

引用格式: 苏畅. 基于压后长期生产动态的致密气藏压裂效果评价[J]. 世界石油工业, 2025, 32(2): 99-109.

SU Chang. Post-fracturing analysis of tight gas reservoir based on long-term production data[J]. World Petroleum Industry, 2025, 32(2): 99-109.

基于压后长期生产动态的致密气藏压裂效果评价

苏畅

(洲际油气股份有限公司, 北京 100015)

摘要: 为了探究影响致密气井压裂改造后生产效果的决定性因素, 破解测井、微地震等静态监测技术难以直接评价压裂井产能和累计可采气量等关键指标的难题, 推动致密气藏高效开发, 开展了压后动态诊断方面的探索研究。采用基于Wattenbarger压裂井非稳态产量解析式, 搭建了一套涵盖 $1/q$ 与 \sqrt{t} 、 $1/q$ 与 Q/q 关系诊断图以及流态识别的动态分析技术体系。研究结果表明, 该技术摆脱了对测压资料及大量地质信息的依赖, 仅借助长期生产的日/月产气量数据, 便能获取压裂井流动能力($4A\sqrt{K}$)、压裂改造体积(SRV)以及最终经济可采储量(EUR)等关键参数。在美国大绿河盆地Pinedale气田80口压裂气井开展的实例应用结果表明, 发现气井初始最大月产气量、 SRV 、 EUR 等关键指标均与 $4A\sqrt{K}$ 呈正相关关系, 气井能实现高初始产量与高累计产量, 得益于其较大的 $4A\sqrt{K}$ 值。结论认为, 所建立的压后动态分析技术, 具有操作简便、数据获取容易、分析结果丰富等优势。该技术为致密气藏压后动态诊断与压裂效果评价, 提供了一种可靠且可行的有效工具, 具有指导意义与应用价值, 有助于推动致密气藏开发技术的进一步发展。

关键词: 压后动态分析; 压裂效果评价; 动态诊断; 气田实例分析; 美国大绿河盆地

中图分类号: TE35

文献标识码: A

文章编号: 1006-0030(2025)02-0099-011 DOI: 10.20114/j.issn.1006-0030.20240303001

Post-fracturing analysis of tight gas reservoir based on long-term production data

SU Chang

(Geojade Petroleum, Beijing 100015)

Abstract: In order to explore the decisive factors of the production effect after fracturing in tight gas wells, overcome the problem that static monitoring technologies such as logging and microseismic are difficult to directly evaluate key indicators such as the productivity and cumulative recoverable gas production of fractured wells, and promote the efficient development of tight gas reservoirs, this study has carried out exploration in post-fracturing dynamic diagnosis. Based on the unsteady production analytical formula of Wattenbarger fractured wells, a dynamic analysis technical system covering diagnostic diagrams of the relationships between $1/q$ vs \sqrt{t} and $1/q$ vs Q/q , and flow regime identification was established. The research results show that this technology gets rid of the dependence on pressure measurement data and a large amount of geological information. Only by means of daily/monthly gas production data from long-term production, key parameters such as the flow capacity ($4A\sqrt{K}$) of fractured wells, the stimulated reservoir volume (SRV), and the ultimate economic recoverable reserves (EUR) can be obtained. Through the practical application of 80 fractured gas wells in the Pinedale gas field of the Greater Green River Basin in the United States, it is found that key indicators such as the initial maximum monthly gas production, SRV , and EUR of gas wells are all positively correlated with $4A\sqrt{K}$. The high initial production and high cumulative production of gas wells benefit from their large $4A\sqrt{K}$ values. It is concluded that the post-fracturing dynamic analysis technology established in this study has the advantages of simple operation, easy data acquisition, and rich analysis results. This technology provides a reliable and practical effective tool for post-fracturing dynamic diagnosis and fracturing effect evaluation of tight gas reservoirs, and has important guiding significance and application value both in theoretical aspects and in actual production, and is expected to promote the further development of tight gas reservoir development technology.

Keywords: post-fracturing analysis; fracturing effect evaluation; production dynamic diagnostic; field case analysis; Greater Green River Basin of USA

收稿日期: 2024-03-20

修回日期: 2025-03-20

基金项目: “十三五”国家科技重大专项“东海深层低渗-致密天然气勘探开发技术”(2016ZX05027)

第一作者: 苏畅(1987—), 男, 高级工程师, 博士, 主要从事油气藏工程研究工作。E-mail: chang.su@geojade.com

0 引言

中国致密气储量巨大, 年产气量已超过 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$, 未来将占据更大的产量比例, 以美国为代表的成功范例为其他国家地区提供了宝贵经验^[1]。致密气田生产井数量众多、动态生产数据庞大, 对致密气井动态数据进行有效且系统性的分析将为成功开采致密气田奠定坚实基础。相比于常规气藏, 致密气藏的动态分析主要面临2个方面的挑战: ① 目前致密气藏大多实施大规模体积压裂, 产生的裂缝系统复杂导致气藏在生产过程中表现出动态复杂的动态特征, 因此需要针对压裂系统复杂的流动特征进行描述, 以评估其流动能力或产能、评价压裂改造范围。② 由于储层致密, 压裂井在很长一段时间甚至部分井整个寿命期间, 都处于非稳态流动状态, 而常规气井在大部分生产历史中处于拟稳态流动, 因此致密气井许多关键参数需要基于其非稳态流动特性进行评价。如适用于拟稳态流动的Arps递减模型在预测压裂井生产早—中期最终可采量 (EUR) 时严重高估了累计产气量^[2-4]。

20世纪90年代, Wattenbarger等^[5-6]提出的压裂井非稳态解析式作为利用长期生产数据对压裂井动态分析的基础, 虽然模型简单, 但具有重要的参考价值。随后, 国内外学者对压裂井的复杂流态、

非稳态产量特性等进行了理论与探讨^[7-15]。Wattenbarger模型基于定向井压裂产生单一裂缝的假设, 直接应用于多分段压裂水平井适用性有限。为此, 本文对Wattengarge的压裂井非稳态产量解析方法进行改进, 建立了一套压后动态分析系列技术, 并探讨了其在复杂致密气藏中的实际应用。

1 机理数值模型特征及参数设定

本文首先创建了5个涵盖不同程度非均质致密气藏数值模型, 然后应用所创建的动态分析技术对模拟动态数据进行逆向诊断, 并将诊断结果与模型设定的对应数值或模拟结果进行对比。如果诊断结果误差较小, 则间接证明所应用的动态分析技术具有较高可靠性。本文对机理模型A—E进行了15年的生产历史模拟 (见图1), 气井产量动态见图2 (图中直线为1/2斜率线性流特征线), 模型基本参数见表1、表2和表3。机理模型A—E特征如下:

