

引用格式: YU Shaoyong, 刘玉慧. 页岩及致密地层油气井的生产特征及可采储量计算方法[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(2): 146-153.

YU Shaoyong, LIU Yuhui. Production performance and EUR forecast of wells producing from tight/shale reservoirs[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(2): 146-153.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.02.002

页岩及致密地层油气井的生产特征及 可采储量计算方法

YU Shaoyong¹, 刘玉慧²

(1. Tartan Energy Group Ltd., Calgary, Alberta T2P 3P4, Canada; 2. 达坦能源科技(上海)有限公司, 上海 200437)

摘要: 作为页岩及致密地层油气藏开发的重要经济指标之一, 页岩及致密地层油气井的产量预测及可采储量计算是非常规油气藏工程中非常重要的一项工作。因此, 无论国内还是国外都把产量预测及可采储量的计算作为研究的重要课题, 也是非常规油气藏工程师所面临的挑战之一。通过对页岩及致密地层油气藏的地质特征的描述, 分析了页岩及致密地层油气藏生产井的生产产量特征。从生产特征出发, 阐述常规油气藏计算储量及预测产量方法对页岩及致密地层低渗透油气藏油气井计算的不适用性。结合国际石油工程评价委员会(SPEE)建议的方法, 最终提出计算页岩及致密地层生产井的产量预测及可采储量计算方法及 workflow。应用实例说明了计算 workflow 的正确性。

关键词: 页岩; 致密; 生产特征; 产量预测; 可采储量计算

中图分类号: TE32

文献标识码: A

Production performance and EUR forecast of wells producing from tight/shale reservoirs

YU Shaoyong¹, LIU Yuhui²

(1. Tartan Energy Group Ltd., Calgary, Alberta T2P 3P4, Canada; 2. Tartan Energy Group(Shanghai), Shanghai 200437, China)

Abstract: As one of the important economic indicators for the development of shale/tight reservoirs, the production performance and EUR calculation of shale/tight wells is an important subject in unconventional reservoir engineering. This has been challenging for the reservoir engineers from both China and other country for a dozen of years. Based on the understanding of the unique geological characteristics of shale/tight reservoirs, this paper describes in detail the production performance of those wells producing extremely tight reservoirs, from which the inapplicability of using traditional methods has been explained. Further, a new methodology and the workflow has been presented from SPEE recommendations, and one practical example has also been illustrated of implementing the workflow.

Key words: shale, tight formation, production behavior, production forecast, EUR estimation

据2015年国土资源部(现已并组于自然资源部)资源评价, 全国页岩气技术可采资源量为 $21.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 包括海相 $13.0 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 海陆过渡相 $5.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 陆相 $3.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。累计探明页岩气地质储量 $5.441 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。“十三五”规划中, 2020年的发展目标是完善成熟3500 m以浅海相页岩气勘探开发技术, 突破3500 m以深海相页岩气、陆相和海陆过渡相页岩气勘探开发技术, 力争实现页岩气产量 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。2030年目

标展望是实现页岩气产量 $(800 \sim 1000) \times 10^8 \text{ m}^3$ 。中国页岩气的开采突飞猛进, 页岩气产量从2014年的 $13 \times 10^8 \text{ m}^3$ 猛增至2018年的超 $108 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。2020年产量有望超过 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。2018年, 中国石油四川页岩气产量达 $42.7 \times 10^8 \text{ m}^3$, 较2017年增长40%, 其中日产量达到 $2000 \times 10^4 \text{ m}^3$, 创历史新高^[1]。

在北美, 页岩气及致密地层的开采比中国要早得多。其页岩气和致密地层气从2006年开始有一

收稿日期: 2020-09-28。

第一作者简介: YU Shaoyong(1965—), 男, 加拿大籍, 博士, 教授, 达坦能源集团(Tartan Energy Group)首席油气藏工程科学家, 国际石油工程师评价委员会(SPEE)委员, 加拿大阿尔伯塔省注册工程师(P. Eng.)。地址: 1520, 101 6th Avenue SW Calgary Alberta, Canada T2P 3P4. E-mail: syu@tartansh.com

波快速增长。页岩及致密油气藏的开采及评价技术目前居于世界领先地位,并处于一个比较成熟的阶段。这其中包括页岩及致密地层油气井的产量及可采储量预测计算技术。

页岩及致密地层油气井的产量及可采储量预测计算直接影响到油气开采的可行性风险分析及最终的经济评价结果。从政策层面上来说,SEC(美国纽约证券交易所)每年需要对在美国上市的石油公司所有油气生产井的可采储量进行审查。因此,无论是各大石油公司的工程师们还是大学教授们都非常重视进行这方面研究,每年都会在美国SPE会议发表大量文章。2013年,国际石油工程师评价委员会(Society of Petroleum Evaluation Engineers,简称SPEE)就组织了世界顶级科学家专门针对如何计算探明的未开发可采储量(Proven Undeveloped Reserve,简称PUD)进行研究,并首先出版了被SEC认可的SPEE专著3(SPEE Monograph-3)。由于探明的未开发可采储量计算需要首先计算正在生产的井的可采储量,2016年中旬,SPEE出版了专著4(SPEE Monograph-4),专门给出了页岩及致密地层油气藏生产井可采储量(Proven Development Producing,简称PDP)的计算方法及工作流的建议。笔者在2018年6月出版的专著^[2]中进行了详细介绍。

