

基于多相流的致密气藏水平井产量分析方法

吉礼东

成都理工大学能源学院, 四川 成都

收稿日期: 2024年4月7日; 录用日期: 2024年5月1日; 发布日期: 2024年5月15日

摘要

由于一些致密气藏的含水饱和度较高, 气井产水现象在开发过程中较为常见。为了将产量分析方法应用于气水两相流的致密气藏缝网压裂水平井生产数据分析, 提出了基于气井的生产数据判别气井产水类型的方法, 分析了致密气藏缝网压裂水平井的渗流特征, 改进了纯气井产量分析方法使其适用于产水气井的产量分析。结果表明: 通过分析气井的生产水气比和水化学特征能有效判别气井的产液类型和对开发的影响; 致密气藏缝网压裂水平井的渗流特征不同与常规的三线性模型, 压裂改造区存在三种连续渗流介质(基质、微裂缝、主压裂缝); 基于单相气流的产量分析方法在分析产水气井时, 由于忽略了渗流通道中的地层水, 导致拟合的渗透率偏小, EUR偏大。可见, 气水两相流的致密气藏缝网压裂水平井产量分析方法适用于产水气井生产数据分析。

关键词

致密气藏, 缝网压裂水平井, 产水类型, 气水两相流, 产量分析

Production Analysis Method of Horizontal Well in Tight Gas Reservoir Based on Multiphase Flow

Lidong Ji

College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu Sichuan

Received: Apr. 7th, 2024; accepted: May 1st, 2024; published: May 15th, 2024

Abstract

In tight sandstone gas reservoirs with high water saturation, water production from gas wells is common during development. In order to analyze the production characteristics of horizontal wells after water production through fracture pattern fracturing, a set of methods for distinguishing the

type of water production in gas wells was proposed. Based on the analysis of seepage characteristics of horizontal wells with fracture pattern fracturing in tight sandstone gas reservoirs, the production analysis method for pure gas wells is improved to make it suitable for production analysis of water producing gas wells. The example analysis results show that: By analyzing the production water gas ratio and hydrochemical characteristics of a gas well, the water production type of the gas well can be effectively identified; In the fracturing and reconstruction area of a horizontal well with fracture pattern fracturing in tight sandstone gas reservoirs, there are three continuous seepage media (matrix, microfracture, and main pressure fracture), which conform to the percolation characteristics of a trilinear model; When using traditional production analysis methods to analyze water producing gas wells, the matching permeability is relatively small and the dynamic reserves are relatively large due to ignoring the seepage of the water phase. It is concluded that the production analysis method for fractured horizontal wells in tight sandstone gas reservoirs with gas water two-phase flow is suitable for production data analysis of water producing gas wells.

Keywords

Tightgas Reservoir, Fracture Network Fracturing Horizontal Well, Type of Water Production, Gas-Water Two-Phase Flow, Productivity Analysis

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

致密气藏的渗透率小于或等于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，单井自然产能低于工业气流下限，但在一定技术措施下可获工业天然气产量[1]。致密气藏一般存在含水饱和度高，气水关系复杂的特征[2]。在一些致密气藏中，气井产水严重影响了正常生产。气井产水的原因有：1) 致密气成藏过程中，烃类沿能量最小的路径运移，进而驱替储层原生水。由于储层孔喉大小不一，半径较小的孔喉中容易存在残余地层水。2) 在局部构造低部位且物性较好的储层，孔隙水容易富集，含水饱和度高[3]。3) 构造运动使水体的分布发生变化，孔隙水沿新的构造低部位运移，加剧了气水分布的复杂程度。4) 开发过程中，在压差和较高气体流速的作用下，层间水发生流动，导致气藏“转变”为含水气藏[4]。

现代产量分析方法是一种气藏工程中常用的分析方法[5]。现代产量递减分析方法自 Blasingame 在引入拟压力规整化产量和物质平衡拟时间函数的基础上，提出了双对数图版拟合后[6] [7]，在不同类型井型和储集层中得到广泛的应用。但是，这种方法提出时，分析对象是产纯气的气井。对于致密含水气藏，应开展产水类型判别，甄别出影响生产的地层水类型。在此基础上，以致密气藏缝网压裂水平井为研究对象，开展基于气水两相流动的现代产量分析。

2. 致密气藏气井的产水类型与判别方法

在致密气藏中，含水饱和度会对气水两相渗透率产生影响：如果含水饱和度增加，气相相对渗透率就会降低，而水相相对渗透率会升高[8] [9]。储层中流体的流动由气体的单相渗流逐渐演变为气、水两相渗流：这是由于一方面水相流动占据气体渗流通道，增大气体渗流阻力，从而降低气体流量；另一方面气体流量减小也会引起近井地带得含水饱和度增加、井筒积液，废弃压力增大，最后可能导致气井水淹，缩短气井生产生命周期。研究发现，当气藏的含水饱和度达到 60%~80%时，气相相对渗透率基本降为零，这也是导致气井见水之后产量会迅速下降的主要原因。因此，在致密气藏中，产水类型的判别十分重要。