(1) 案例A。均质气藏, 压裂直井, 压裂改造体积 (SRV) 即整个气井泄流范围, 储层平均渗透率为0.05 mD。

(2) 案例B。平面非均质气藏, 压裂直井, 气井泄流范围包括压裂改造体积 (红色部分) 与原始地层体积 (蓝色部分), 两者渗透率差20倍。

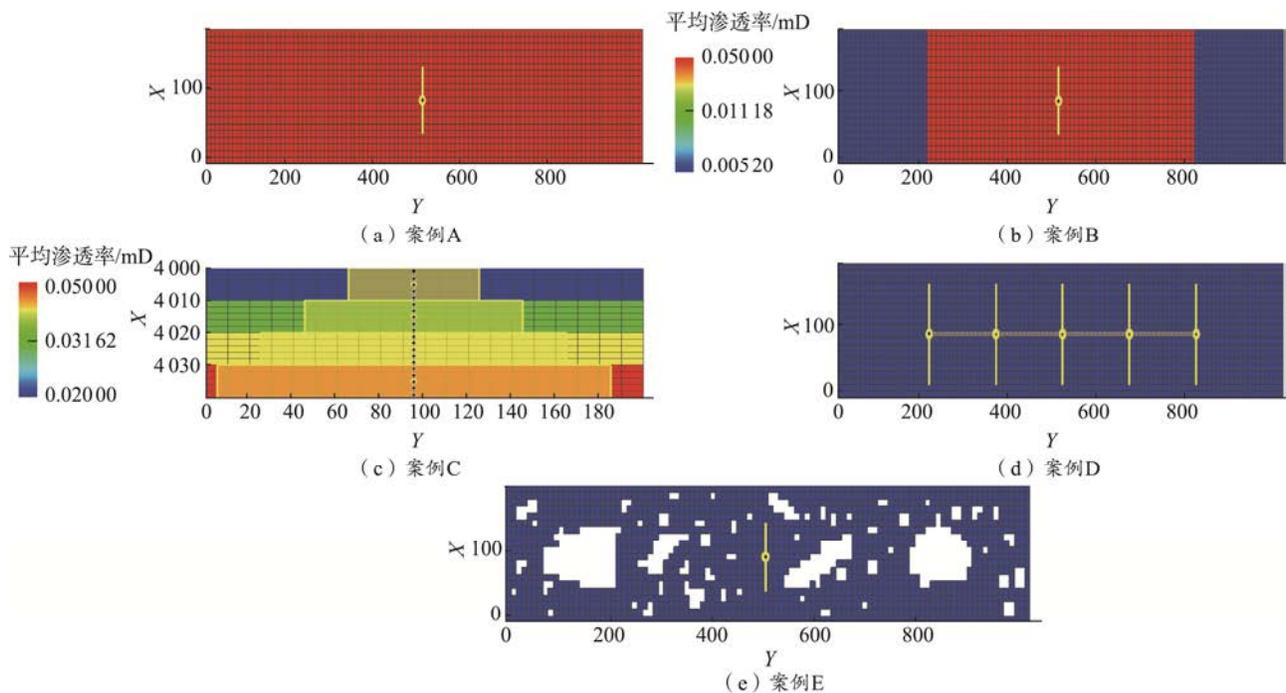


图1 数值模型案例A、B、D、E俯视图及案例C正视图

Fig.1 Top view of the numerical models for case A, B, D, E and front view of the numerical model for case C

(3) 案例C。纵向隔层发育非均质气藏，压裂直井，在数值模型中通过不流动断层（无厚度）表征隔层，将气藏厚度分为4层，压裂改造体积即整个气井泄流范围。

(4) 案例D。均质气藏，多级压裂水平井，压裂改造体积即整个气井泄流范围，储层平均渗透率为0.01 mD。

(5) 案例E。平面非均质气藏，压裂直井，平面随机分布无效储层，在数值模型中通过无效网格表征无效储层，气井有效储层的泄流范围即压裂改造体积。

本文压裂改造体积是指由压裂改造所形成的有效储层渗流范围体积，不包括干层、非含气砂岩等无效储层。

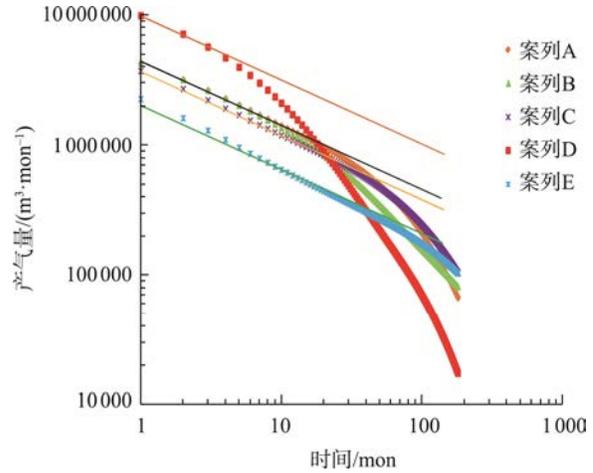


图2 机理模型案例A—E模拟气井产量
Fig.2 Simulated gas rate and cumulative rate of numerical model for case A-E

表1 数值模型基本参数

Tab.1 Basic parameters of the numerical models

参数	数值	参数	数值	参数	数值	参数	数值
X方向网格数	100	X方向网格步长/m	10	气藏顶深/m	4 000	地层水压缩系数/MPa ⁻¹	0.000 4
Y方向网格数	20	Y方向网格步长/m	10	含水饱和度/%	20	初始压力/MPa	40.4
Z方向网格数	20	Z方向网格步长/m	2	岩石压缩系数/MPa ⁻¹	0.000 5	井底流压/MPa	15

表2 数值模型案例属性设置

Tab.2 Dry gas PVT properties of the numerical models

案例	孔隙度	渗透率/ mD	裂缝半长/ m	气藏几何体积/ 10 ⁶ m ³	有效储层 比例/%	SRV/ 10 ⁶ m ³	天然气储量/ 10 ⁸ m ³	压裂 级数
A	0.10	0.05	50	8	100	8.0	1.54	1
B	0.10	0.05 (压裂改造体积范围之内) 0.002 5 (原始地层体积)	50	8	100	4.8	1.54	1
	0.12 (底层)	0.05 (底层)	90 (底层)					
C	0.11	0.04	70	8	100	8.0	1.62	1
	0.10	0.03	50					
	0.09	0.02	30					
D	0.10	0.01	50	8	100	8.0	1.54	5
E	0.10	0.02	50	8	80	6.4	1.23	1

表3 数值模型干气PVT数据

Tab.3 PVT of dry gas of numerical models

压力/MPa	地层体积系数	气体黏度/(mPa·s)	气体压缩系数/MPa ⁻¹	规整化拟压力/MPa
0.101	1.498 27	0.015 60	9.893 205	0
3.204	0.046 43	0.015 89	0.317 842	0.296 024
6.307	0.023 21	0.016 37	0.163 370	1.033 736
9.409	0.015 39	0.017 00	0.109 266	2.194 829
12.512	0.011 51	0.017 74	0.080 508	3.742 410
15.615	0.009 24	0.018 59	0.062 862	5.628 655
18.717	0.007 75	0.019 53	0.050 441	7.804 609
21.820	0.006 73	0.020 52	0.043 079	10.219 41
24.923	0.005 98	0.021 55	0.036 348	12.826 65
28.025	0.005 42	0.022 61	0.029 362	15.588 09
31.128	0.004 99	0.023 69	0.026 194	18.466 91
34.230	0.004 64	0.024 76	0.021 854	21.436 15
37.333	0.004 36	0.025 84	0.019 945	24.473 83
40.436	0.004 13	0.026 90	0.017 620	27.216 00