中国对页岩及致密地层油气的开采进行得比较晚,因而对这方面技术的研究也开展得较晚。目前大部分是参考国外的技术。国内发表的一些文章只局限于对单个方法的评价应用^[3-4]。单个方法的应用往往只适用于某个局部的区域或个别井。国外在这方面的早期文章也是如此。

因此,笔者首先对页岩及致密地层油气藏的地质特征进行描述,从分析页岩及致密地层油气生产井的产量特征出发,阐述现有的针对常规油气藏生产井产量及储量预测方法的不适用性,详细介绍了SPEE提出的建议方法及工作流^[5],最终结合SPEE的工作流,提出计算页岩及致密地层油气生产井的产量预测、可采储量计算方法及工作流。

1 页岩及致密地层油气藏的地质特征

页岩气是储存在页岩、泥岩或层状粉砂岩等富含有机质的细粒岩石中的天然气。这种天然气是经过上亿年的时间,由热过程或生物过程演变产生,一部分以溶解气体的形式储存在干酪根和黏土中,另一部分以压缩气体的形式储存在干酪根和黏土及其他岩石的孔隙中。因此,页岩地层油气藏的主要地质特征是其既是“源”也是“藏”。此外,页岩地层本身的沉积环境决定了其极度致密性,地层渗透率可低至 $0.000\ 01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。不同于常规地层油气藏,页岩地层油气藏还具有以下这些直接影响产量特征的因素。

1) 有机质丰度均较高,但非均质性强(TOC 介于 $2\% \sim 14\%$)。不同于常规油气藏地质的一个显著特征是页岩地层富含有机质。

2) 成熟度(镜质反射率 R_o)不同的未转化有机质值及滞留石油百分比不同。这将决定页岩地层的流体性质或吨页岩岩石的含气量大小。

3) 岩石的孔隙存在有机质导致孔隙度分布的极其不确定性。此外,微裂缝、纹层是有效的油气运移通道,如图1所示^[6]。

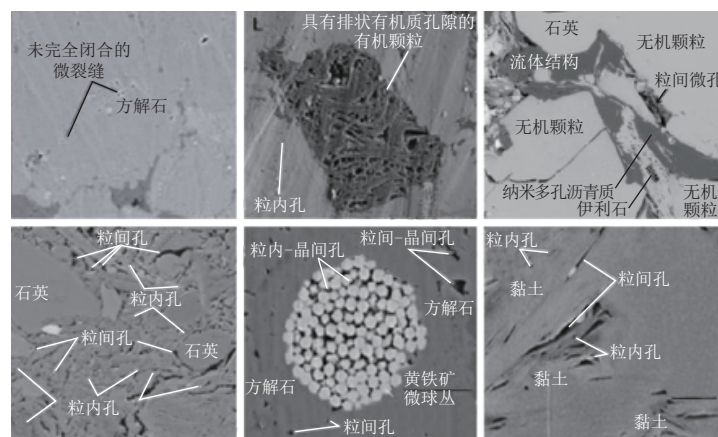


图1 页岩油气地层的孔隙特征^[6]

Fig. 1 Pore characteristics of shale oil and gas formation^[6]

4) 微孔隙的孔隙尺寸分布与常规砂岩不同,如图1所示^[6]。

5) 流体的流动机理不同。这是由于部分气体是以吸附及溶解的形式存在。

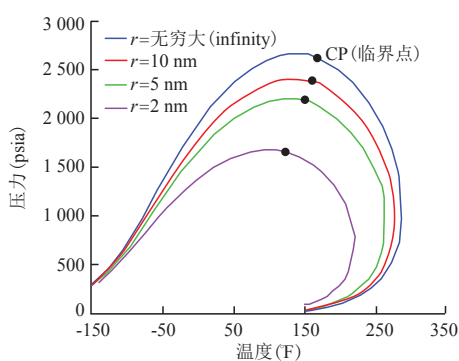
6) 开采方式不同带来的多因素影响。由于极低的地层渗透率,需要进行水平井加多段压裂的作业才能产生工业经济流。由此产生了由长水平井钻遇不同地层参数的不确定性及由多段压裂的不同参数产生的不同导流能力引起的影响。