在表 1 中气井产出水的类型可以划分为五类：凝析水、压裂残液、致密砂岩地层水、气层残留地层水和地层水。分类的依据是：1) 生产动态资料。根据现场的生产数据，水气比随时间的变化。2) 水化学分析。在富水区，地层水的矿化度较高，生产过程中保持稳定。

Table 1. Water production characteristics of different types of gas wells

表 1. 不同类型的气井产水特征

产水类别	累计水气比变化	水化学特征	地层类型	对开发的影响
凝析水	直线	产水量低于最大凝析水量，矿化度低	气层	可不考虑
压裂残液	快速下降	矿化度高	与地层类型无关	初期对开发有一定影响
致密砂岩地层水	下降	受凝析水影响，矿化度低	干层	可不考虑
气层残留地层水	直线或下降	受凝析水影响，矿化度有一定下降	气层，含水气层	水体能量较弱，对开发的影响小
富水区地层水	上升	矿化度高，生产中不变	水层，含气水层	水体能量强，对气藏开发的影响大

3. 缝网压裂水平井的渗流特征

在致密气藏的储层一般存在低孔低渗的特征，气井的自然产能无法达到工业气流标准。多段压裂水平井的产量通常是直井的 4~5 倍，可以有效提高气藏的开发效果，在致密气藏的应用已经越来越普遍[10]。通过实施大规模分段压裂工艺后，在致密气藏储层中会形成形态各异的复杂裂缝网络。如图 1 所示，在储层中，可以分为 2 个区域：压裂缝改造区(SRV)和以及外区(原状地层)。在 SRV 区，受体积压裂影响，形成了三种储渗介质：基质、微裂缝和主压裂缝[11]。

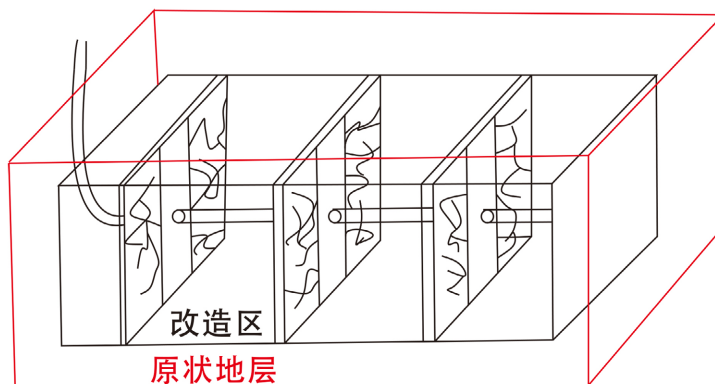


Figure 1. Physical model of fractured horizontal wells in tight gas reservoirs

图 1. 致密气藏缝网压裂水平井物理模型

前人对缝网压裂水平井的渗流特征进行了研究[12] [13] [14] [15]。El-Banbi 最先提出了用线性双孔介质模型描述致密气藏储层压裂水平井渗流特征[12]。Brohi 等人在线性双孔渗流模型的基础上，提出了一种复合线性模型，被称为三线性渗流模型[15]。根据三线性渗流模型，在图 2 的产量和时间的双对数图中，多段压裂水平井的渗流包括以下几个阶段：① 主压裂缝中流体流入井筒。但是因为主压裂缝的渗透率一般比较高，因此这一阶段持续的时间相对较短(一般几个小时)，在生产监测中很难出现这一阶段；② SRV 区中流体流入主压裂缝。在双对数图中表现为 1/2 斜率直线段；③ 受 SRV 边界影响的流动。在双对数图中表现为斜率为 1 的直线段；④ SRV 区外的气体以线性渗流的方式流入 SRV 区。在双对数图中表现