2 压后动态分析关键技术

根据Wattenbarger气产量解析解,单级压裂气井在恒定井底流压、不流动外边界条件下全周期气产量满足式(1)^[5]

$$\frac{1}{q} = \frac{0.06133(B\mu)_i}{Kh(p_{ai} - p_{awf})} \times \frac{\pi \left(\frac{y_e}{x_e} \right)}{4 \left(\frac{x_e}{y_e} \right)} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \exp \left[-\frac{n^2 \pi^2 \left(\frac{x_e}{y_e} \right)^2 \frac{2.56Kt}{\phi \mu_i c_{ti} x_e^2}}{4} \right] \quad (1)$$

式中: q 为气井产量, m^3/mon ; t 为时间, mon ; B 为天然气体积系数; μ 为天然气黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; K 为渗透率, mD ; h 为气藏厚度, m ; ϕ 为孔隙度, 小数; c_i 为地层综合压缩系数, MPa^{-1} ; x_e 为压裂改造体积的泄流半长, m ; y_e 为压裂改造体积的泄流半宽, m ;

$p_a = \left(\frac{\mu z}{p} \right)_i \int_{p_b}^p \frac{p}{\mu z} dp$ 定义为气藏规整化拟压力, MPa ; p_b 为大气压力, MPa ; p 为压力, MPa ; 下标*i*表示初始状态; 下标wf表示井底流动。

2.1 压后气井流动能力评价

在生产早期线性流阶段, Wattenbarger等^[5]提出式(1)可近似简化为

$$\frac{1}{q} = \frac{1.096B_i}{4x_e h \sqrt{K}} \sqrt{\frac{\mu_i}{\phi c_{ti}}} \frac{\sqrt{t}}{\sqrt{(p_{ai} - p_{awf})}} \quad (2)$$

将压裂井渗流半长与气藏厚度乘积的表面积表述为 A , 并针对多级压裂水平井可将产量均分给每一级裂缝(单级压裂直井级数等于1), 式(2)通用表述为

$$\frac{1}{q} = \frac{1.096B_i}{4A\sqrt{K}} \sqrt{\frac{\mu_i}{\phi c_{ti}}} \frac{\sqrt{t}}{\sqrt{(p_{ai} - p_{awf})}} \quad (3)$$

式中: $A=x_e h$, m^2 ; N_{stage} 为压裂级数。

由式(3)可知, 在压裂井早期线性流动阶段, 气井 $1/q$ 与 \sqrt{t} 呈线性关系, 则描述单级裂缝流动能力的储层组合参数 $4A\sqrt{k}$ 为

$$\left(4A\sqrt{K} \right)_j = \frac{1.096B_i}{m_{et}} \sqrt{\frac{\mu_i}{\phi c_{ti}}} \frac{1}{N_{\text{stage}}} \frac{1}{\sqrt{(p_{ai} - p_{awf})}} \quad (4)$$

式中: 下标*j*表示任意一级压裂产生裂缝, $1 \leq j \leq N_{\text{stage}}$ 。

压裂井 $4A\sqrt{K}$ 通用表述为

$$4A\sqrt{K} = \sum_{j=1}^{N_{\text{stage}}} \left(4A\sqrt{K} \right)_j = \left(4A\sqrt{K} \right)_j \cdot N_{\text{stage}} \quad (5)$$

A—E案例结果见图3、表4。与简单直井相比, 由于生产早期流态不同, 直井呈现径向流, 而压裂井呈现线性流且持续时间长, 因此气井流动能力参数的表述形式不同。根据式(2)所描述, 指示压裂井流动能力的是 $4A\sqrt{K}$ 而非传统直井的 Kh 。

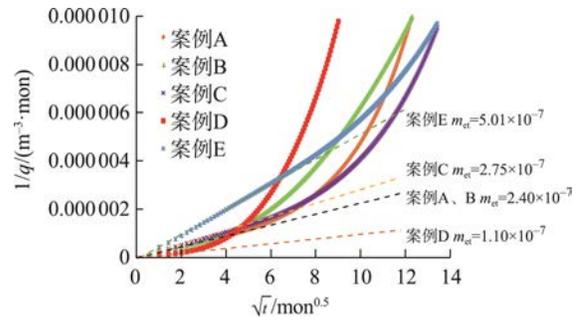


图3 案例A—E对应 $1/q$ 与 \sqrt{t} 关系诊断图

Fig.3 Diagnostic plot of $1/q$ vs \sqrt{t} for theoretical Case A-E

2.2 压裂改造体积大小评价

当生产持续一定时间后, 压裂井的泄流宽度扩展至压裂改造范围边界(无流动或与物性显著较差的原始地层边界), 气井将偏离线性流。在 $\log q$ 与 $\log t$ 关系, 气产量开始偏离 $1/2$ 斜率递减特征直线, 案例A—E的线性流结束时间(t_{elf})分别为20.0、3.0、8.0、3.5、35.0 mon 。在 $1/q$ 与 \sqrt{t} 关系诊断图中, 线性特征关系在 t_{elf} 时间点结束, 并随后开始向上发散(见图3)。

Wattenbarger等^[5]指出压裂井从开始生产到线性流结束时, 垂直于裂缝方向的泄流半宽可以表示为

$$y_e = 3.212 \sqrt{\frac{K t_{\text{elf}}}{\phi (\mu c_t)_i}} \quad (6)$$

式中: t_{elf} 为线性流结束时间, mon 。

压裂改造体积则得

$$SRV = \sum_{j=1}^{N_{\text{stage}}} 4x_e y_e h = \sum_{j=1}^{N_{\text{stage}}} \left(4A\sqrt{K} \right)_j \cdot 3.212 \sqrt{\frac{t_{\text{elf}}}{\phi (\mu c_t)_i}} \quad (7)$$

通过整理上式得

$$SRV = 4A\sqrt{k} \cdot 3.212 \sqrt{\frac{t_{\text{elf}}}{\phi (\mu c_t)_i}} \cdot N_{\text{stage}} \quad (8)$$

A—E案例结果见表4。

表4 压裂井流动能力参数与压裂改造体积诊断结果及与模型设置的误差

Tab.4 Analyzed results of flowing capacity and SRV and their associated error compared to those set in the numerical models

案例	模型设置参数		动态分析诊断结果		诊断误差/%	
	$4A\sqrt{K}/(\text{m}^2\cdot\text{mD}^{0.5})$	SRV/m^3	$4A\sqrt{K}/(\text{m}^2\cdot\text{mD}^{0.5})$	SRV/m^3	$4A\sqrt{K}$	SRV
A	3 577	8 000 000	3 634	8 301 748	1.59	3.77
B	3 577	4 800 000	3 634	5 250 137	1.59	9.38
C	2 953	8 000 000	3 095	8 450 929	4.81	5.64
D	8 000	8 000 000	7 929	7 644 775	0.89	4.44
E		6 400 000	1 744	5 271 447		17.63

2.3 压裂井最终经济可采储量与产量预测

合理评价压裂气井最终经济可采储量 (EUR) 对致密气田开发至关重要, 但同时也面临诸多挑战。本文将采用2种方法对压裂气井EUR和产量进行预测: 一种是解析方法; 另一种是经验方法。解析方法更适用于生产历史较长, 已进入拟稳态流动阶段的压裂气井, 而经验方法则适用于生产历史较短, 仍处于非稳态流动阶段的压裂气井。