7) 流体PVT特征不同。微孔隙内的流体流动特性将导致流体PVT临界点值的变小,如图2所示^[7]。

8) 压力温度系统异常。原始的沉积环境导致了高温高压的页岩气地层。后期的地壳运动可能会导致页岩气的漏失,使地层成为常压地层。大部分高压系数的页岩气地层具有较高的经济开采价值。

9) 地层岩石应力作用。由于页岩气地层的特殊性,其地层的岩石应力效应比较明显。这使得对其地层参数受应力影响的描述尤其重要。

致密地层油气藏(Tight Gas/Oil)在北美被定义为“只有通过大型压裂作业才能获得工业油气流的油气藏”(A reservoir that can not be produced at economic flow rates nor recover economic volumes of natural gas unless the well is stimulated by a large hydraulic fracturing treatment or produced by use of a horizontal wellbore or multilateral wellbores. After HOLDITCH, S. A., 2006)。就此定义及地层渗透率大小来说,页岩油气藏也是致密地层油气藏。但此处所说的致密地层油气藏与前文所述的页岩油气藏最大的不同点在于致密油气藏是次生的。其为“藏”,而非“源”。其油气只存储在孔隙中,藏内流体流动是达西流。



注: 1 psia=6.890 kPa, °F=9/5 °C+32。

图2 PVT随地层孔隙尺寸大小的变化^[7]

Fig. 2 Variation of PVT with pore size of formation^[7]

致密地层油气藏的地层渗透率一般介于 $(0.1 \sim 0.001) \times 10^{-3} \text{ m}^2$ 。图3为北美Bakken致密地层油的 N_2 气体渗透率值^[8]。在前文所述的影响页岩地层油气井产量的因素中,有部分同样存在于致密地层油气藏,如开采方式不同带来的多因素影响。由于极低的地层渗透率,需要进行水平井加多段压裂的作业才能产生工业经济流。由此产生了由长水平井钻遇不同地层引起的参数的不确定性,及由多段压裂的不同参数产生的不同导流能力的影响。地层岩石应力作用在致密地层油气藏也有发生,尤其是当地层压力异常时。

2 页岩及致密地层生产井的生产特征

页岩气以吸附态、游离态及溶解态赋存于富含有机质的泥页岩或其夹层中。吸附态气体占比在不同的页岩气地层中有所不同,由多种因素决定。游离态页岩气则存在于各种孔隙中。溶解态气体占比较小,若存在,则溶解于黏土及干酪根和少量的页岩油中。页岩储层基质属超低孔和超低渗的致密多孔介质,必须经过压裂改造形成有效渗流裂缝才能产生工业气流。未改造区域生产的气体量基本可以忽略。因此,开发前期裂缝系统和近裂缝区域中的游离气体会以无限导流的形式快速流出,当压力降低到一定程度后,吸附相气体开始大规模解吸,和存在于基岩微孔隙的气体一起维持页岩气井的后续产量。

因此,页岩气井的生产特征可以概括为3个阶段(图4a)。

1) 裂缝网络和基质中储存的游离气体的耗尽(Depletion)。这部分气体在页岩气井未开发前被压

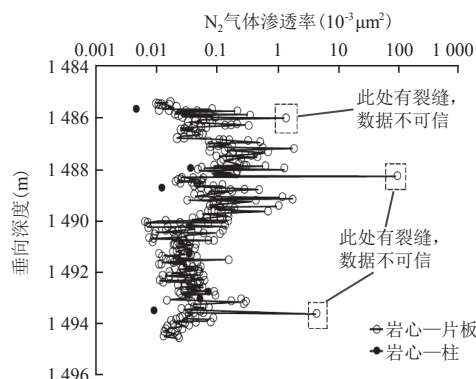


图3 北美Bakken地层垂向渗透率分布^[8]

Fig. 3 Vertical permeability distribution of Bakken formation in North America^[8]

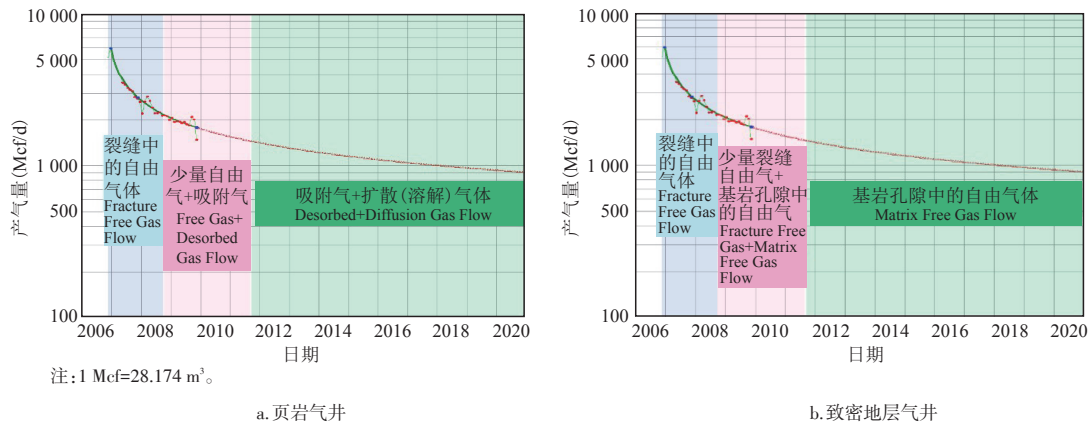


图4 页岩气井和致密地层气井的生产特征
Fig. 4 Production behavior of shale gas wells and tight gas wells

