] 钟高润,张小莉,杜江民,等. 鄂尔多斯盆地延长组长7段致密油源储配置关系测井评价[J]. 地球物理学进展, 2016, 31(5): 2285-2291.
ZHONG Gaorun, ZHANG Xiaoli, DU Jiangmin, et al. Source reservoir configuration of logging evaluation for tight oil in Chang 7 Member, Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Progress in Geophysics, 2016, 31(5): 2285-2291.
- [11] 周正龙,王贵文,冉冶,等. 致密油储集层岩性岩相测井识别方法——以鄂尔多斯盆地合水地区三叠系延长组7段为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(1): 61-68.
ZHOU Zhenglong, WANG Guiwen, RAN Ye, et al. Logging identification method of tight oil reservoir lithology and lithofacies: a case from Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation in Heshui area, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(1): 61-68.
- [12] 史晓东. 致密油直井多层缝网压裂产能预测方法[J]. 特种油气藏, 2017, 24(1): 124-127.
SHI Xiaodong. Productivity forecast of vertical well with multi-layer network fracturing in tight oil reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(1): 124-127.
- [13] 杨通佑,范尚炯,陈元千,等. 石油及天然气储量计算方法[M]. 北京:石油工业出版社, 1998: 64-69.
YANG Tongyou, FAN Shangjiong, CHEN Yuanqian, et al. The method of oil and gas reserves estimation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 64-69.
- [14] PALACIO J C, BLASLINGAME T A. Decline-Curve Analysis Using Type Curves—Analysis of Gas Well Production Data[R]. SPE 25909, 1993.
- [15] BLASLINGAME T A, ILK D, REESE P D. Estimation of reserves using the reciprocal rate method[R]. SPE 107981, 2007.
- [16] MOGHADAM S, MATTAR L. Pitfalls of superposition when analyzing production data[R]. SPE 146727, 2011.
- [17] SIDDIQUI S K, ALI A, DEHGHANPOUR H. New advances in production data analysis of hydraulically fractured tight reservoir [R]. SPE 162830, 2012.
- [18] DAKE L P. Fundamentals of reservoir engineering[M]. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 1978.
- [19] YAN Changhui, LUO Guofan, EHLIG-ECONOMIDES C A. Systematic study of Bakken well performance over three well completion design eras[R]. SPE 171566, 2014.
- [20] SPEE. Monograph 3: guidelines for the practical evaluation of undeveloped reserves in resource plays[M]. Houston, TX: Society of Petroleum Evaluation Engineers, 2011: 57-77.
- [21] SPEE. Monograph 4: estimating ultimate recovery of developed wells in Low-permeability reservoirs[M]. Houston, TX: SPEE, 2016.

(收稿日期 2017-09-22 改回日期 2018-01-07 编辑 宋宁)