2.3.1 解析方法

当压裂井生产进入后期拟稳态流动阶段, Wattenbarger等^[5]指出公式(1)可简化并整理为

$$q = \frac{Kh(p_{ai} - p_{awf})}{0.0781(B\mu)_i} \left(\frac{x_e}{y_e}\right) \exp\left[-\frac{\pi^2}{4} \left(\frac{x_e}{y_e}\right)^2 \frac{2.58Kt}{\phi(\mu c_t)_i}\right] \quad (9)$$

虽然Wattenbarger提出上述压裂井后期产量递减解析表达式, 但式(9)并不提供或者仅提供很弱的诊断功能, 不方便直接应用。为实现更实用的可采储量与产量预测, 本文创新性对式(9)处理。将式(9)等式左右两边作时间的积分, 则有

$$\begin{aligned} Q &= \int_0^t \frac{Kh(p_{ai} - p_{awf})}{0.0781(B\mu)_i} \left(\frac{x_e}{y_e}\right) \exp\left[-\frac{\pi^2}{4} \left(\frac{x_e}{y_e}\right)^2 \frac{2.58Kt}{\phi(\mu c_t)_i}\right] dt \\ &= \frac{Kh(p_{ai} - p_{awf})}{0.0781(B\mu)_i} \left(\frac{x_e}{y_e}\right) \left[\frac{4}{\pi^2} \left(\frac{y_e}{x_e}\right)^2 \frac{\phi(\mu c_t)_i}{2.58K} \right] \\ &\quad \left\{ 1 - \exp\left[-\frac{\pi^2}{4} \left(\frac{x_e}{y_e}\right)^2 \frac{2.58Kt}{\phi(\mu c_t)_i}\right] \right\} \\ &= \frac{Kh(p_{ai} - p_{awf})}{0.0781(B\mu)_i} \left[\frac{4}{\pi^2} \left(\frac{y_e}{x_e}\right) \frac{\phi(\mu c_t)_i}{2.58K} \right] - \\ &\quad q \left[\frac{4}{\pi^2} \left(\frac{y_e}{x_e}\right)^2 \frac{\phi(\mu c_t)_i}{2.58K} \right] \end{aligned} \quad (10)$$

式中: Q 为气井累计产量, m^3 。

式(10)可进一步表述为

$$\begin{aligned} \frac{1}{q} &= \frac{0.0781(B\mu)_i}{Kh(p_{ai} - p_{awf})} \left[\frac{\pi^2}{4} \left(\frac{x_e}{y_e}\right) \frac{2.58K}{\phi(\mu c_t)_i} \right] \frac{Q}{q} + \\ &\quad \frac{0.0781(B\mu)_i}{Kh(p_{ai} - p_{awf})} \left(\frac{y_e}{x_e}\right) \end{aligned} \quad (11)$$

为简化式(11)形式, 定义常数 m_{lt} 与 b

$$m_{lt} = \frac{0.0781(B\mu)_i}{Kh(p_{ai} - p_{awf})} \left[\frac{\pi^2}{4} \left(\frac{x_e}{y_e}\right) \frac{2.58K}{\phi(\mu c_t)_i} \right] \quad (12)$$

$$b = \frac{0.0781(B\mu)_i}{Kh(p_{ai} - p_{awf})} \left(\frac{y_e}{x_e}\right) \quad (13)$$

式(11)可最终表示为

$$\frac{1}{q} = m_{lt} \frac{Q}{q} + b \quad (14)$$

当废弃产量趋于0时, 公式(10)可以表示为

$$\begin{aligned} q &= q_{abn} \rightarrow 0 \\ Q &= \frac{Kh(p_{ai} - p_{awf})}{0.0781(B\mu)_i} \left[\frac{4}{\pi^2} \left(\frac{y_e}{x_e}\right) \frac{\phi(\mu c_t)_i}{2.58K} \right] = \frac{1}{m_{lt}} \end{aligned} \quad (15)$$

式中: q_{abn} 为气井废弃产量, m^3/mon 。

由此, 可得出3个推论: 基于式(14), 在气井生产后期双对数 $1/q$ 与 Q/q 关系诊断图将呈现斜率等于1的线性关系, 同时该斜率等于1的线性关系也作为气井进入拟稳态流的识别标志; 结合式(15), $1/q$ 与 Q/q 关系诊断图在常规坐标中直线斜率的倒数即等于废弃产量 q_{abn} 趋于0时的气井EUR; 若设置不等于0的废弃产量 q_{abn} , 在 $1/q$ 与 Q/q 关系诊断图纵坐标找到对应废弃产量并绘制水平线与特征直线相交, 相交点对应的横坐标乘以废弃产量即是对应EUR。

在图4中, 案例A—E表现出后期的拟稳态流。若废弃产量趋于0, 案例A、C、D直线斜率

$m_{it}=1.11 \times 10^{-8}$ 对应的 $EUR = \frac{1}{1.11 \times 10^{-8}} = 9\,009 \times 10^4 \text{ m}^3$,
 案例B的 $m_{it}=1.11 \times 10^{-8}$ 对应的 $EUR = 9\,009 \times 10^4 \text{ m}^3$,
 案例E的 $m_{it}=1.38 \times 10^{-8}$ 对应的 $EUR = 7\,246 \times 10^4 \text{ m}^3$.
 若设定废弃产量 $q_{abn}=2\,000 \text{ m}^3/\text{d}$, 图4中案例A、
 C、D对应的 $EUR = 8\,578 \times 10^4 \text{ m}^3$, 案例B对应的
 $EUR = 7\,980 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、案例E对应的 $EUR = 6\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$.

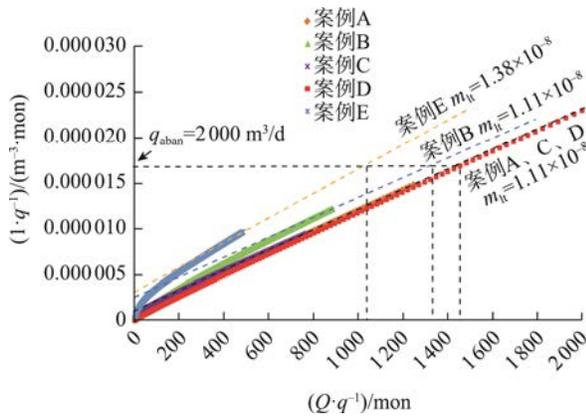


图4 解析方法预测案例A-E气井的EUR
 Fig.4 EUR estimation and rate prediction for Case A-E

2.3.2 经验法

由于许多气藏的储层物性极其致密, 渗透率低至 $1 \times 10^{-3} \text{ mD}$ 以下, 压裂气井在生产很多年后才会进入后期拟稳态流动阶段, 因此, 解析法在很大程度上不再适用。许多学者提出了多种经验方法, 希望能在气井生产后不久便在一定误差范围内预测气井产量和EUR^[16-18]。Valko和Lee^[19], Johnston^[20]将应用于核衰变和电池衰减等领域的延伸指数递减概念引入进致密气井产量递减分析, 并提出了针对致密气井的产量递减表达式 (SEPD)。该方法应用简便且误差小, 在北美致密气田的产量和储量评价中受到广泛应用。Yu等^[21]应用SEPD法对北美多口压裂井产量进行预测, 结果显示该方法在实际应用中具有简易、误差小和所需气井生产历史短等优点。本次研究应用SEPD方法对Greater Green River盆地的压裂井进行了产量分析, 取得较好成果。研究发现, 仅需要气井前3年的生产数据便可较准确预测气井随后产量。