缩在裂缝及其他与井筒直接相连的孔隙中。当生产井开始生产时,这部分气体首先产出,流向井筒。

2) 孔壁上吸附气体的解吸(Desorption)。当井筒压力进一步降低时,在自然裂缝及基岩孔隙壁上的吸附的气体开始解吸出来。

3) 干酪根/黏土溶解气体扩散(Diffusion)。在解吸的同时,随着压力的进一步降低,气体从干酪根/黏土扩散到孔隙壁,再扩散到孔隙网络,流向井筒。

上述页岩气井的生产特征决定了页岩气井的井产量特征。

致密地层气井的生产特征也有三部分类似于页岩气井的生产特征(图4b)。不同于页岩气井的是,致密地层气大都来源于存在基岩孔隙中的自由气体。后期产量的缓慢递减是由致密地层的低或极低渗透率造成的。

3 页岩/致密气井的产量特征

页岩气井的产量特征也由三部分组成,即初期的返排期结束后达到最高产量(或叫高产期)、中期的高速递减期和后期的低速或极低速递减期。一般高产期在前3个月就完成了,之后进入快速递减。这一时期大约为0.5~1 a,之后进入缓慢递减的第三阶段。

图5为中国某地一口页岩气井的真实产量历史^[9],可以看出,其页岩气产量在不到1 a的时间内递减了70%以上。在后期,产量递减趋于变小平稳。

图6为中国某地一口致密地层油井的真实产量历史:生产由油嘴控制。大约一个月后产量急剧下降,300 d后的产液量比起始阶段下降了90%以上。

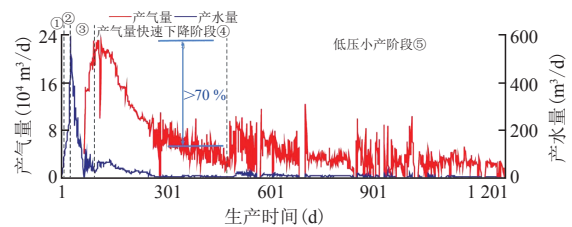


图5 某页岩气井的生产产量历史^[9]
Fig. 5 Production history of a shale gas well^[9]

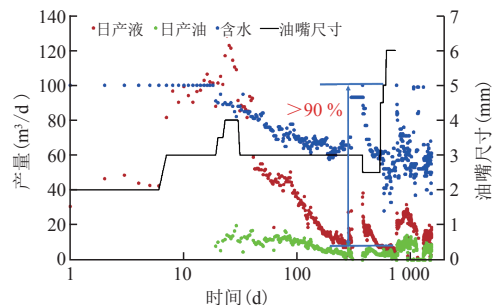


图6 某致密地层油井的生产产量历史
Fig. 6 Production history of a tight oil well

图7是北美某一致密地层气藏所有生产井布井情况,红色为早期投产井,蓝色为新近投产井。其真实产量历史如图8所示。不难看出,各井的初始产量变化很大,但其递减规律一致(产量历史轨迹相似)。究其原因,需要从多段压裂完井后的水平井生产流动特征来说明。

在由多段压裂完井后的水平井中,流体流动可能产生的不同特征^[2]。主要为:

- 1) 回流期裂缝中压裂液的存储效应(Fracture Storage);
- 2) 有限传导裂缝的双线性流(Bi-Linear Flow);

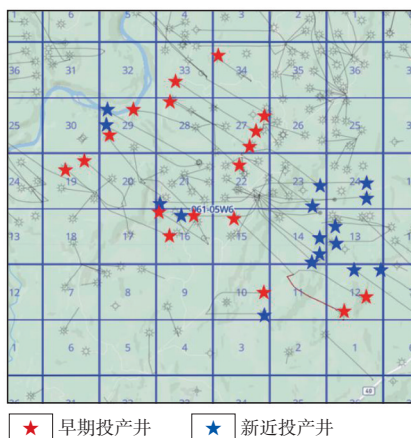


图7 北美某一致密地层气藏生产井井位部署

Fig. 7 Production well of tight reservoir in North America

- 3) 不稳态线性流 (Transient Linear Flow);
- 4) 椭圆形流或拟径向流 (Elliptical Flow/Pseudo-Radial Flow);
- 5) 拟-拟稳态流 (Pseudo-Pseudo Steady State Flow);
- 6) 双(或称复合)线性流 (Compound Linear Flow);
- 7) 拟径向流 (Pseudo Radial Flow);
- 8) 边界控制的拟稳态流 (Boundary Dominated Flow/Pseudo Steady State Flow)。