首先, 应用SEPD方法分析模拟案例, 验证其准确性。根据Valko和Lee^[18]的研究, 致密气井产量

递减符合式 (16) 规律

$$q = q_0 \exp \left[- \left(\frac{t}{\tau} \right)^n \right] \quad (16)$$

式中: q_0 为气井最大单月产气量 (现实中通常出现在开井后6个月内), m^3/mon ; n 为递减指数; τ 为递减常数。

以较为复杂非均质气藏案例E为例, 只用前3年的模拟气量数据, 基于SEPD方法预测后12年的数据, 对比实际模拟结果, 随后再预测气井产量直至设定的废弃产量 (可任意假定)。操作步骤:

(1) 将 q_0 移至等式左边、等式取倒数、并对等式两边取自然对数, 则

$$\ln \left(\frac{q_0}{q} \right) = t^n \tau^{-n} \quad (17)$$

(2) 对公式 (17) 两边再取对数, 则

$$\log \left[\ln \left(\frac{q_0}{q} \right) \right] = n \log(t) - n \log(\tau) \quad (18)$$

(3) 在双对数坐标中做 $\ln \left(\frac{q_0}{q} \right)$ 与 t 关系诊断图 (见图5), 忽略第1年数据, 识别线性关系, 在直线中随意取2点 (a_1, b_1) 与 (a_2, b_2), 计算递减指数 n 与递减常数 τ

图 (见图5), 忽略第1年数据, 识别线性关系, 在直线中随意取2点 (a_1, b_1) 与 (a_2, b_2), 计算递减指数 n 与递减常数 τ

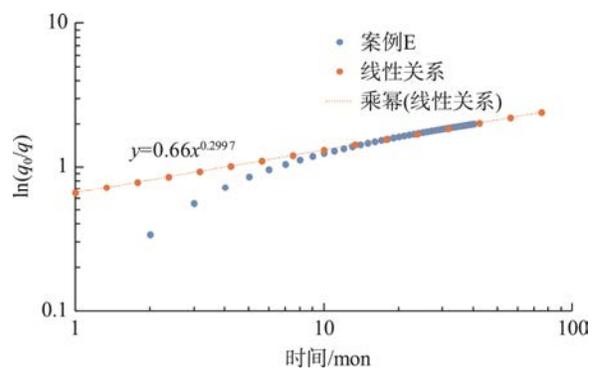


图5 $\ln \left(\frac{q_0}{q} \right)$ 与 t 双对数关系诊断图

Fig.5 Log-Log diagnostic of $\ln \left(\frac{q_0}{q} \right)$ vs t

(4) 将获取的 n 与 τ 带入式 (16) 即可预测气井在不同时间的气产量。

由图6可以看出, 仅基于前3年生产数据应用SEPD方法预测的后12年气产量与数值模型模拟结果误差小, 证实了SEPD方法在致密气藏中应用的优越性, 利用早期数据, 即可较准确预测气井的随后产量。更详细的信息以及其他案例的结果见表5。

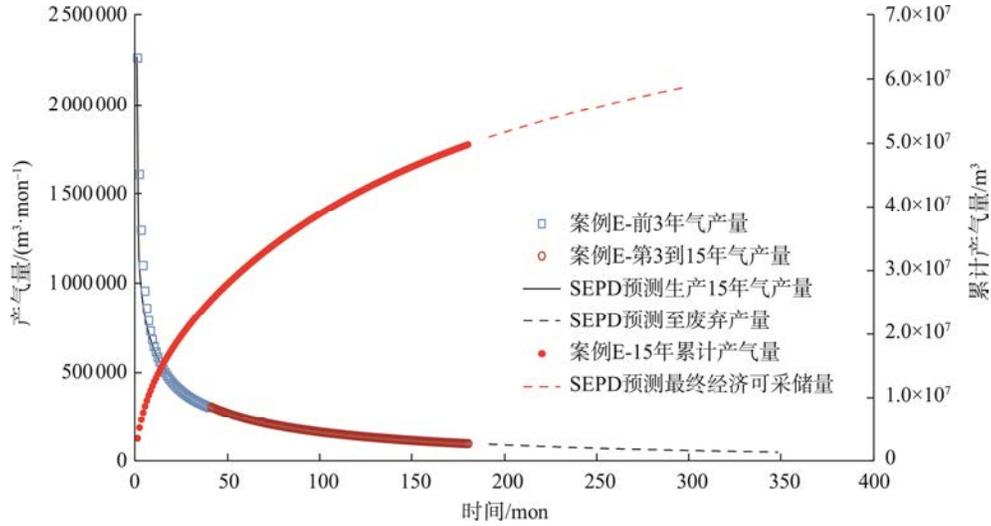


图6 SEPD方法拟合案例E产气量并预测随后气产量

Fig.6 Rate and cumulative rate prediction by SEPD for case E

表5 解析与经验方法预测案例A—E压裂气井EUR结果及误差

Tab.5 EUR estimation by both analytical and numerical methods along with associated errors for Case A—E

案例 $q_{abn}/(m^3 \cdot mon^{-1})$	数值模拟EUR/ $10^4 m^3$		解析方法计算 EUR/ $10^4 m^3$		SEPD方法计算 EUR/ $10^4 m^3$		解析方法计算 EUR误差/%		SEPD方法计算 EUR误差/%	
	$q_{abn} \approx 0$	$q_{abn} \approx 0.2$	$q_{abn} \approx 0$	$q_{abn} \approx 0.2$	$q_{abn} \approx 0$	$q_{abn} \approx 0.2$	$q_{abn} \approx 0$	$q_{abn} \approx 0$	$q_{abn} \approx 0$	$q_{abn} \approx 0$
A	8 980	8 420	9 009	8 578	9 503	8 537	0.32	1.88	5.82	1.38
B	8 980	7 485	9 009	7 710	8 377	7 041	0.32	3.01	6.71	5.93
C	9 429	8 417	9 009	8 578	10 922	9 344	4.45	1.91	15.83	11.01
D	8 980	8 550	9 009	8 578	8 834	8 560	0.32	0.33	1.62	0.12
E	7 184	5 910	7 246	6 000	7 940	5 898	0.86	1.52	10.52	0.20

3 实例应用

本研究选取美国怀俄明州Greater Green River盆地Pinedale气田80口压裂气井为研究对象（其中67口压裂直井13口多级压裂水平井）。Pinedale气田Lance主力层以透镜状河道砂体为沉积特征、埋深范围介于2 590~4 267 m，平均砂体厚度为134 m，地层压力系数介于1.5~1.9，孔隙度介于3%~12%、渗透率介于0.001~0.150 mD、平均含水饱和度约43% [1]。

3.1 压裂直井实例分析

以一口压裂直井为例（见图7），该气井自2004年生产，截至2021年，已累计生产天然气 $1.09 \times 10^8 m^3$ ，第1个月产气量803 438 m^3 ，第4个月达到单月峰值3 991 555 m^3 ，该气藏的基础信息见表6。根据 $1/q$ 与 \sqrt{t} 关系诊断图（见图8），气井 $4A\sqrt{K}$ 可通过计算得

$$4A\sqrt{K} = \frac{1.096}{m_{ct}} B_i \sqrt{\frac{\mu_i}{\phi c_{ti}}} \frac{1}{N_{stage}} \frac{1}{(p_{ai} - p_{awf})} \quad (19)$$

$$= 4 539$$

式中： $4A\sqrt{K}$ 的单位为 $m^2 \cdot mD^{0.5}$ 。由图8可知，压裂井线性流持续约22个月，气井SRV则可计算得

$$SRV = 4A\sqrt{K} \cdot 3.212 \sqrt{\frac{t_{elf}}{\phi(\mu c_t)_i}} = 1.68 \times 10^7 \quad (20)$$

式中：SRV的单位为 m^3 。

由图9可知， $1/q$ 与 Q/q 双对数关系图已呈现单位斜率线性关系，EUR可直接求取。后期直线斜率等于 8.59×10^{-9} ，EUR为

$$EUR(q_{abn} \rightarrow 0) = \frac{1}{8.59 \times 10^{-9}} = 1.17 \times 10^8 \quad (21)$$

式中：EUR的单位为 m^3 。

若设置废弃产量为1 500 m^3/d ，EUR约 $1.111 5 \times 10^8 m^3$ 。

表6 压裂直井实例基础参数

Tab.6 Basic parameters of the fractured vertical well case

参数	数值	参数	数值
储层厚度/m	80	气藏初始体积系数	0.003 5
含水饱和度	0.495	气藏初始黏度/(mPa·s)	0.027 8
孔隙度	0.082	气藏初始综合压缩系数/ MPa ⁻¹	0.007 23
气藏初始压力/ MPa	47.3	气藏初始规整拟压力/ MPa	33.08
井底流压/ MPa	12	规整拟井底流压/ MPa	3.1

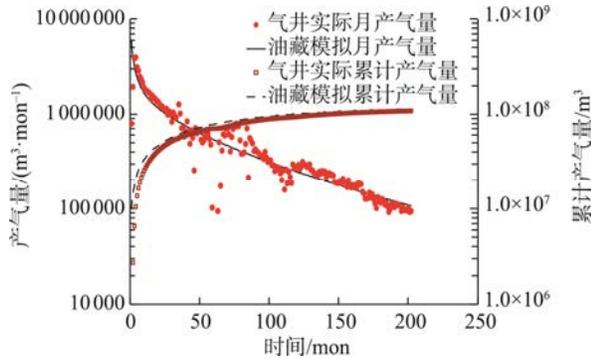


图7 实例气井生产历史及拟合

Fig.7 Production history and its matching of the fractured vertical well case

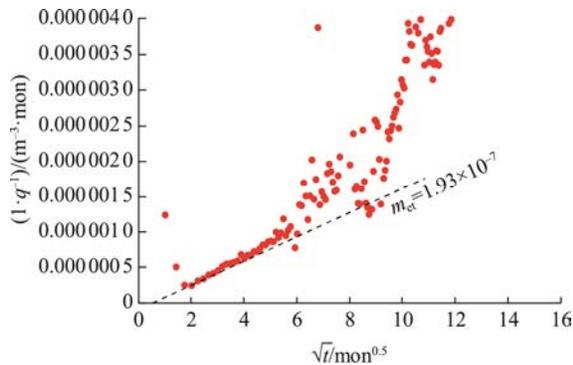


图8 实例气井1/q与√t关系诊断图

Fig.8 Diagnostic plot of 1/q vs √t for the fractured vertical well case

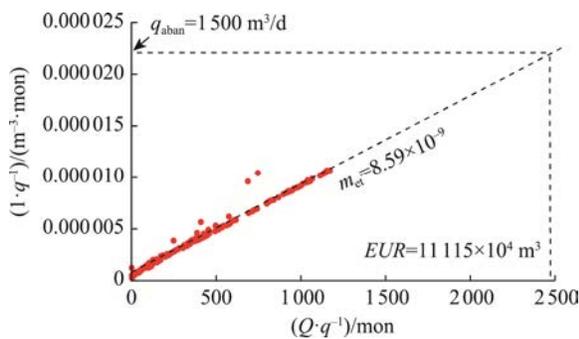


图9 实例压裂直井1/q与Q/q关系诊断图

Fig.9 Diagnostic plot of 1/q vs Q/q for the fractured vertical well case

为验证上述气藏诊断参数与进一步确定气藏具体泄流长、宽、裂缝长度,需要应用油藏数值模拟对气井生产历史进行拟合。然而气井生产历史拟合通常面临多解性的难题,即不同储层参数或模型参数组合都可以较好地拟合上生产历史。为了降低结果的不确定性,可以结合动态分析结果限定模型输入参数范围,以上述计算的 $4A\sqrt{K}$ 和 SRV 结果作为油藏数值模型参数设定指导,最终实现对实例气井生产历史拟合。最终模型参数见表7。通过气井生产历史拟合,模型确定的 $4A\sqrt{K}$ 及 SRV 值与上述动态分析诊断结果接近,误差小于2%,一致性高。

表7 油藏数值模拟历史拟合结果

Tab.7 Analyzing results by history matching using numerical simulation

气藏渗流 半长/m	气藏渗流 半宽/m	裂缝半长/ m	气相渗透率/ mD	$4A\sqrt{K}/$ (m ² ·mD ^{0.5})	$SRV/$ 10 ⁷ m ³
100	520	75	0.02	4 525	1.66

3.2 多级压裂水平井实例

选取另外一口实施多级压裂且生产历史较短的水平井为例(见图10)。该气井自2016年8月投产至2021年底,累计产气量 3100×10^4 m³,第1个月产气量为514 748 m³,第5个月达到单月峰值产气量1 266 906 m³。该气井带水生产,气藏基本信息见表8。与上例类似,该气井单级裂缝 $4A\sqrt{K}$ 计算等于 60 m²·mD^{0.5}(斜率为 3.96×10^{-7}),气井整体的 $4A\sqrt{K}$ 则等于 1860 m²·mD^{0.5},压裂井的线性流持续约13个月,气井的 SRV 计算结果等于 4.97×10^6 m³。

表8 多级压裂水平井实例基本参数

Tab.8 Basic parameters of the multistage fractured horizontal well case

参数	数值	参数	数值
储层厚度/m	25	孔隙度	0.093
含水饱和度	0.42	气藏初始体积系数	0.003 3
水平井长度/m	1 762	气藏初始黏度/(mPa·s)	0.029 6
压裂级数	31	气藏初始综合压缩系数/ MPa ⁻¹	0.006 8
气藏初始压力/ MPa	53.6	气藏初始规整拟压力/MPa	39.0
井底流压/MPa	12	规整拟井底流压/MPa	3.05