参考文献[2]给出了对各个流动段特征的说明。然而,并不是所有的流动特征都会在实际水平井的生产历史中出现。一般情况下早期的不稳态线性流在大多数情况下会出现。其他流动段是否出现取决于以下因素:水平井的有效生产长度、所在地层渗透率及井网密度(或驱油/气面积)、多段压裂的压裂段数(裂缝密度)、裂缝半长、压裂吨量及压裂液注入量等。

上述的④~⑦流动段可归为一个所谓的不稳态/过渡流阶段,①、②流动段一般很难观察到。因

此,对于绝大多数水平井来说,可以按其生产特征归分成3个流动段阶段。即:

1) 由有效裂缝长度控制的“不稳态线性流”(The effective fracture length-developing a linear flow regime);

2) “不稳态/过渡流”时期 (Transient/Transition Flow Period)。当有效裂缝控制期结束后,主要由所谓的基岩地层“渗透率改善区”控制。此时的地层流体将主要从基岩流向裂缝。研究证明所谓的“渗透率改善区”不是真正地提高了基岩的渗透率,而是在水平井周围“建立”了裂缝网络^[10];

3) 受边界控制的拟稳态流时期 (A boundary influenced transient flow regime)。当边界点的压力随时间成线性下降时,生产井的生产将受到油气藏边界的控制。此时,油气井的产量将由整个受控制容积内的压力递减实现。在页岩油气生产井中很难碰到真正的油气藏边界。所谓的边界大多是“拟边界”,由改善区的体积及井距大小决定。

同一个地层的生产井在生产过程中,由于每一口井的流动特征都包括这三个阶段,而其中第二阶段将主要决定产量的递减率,当压裂方法及参数基本一致时,就不难理解图8中井的产量轨迹都很相似了。

通常用于流动阶段特征诊断的方法是作产量归一化压力(或压力归一化产量)及其对数导数与时间(或物质平衡时间)的双对数曲线(图9)。参考文献[2]给出了用曲线诊断的方法。

4 SPEE 可采储量计算 workflow 建议

SPEE 的主要职责是对油气藏资产进行价值评估,为石油公司之间的资产买卖提供参考价值依据,同时也是被 SEC 认可的评估油气井产量预测及储量

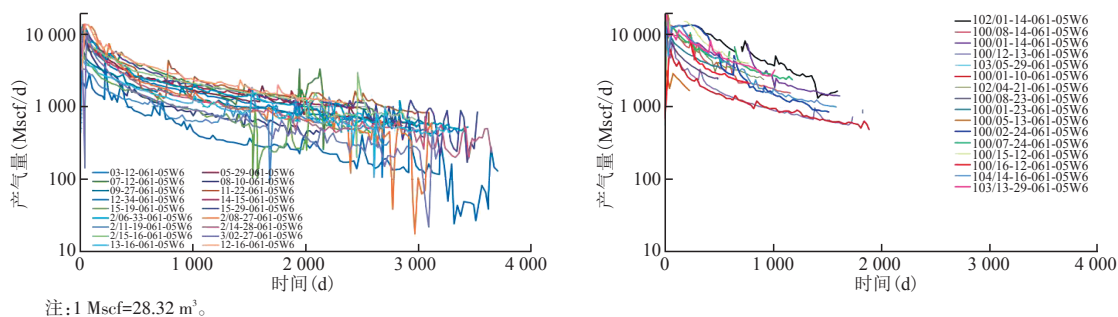


图8 北美某一致密地层气藏生产井的产量历史

Fig. 8 Production history of wells from a tight gas reservoir in North America

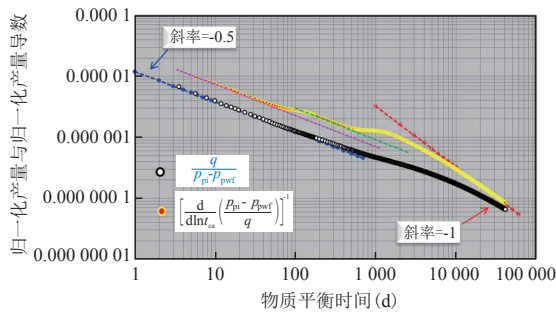


图9 页岩及致密地层生产井流动段诊断

Fig. 9 Diagnosis of flow regimes of production well in shale and tight formation

计算方法及工作流的权威机构。对于非常规油气藏的产量及储量预测,目前已出版的专著3和4(Mongraph-3&4)在北美已被普遍认可为标准方法。

4.1 常规方法存在的问题

工业界应用于常规油气藏的产量预测及储量计算的方法主要为传统的Arps递减方法^[11]。这种方法早在20世纪80年代初就被FETKOVICH证明只适用于“边界控制的拟稳态流”^[12]。在常规油气藏生产井中,由于地层的渗透率很高,一般流体的流动容易达到边界控制的拟稳态流动。因此,传统递减方法得以广泛正确地应用。而在页岩及致密地层生产井中,由于其渗透率极低,一般情况下要经过很长时间才能达到Arps递减方法的应用条件。在生产早期,如果没有达到拟稳态流,产量及储量的预测将产生很大的偏差^[13]。