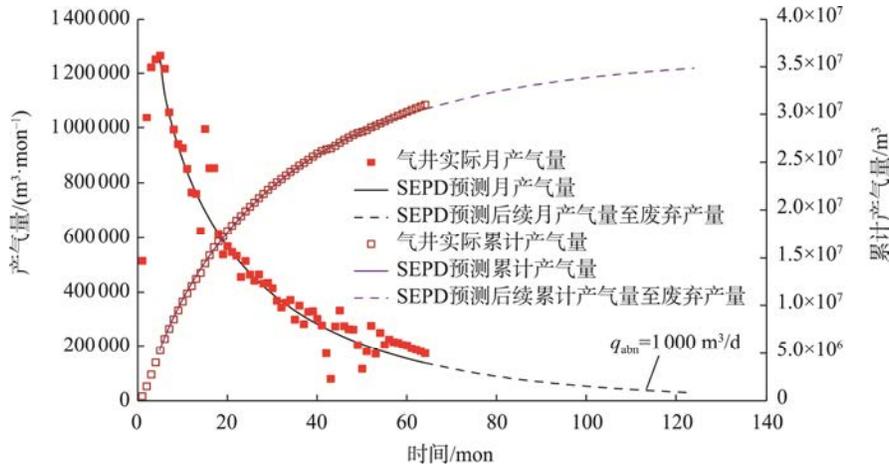


图10 多级压裂水平井采气曲线及SEPD经验方法预测气井产量与EUR实例
Fig.10 EUR and rate prediction by SEPD for the multistage fractured horizontal well

由于气井生产时间较短且储层致密， $1/q$ 与 Q/q 关系诊断图在双对数坐标中还未呈现严格的单位斜率线性关系，因此无法通过解析法对气井EUR进行评价。针对这一实例，应用SEPD方法较好地实现气井的EUR与后续产量的预测，如果设定气井废弃产量为 $1000\text{ m}^3/\text{d}$ ，该气井的EUR等于 $3486 \times 10^4\text{ m}^3$ （见图10）。

3.3 目标气田80口压裂井整体分析结果

根据本文论述的压裂井动态分析技术对目标

气田80口井的分析结果显示：气井最大单月折算日产气量中位数约为 $11.6 \times 10^4\text{ m}^3$ ，指示气井流动能力的 $4A\sqrt{K}$ 中位数约为 $3200\text{ m}^2 \cdot \text{mD}^{0.5}$ ，气井改造范围体积SRV中位数约为 $1.29 \times 10^7\text{ m}^3$ ，气井EUR中位数约为 $1.02 \times 10^8\text{ m}^3$ （见图11）。同时分析结果表明，压裂气井最大单月产量、SRV、EUR与 $4A\sqrt{K}$ 均呈现较好的正相关性。由图12可知，气井单月最大折算日产气量、SRV与EUR均随着 $4A\sqrt{K}$ 增大而总体呈现增大的关系，即 $4A\sqrt{K}$ 越大的气井其压裂效果越好。

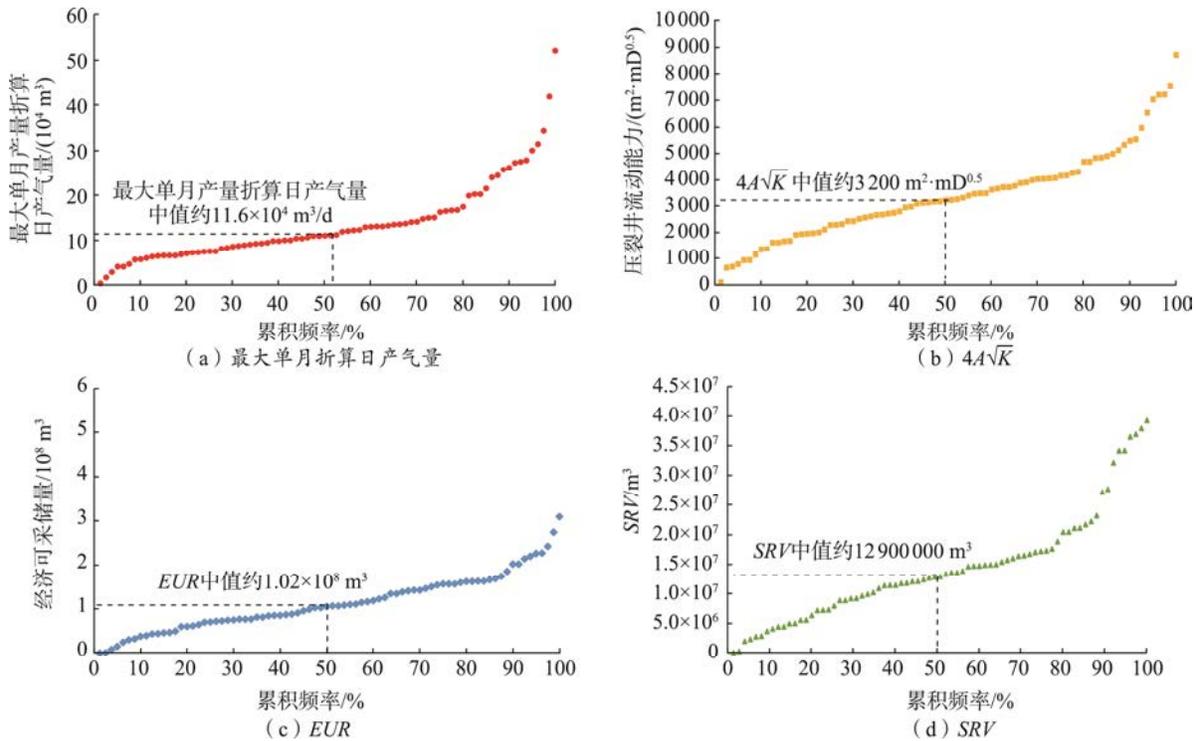


图11 目标气田80口压裂气井关键指标

Fig.11 Key indicators of 80 fracturing wells in the target gas field

图12同样对目标气田新井的设计有着重要参考意义,若新压裂井的设计指标为初产 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 EUR 达到 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$,则压裂井的 $4A\sqrt{K}$ 至少需达到 $3\ 000 \text{ m}^2 \cdot \text{mD}^{0.5}$ 。对于其他致密气田或区块,在生产

压裂井数达到一定规模后,通过本文提出的动态分析技术形成的类似于图12的区域图版,其对目标区块或邻近相似区块的气井压裂方案或开发方案设计均有一定指导作用。

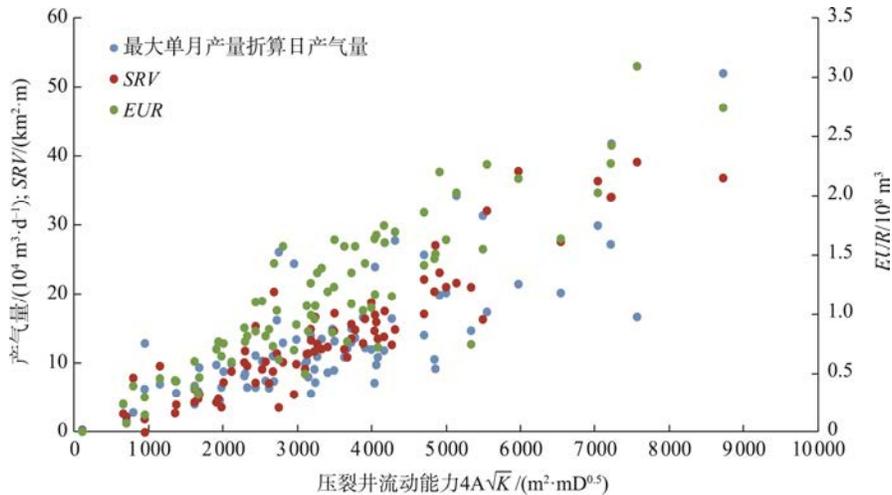


图12 目标气田80口压裂气井最大单月折算日产气量、 SRV 、 EUR 与 $4A\sqrt{K}$ 相关性

Fig.12 The 80 gas wells' behaviors of maximum monthly rate, SRV and EUR along with $4A\sqrt{K}$ in the study area