4.2 SPEE 建议的新方法及工作流

对于前述的问题,北美的油气藏工程师们早在页岩气井开采的初期就已经意识到了,先后研究发现了很多新方法^[14-17]。此外,遵循煤层气及常规油气藏的研究思路,也研究出了一些解析方法^[18]和数值方法。然而,这些方法各有优缺点及应用条件。SPEE在2014年成立了专家委员会对这些方法进行了分析和评判,最终于2016年6月出版了专著4(Mongraph-4)。书中给出了进行合理产量及储量预测的工作流建议。

SPEE 建议应用的5种经验方法如下:

- 1) 修正双曲递减方法 Hyperbolic Decline Plus (Modified Hyperbolic);
- 2) Duong 裂缝型致密油气藏递减方法 Duong's

Rate Decline;

3) Duong 方法+双曲递减方法 Modified Duong's Method;

4) 修正的延伸指数递减方法 Stretch Exponential Production Decline (Modified SEPD);

5) 修正的延伸指数递减方法+双曲递减方法 Modified SEPD+Hyperbolic。

SPEE 专著4建议进行合理产量及储量预测的工作流分为以下7步:

- 1) 评估及获取可用部分数据及其相关性 (Assess data viability and correlation);
- 2) 构建诊断曲线图 (Construct diagnostic plots);
- 3) 进行生产流动段识别 (Identify flow regimes);
- 4) 用经验方法进行分析及预测 (Analyze and forecast with selected empirical simple models);
- 5) 用半解析方法进行分析及预测 (Analyze and forecast with semi-analytical models, RTA or PDA);
- 6) 用数值模拟方法进行分析及预测 (History match with numerical simulator and forecast);
- 7) 分析各种方法得到的结果并给出最终可能的合理值 (Reconcile forecasts and estimated ultimate recoveries, EURs)。

遗憾的是专著4并没有给出第7步的具体方法。笔者在2018年发表的文章^[19]对第7步的内容进行了研究探讨,提出了工作流,并用北美生产井的生产历史进行了验证。

5 页岩气可采储量计算方法

遵循SPEE的产量预测及储量计算工作流,笔者经过多年的实践,提出了根据生产井不同流动阶段历史的分析方法。具体工作流如图10所示。

具体来说,对每一口井的分析应当从判断其生产流动状态入手。

1) 当流动处在早期不稳态线性流时,完全按SPEE的工作流进行产量及储量的预测。同时还可以加入容积法进行粗略的校验,最终由文献[19]建议的工作流计算出P90, P50的产量及储量预测值。P90值可以作为申报, P50值可以作为评价应用。

2) 当流动处在中期的不稳态流或过渡流时,为了节省分析时间,可以只应用经验方法及解析方法进行产量及储量的预测。最终由文献[19]建议的工

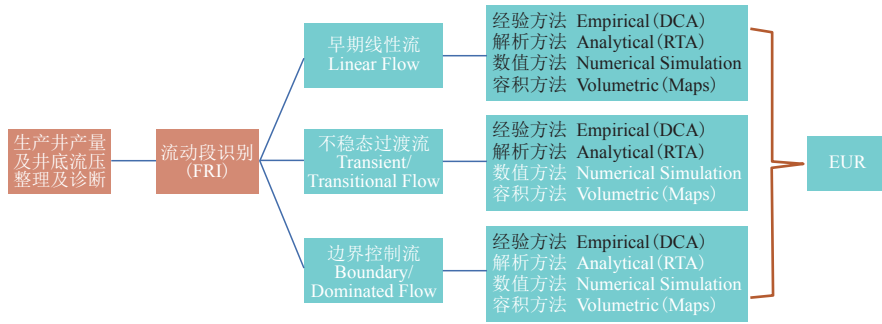


图10 页岩及致密地层生产井产量及储量预测计算 workflow

Fig. 10 The work flow of production & EUR forecast in shale and tight formation

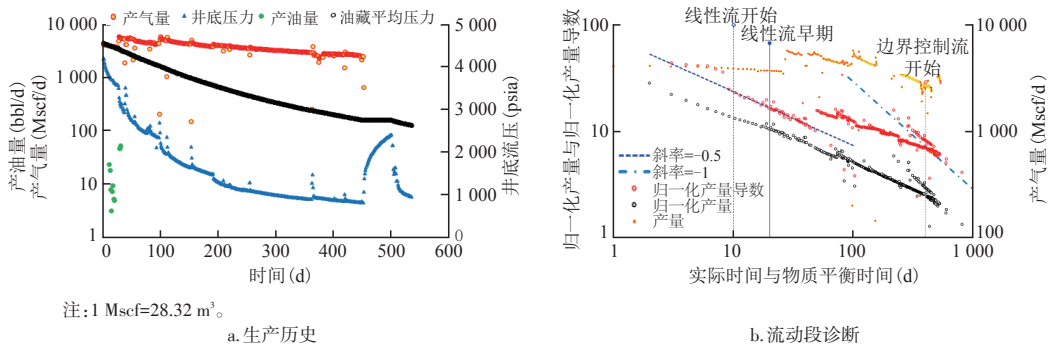


图11 实例井的生产历史和流动段诊断

Fig. 11 Production history and flow regime diagnosis of the example well

作流计算出 P90, P50 的产量及储量预测值。P90 值可以作为申报, P50 值可以作为评价应用。

3) 当流动处在晚期的拟稳态流时, 只需用经验方法, 并且各种方法得出的结果都比较接近(P10/P90 值接近于 1.0)。P50 的产量及储量预测值既可以作为申报值也可以作为评价应用值。

6 计算实例

计算实例取自北美某致密地层气井。图 11a 为其生产历史。该井自 2014 年 4 月初投产。2016 年某月(约投产后 500 多天)对其进行分析。当时利用诊断图(图 11b)判断, 生产井的流体流动已经结束了早期的线性流, 进入到了中期的不稳态过渡流早期。

图 12 褐色点线所示为由 workflow 分析得到的各种方法分析结果分布, 可以看出, P10/P90 要远远大于 1.0。说明分析结果具有很强的不确定性。P50 的可采储量值为 6 516 MMscf(最终经济产量设定为 50 Mscf/d)。

图 13a 是该井 4 a 前后的生产产量历史, 图 13b 是其流动段诊断。此时不难得出流动已经进入到了拟稳态时期。由 workflow 计算得到的可采储量分布图如图 12 紫红色点线所示。此时 P10/P90 已经从原来

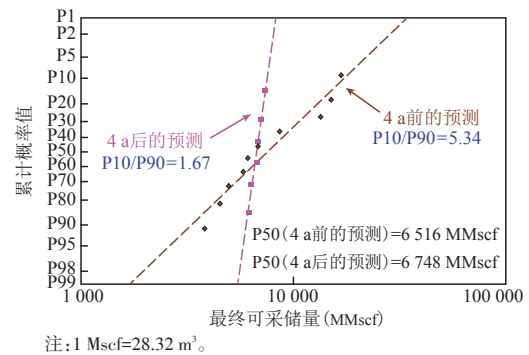


图 12 4 a 前后实例井各种分析方法预测结果分布
Fig. 12 Cumulative lognormal distribution chart of EURs from various methods for the example well before and after four years

的 5.34 降至 1.67。换言之, 储量计算值的不确定性远远降低。P50 的可采储量值是 6 748 MMscf。可见 4 a 前的预测值已经非常接近。

7 结论

1) 页岩及致密地层油气藏生产井的产量及储量预测在油气田评价及开发方案设计中具有举足轻重的地位。预测值的正确性将直接影响到资产的价值评估和最终采收率的提高。

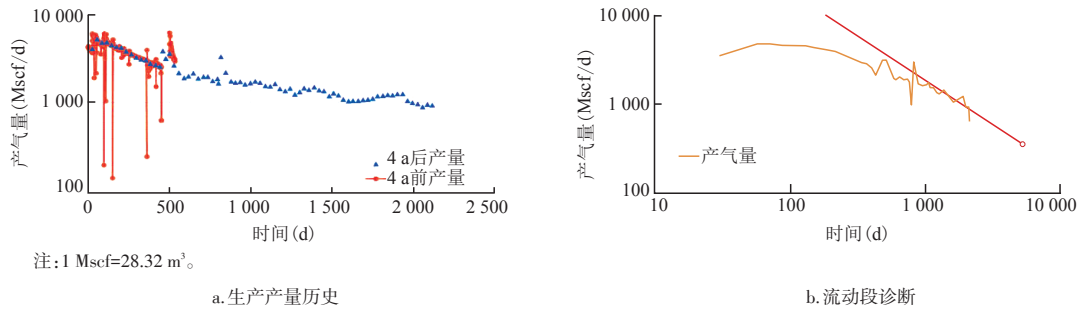


图13 实例井4 a前后的生产产量历史和流动段诊断

Fig. 13 Production history before and after four years and flow regime diagnosis of the example well