4 结论

(1) 本文将Wattenbarger定向井早期产量递减表达式扩展至多分段压裂水平井,并对后期边界控制流表达式进一步推导形成 $1/q$ 与 Q/q 关系断诊图求解 EUR ;压裂气井初始产能至关重要,通过压裂井早期线性流计算的组合参数 $4A\sqrt{K}$ 指示压裂井产能而非传统的 Kh ,压裂井的 $4A\sqrt{K}$ 可通过 $1/q$ 与 \sqrt{t} 关系诊断图早期特征线性关系求取。

(2) 压裂气井 SRV 大小理论上由其自身 $4A\sqrt{K}$ 与线性流持续时间决定,在 q 与 t 双对数关系图中,从气井开始生产到产量偏离-1/2斜率特征直线时刻的时间长度即压裂井线性流持续时间;压裂气井在 $1/q$ 与 Q/q 双对数坐标关系诊断图中,斜率等于1的特征直线的出现即标志着气井进入后期拟稳态流,在常规坐标中其线性关系斜率的倒数等于废弃产量趋于0时的气井 EUR ,若设置不等于0的废弃产量将此线性关系外推至废弃产量对应的累计产气量即可得气井 EUR 。

(3) 应用延伸指数递减经验方法预测压裂气井 EUR 具有误差小、简便、更重要是所需生产历史短的优点,无论数值模拟数据还是Pinedale气田实际生产数据都显示只需要约3年的生产历史即可较准确地预测压裂气井随后产量与 EUR ;基于Pinedale

气田实例分析结果,气井初始最大月产气量、 SRV 、 EUR 均显示与 $4A\sqrt{K}$ 呈正相关性。

参考文献:

- [1] 万玉金, 韩永新, 周兆华, 等. 美国致密砂岩气藏地质特征与开发技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013.
WAN Yujin, HAN Yongxin, ZHOU Zhaohua, et al. Geological characteristics and development technology of dense sandstone gas reservoirs in the United States[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.
- [2] ARPS J J. Analysis of decline curves[J]. Transactions of the AIME, 1945, 160(1): 228-247.
- [3] SPIVEY J P, FRANTZ J H, Jr, WILLIAMSON J R, et al. Applications of the transient hyperbolic exponent[C]//SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2001: SPE-71038-MS.
- [4] LEE J, SIDLE R. Gas-reserves estimation in resource plays[J]. SPE Economics & Management, 2010, 2(2): 86-91.
- [5] WATTENBARGER R A, EL-BANBI A H, VILLEGAS M E, et al. Production analysis of linear flow into fractured tight gas wells[C]//SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1998: SPE-39931-MS.
- [6] EL-BANBI A H, WATTENBARGER R A. Analysis of linear flow in gas well production[C]//SPE Gas Technology Symposium. Richardson: Society of Petroleum Engineers,

- 1998: SPE-39972-MS.
- [7] 孙贺东. 油气井现代产量递减分析方法及应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013.
SUN Hedong. Advanced production decline analysis and application[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.
- [8] 孙贺东, 欧阳伟平, 张冕, 等. 考虑裂缝变导流能力的致密气井现代产量递减分析[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 455-463.
SUN Hedong, OUYANG Weiping, ZHANG Mian, et al. Advanced production decline analysis of tight gas wells with variable fracture conductivity[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 455-463.
- [9] 李欣, 段胜楷, 侯大力, 等. 多级压裂页岩气水平井的不稳定生产数据分析[J]. 天然气工业, 2012, 32(12): 44-48.
LI Xin, DUAN Shengkai, HOU Dali, et al. An analysis of unsteady production data of multi-fractured horizontal shale gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(12): 44-48.
- [10] NOBAKHT M, MATTAR L, MOGHADAM S, et al. Simplified yet rigorous forecasting of tight/shale gas production in linear flow[C]//SPE Western Regional Meeting. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2010: SPE-133615-MS.
- [11] LIANG P, MATTAR L, MOGHADAM S. Analyzing variable rate/pressure data in transient linear flow in unconventional gas reservoirs[C]//Canadian Unconventional Resources Conference. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2011: SPE-149472-MS.
- [12] SONG B, EHLIG-ECONOMIDES C. Rate-normalized pressure analysis for determination of shale gas well performance[C]//North American Unconventional Gas Conference and Exhibition. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2011: SPE-144031-MS.
- [13] SU C, LU K F, YUAN W J, et al. Reservoir characterization of a tight gas field using new modified type curves for production data analysis: A case study from Ordos Basin[J]. Minerals, 2022, 12(6): 675.
- [14] 邹清腾, 曹博文, 王永红, 等. 考虑压裂诱导效应的页岩储层工程可压裂性评价[J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(6): 155-162.
ZOU Qingteng, CAO Bowen, WANG Yonghong, et al. Engineering fracability evaluation of shale reservoirs considering fracturing induced effect[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(6): 155-162.
- [15] 许冬进, 陶振强, 李常兴, 等. 页岩气储层压裂返排一体化裂缝导流能力变化规律[J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(5): 158-165.
XU Dongjin, TAO Zhenqiang, LI Changxing, et al. Variation law of fracture conductivity of fracturing and flowback integration in shale gas reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(5): 158-165.
- [16] 刘巍, 曹小朋, 胡慧芳, 等. 页岩油水平井产量影响因素分析及压裂参数优化决策[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(5): 764-770.
LIU Wei, CAO Xiaopeng, HU Huifang, et al. Production influencing factors analysis and fracturing parameters optimization of shale oil horizontal wells[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(5): 764-770.
- [17] ILK D, RUSHING J A, PEREGO A D, et al. Exponential vs. hyperbolic decline in tight gas sands: Understanding the origin and implications for reserve estimates using Arps' decline curves[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2008: SPE-116731-MS.
- [18] DUONG A N. Rate-decline analysis for fracture-dominated shale reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(3): 377-387.
- [19] VALKÓ P P, LEE W J. A better way to forecast production from unconventional gas wells[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2010: SPE-134231-MS.
- [20] JOHNSTON D C. Stretched exponential relaxation arising from a continuous sum of exponential decays[J]. Physical Review B, 2006, 74(18): 184430.
- [21] YU S Y, LEE W J, MIOCEVIC D J, et al. Estimating proved reserves in tight/shale wells using the modified SEPD method[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013: SPE-166198-MS.

(编辑: 周广照 编审: 王环)