2) 所提出的方法及工作流可以最大限度地进行早期预测。

3) P90值可以用于申报, P50值可以作为经济评价应用。

参考文献

- [1] 彭刚. 中国石油在川页岩气2018年产42.7亿方[N/OL]. 中国石油报, 2019-01-07[2020-09-20]. <http://www.ccin.com.cn/detail/a24196f6ca74841331df156e9b0c6635>.
PENG Gang. PetroChina Sichuan shale gas output reached 4.27 billion cubic meters in 2018[N/OL]. China Petroleum Daily, 2019-01-07[2020-09-20]. <http://www.ccin.com.cn/detail/a24196f6ca74841331df156e9b0c6635>.
- [2] 虞绍永. 页岩及致密油气藏工程方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2018: 4-6.
YU Shaoyong. Shale and tight reservoir engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2018: 4-6.
- [3] 王科, 李海涛, 李留杰, 等. 3种常用页岩气井经验递减方法——以四川盆地威远区块为例[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(7): 946-954.
WANG Ke, LI Haitao, LI Liujie, et al. Research on three widely-used empirical decline methods for shale gas wells in Weiyuan block of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(7): 46-954.
- [4] 郭为, 张晓伟, 于荣泽, 等. 长宁页岩气田单井EUR计算方法[J]. 天然气工业, 2017, 37(S1): 101-106.
GUO Wei, ZHANG Xiaowei, YU Rongze, et al. Single well EUR calculation method in Changning Shale Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(S1): 101-106.
- [5] SEIDLE J P. Estimating developed reserves in selected low-permeability unconventional reservoirs[M]. Houston: SPEE, 2016.
- [6] CLARKSON C R, HAGSHENAS B, GHANIZADEH A, et al. Nanopores to megafractures: current challenges and methods for shale gas reservoir and hydraulic fracture characterization[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 31: 612-657.
- [7] DEVEGOWDA D, SAPMANEE K, CIVAN F, et al. Phase behavior of gas condensates in shales due to pore proximity effects: Implications for transport, reserves and well productivity [C]// paper SPE-160099-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 8-12, 2012, San Antonio, Texas, USA.
- [8] GHANIZADEH A, AQUINO S, CLARKSON C R. Petrophysical and geomechanical characteristics of Canadian tight oil and liquid-rich gas reservoirs[C]// paper SPE-171633-MS presented at the SPE/CSUR Unconventional Resources Conference—Canada, September 30-October 2, 2014, Alberta, Canada.
- [9] 商绍芬, 严鸿, 吴建, 等. 四川盆地长宁页岩气井生产特征及开采方式[J]. 天然气勘探与开发, 2018, 41(4): 69-75.
SHANG Shaofen, YAN Hong, WU Jian, et al. Production characteristics and development modes of shale-gas wells, Changning gasfield, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2018, 41(4): 69-75.
- [10] RATERMAN K T, FARRELL H E, MORA O S, et al. Sampling a stimulated rock volume: An eagle ford example[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2018, 21(4): 927-941.
- [11] ARPS J J. Analysis of decline curves[J]. Transactions of the AIME, 1945, 160(1): 228-247.
- [12] FETKOVICH M J. Decline curve using type curves[C]// paper SPE-203662-MS presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, August 11-13, 2020, Nigeria.
- [13] JOSHI K, LEE W J. Comparison of various deterministic forecasting techniques in shale gas reservoirs[C]// paper SPE-163870-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, February 4-6, 2013 The Woodland, Texas, USA.
- [14] LONG D R, DAVIS M J. A new approach to the hyperbolic curve[J]. Journal of Petroleum Technology, 1988, 40(7): 909-912.
- [15] DUONG A N. An unconventional rate decline approach for tight and fracture dominated gas wells[J]. SPE Reservoir Engineering and Evaluation, 2011, 14(3): 377-387.
- [16] VALKÓ P P. Assigning value to stimulation in the Barnett Shale: a simultaneous analysis of 7000-plus production histories and well completion records[C]// paper SPE-119369-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, January 19-21, 2009, The Woodlands, Texas, USA.
- [17] YU S Y, LEE W J, MIOCEVIC D J, et al. Estimating proved reserves in tight/shale wells using the modified SEPDP method [C]// paper SPE-166198-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 30-October 2, 2013, New Orleans, Louisiana, USA.
- [18] CLARK A J, LAKE L W, PATZEK T W. Production forecasting with logistic growth models[C]// paper SPE-144790-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 30-November 2, 2011, Denver, Colorado, USA.
- [19] YU S Y, JIANG Z X, LEE W J. Reconciling empirical methods for reliable EUR and production profile forecasts of horizontal wells in tight/shale reservoirs[C]// paper SPE-189802-MS presented at the SPE Canada Unconventional Resources Conference, March 13-14, 2018, Alberta, Canada.

(编辑 顾丽媛)