为 1/2 斜率直线段；⑤ 远离 SRV 区域出现径向流。在双对数图中表现为 0.5 直线段；⑥ 受储层边界影响的流动。在双对数图中表现为斜率为 1 的直线段。

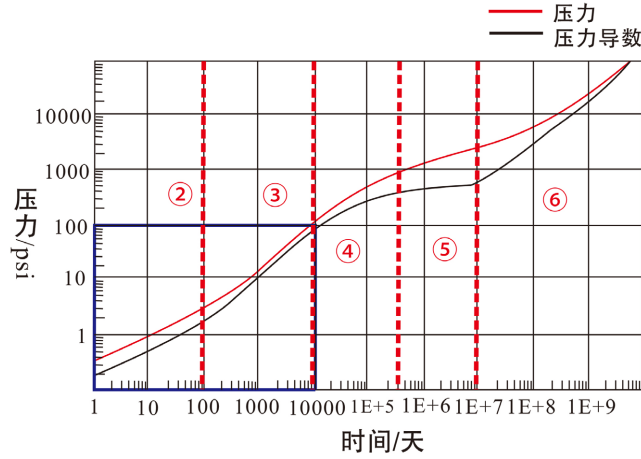


Figure 2. Theoretical double logarithmic curve plate for staged fracturing horizontal wells
图 2. 缝网压裂水平井产量与时间的理论双对数曲线图版

Kurtoglu 等认为：在某一口井的开发过程中，一般不会完整地出现上述的所有渗流阶段[16]。研究认为，由于致密气储层存在超低渗的特征，气井在生产周期中一般很难到达第④渗流阶段。气井的生产主要发生在②③阶段(图中蓝框区域)。

4. 基于气水两相流的现代产量分析方法

现代产量分析方法在气藏分析中的应用非常广泛。但是，这种方法最初仅适用于产纯气的生产井。对于含水饱和度较高的致密气藏，在开发过程中会出现气水两相渗流：1) 部分气体的渗流通道被水相占据，气相渗流能力下降[17]；2) 气水两相流时，气相渗流存在阈压效应，使得储层压降漏斗更为陡峭，减小单井控制范围，导致气井 EUR 降低[18]。如果直接照搬，计算误差较大。通过下述处理，可以将单相气流的渗流方程变换为气水两相流的渗流方程，将现代产量分析方法的应用对象扩大到气水同产的生产井。

Kamal 将饱和度参数引入新的综合压缩系数[19]，可以考虑地层水对渗流的影响[19]：

$$c_{tx} = s_w c_w + s_g c_g + c_x \tag{1}$$

式中： c_{tx} 是某种介质的总压缩系数， MPa^{-1} ； s_w 是含水饱和度，小数； c_w 是水的压缩系数， MPa^{-1} ； s_g 是含气饱和度，小数； c_g 是气体的压缩系数， MPa^{-1} ； c_x 是某种介质的压缩系数， MPa^{-1} ；

定义等效渗透率：

$$k_{equ} = \lambda_t k_g \tag{2}$$

λ_t 为流度比，定义为[19]：

$$\lambda_t = \frac{k_g}{u_g} + \frac{k_w}{u_w} \tag{3}$$

式中： k_{equ} 为等效渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； λ_t 为流度比，小数； k_g 为气相渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； k_w 为水相渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； u_g 为气相黏度， $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ； u_w 为水相黏度， $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ；

Al-Hussainy 和 Ramay 等为了简化气体的渗流微分方程,提出了拟压力函数的概念,表达式如下[20]:

$$p_p = 2 \int_{p_b}^p \frac{p}{u_g Z} dp \quad (4)$$

式中: p_p 为压力为 p 时的拟压力函数值, $\text{MPa}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$; p 为目前压力, MPa ; p_b 为初始压力, MPa ; Z 为气体的偏差系数, 无量纲。

King 在常规的拟压力方程基础上提出了多相渗流方程来表示气藏的两相流动[21]。考虑到相对渗透率随地层压力的变化, 将气相的相对渗透率引入拟压力的定义中是非常有必要的, 将拟压力重新定义为[21]:

$$p_p = 2 \int_{p_b}^p \frac{p k_{rg}(p)}{u_g Z} dp \quad (5)$$

式中: $k_{rg}(p)$ 为压力为 p 时气相相对渗透率, 小数。

气相渗透率与生产水气比的关系可以由以下推导得出。气井的水气比 WGR 定义为每产出标准状态下每万方天然气所产出的水量。井底分流率(井底含水率)的定义为井底产出的自由水量(总产水量减去凝析水量)与井底流动条件下总流体产量之比, 因此其表达式为[22]:

$$f_w = \frac{WGR - R_{wgr}}{(WGR - R_{wgr}) + 10^4 \times B_g} \quad (6)$$

式中, f_w 井底分流率或含水率, %; WGR 为生产水气比, $\text{m}^3 \cdot 10^{-4} \text{m}^{-3}$; B_g 为气体体积系数, 无因次; R_{wgr} 为析水气比, $\text{m}^3 \cdot 10^{-4} \text{m}^{-3}$ 。

另外, 根据相对渗透率曲线中的相对渗透率与含水率的关系可以得到含水率的另外一种表达式为[22]:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{rg}}{k_{rw}} \times \frac{u_w}{u_g}} \quad (7)$$

式中: k_{rg} 为气相相对渗透率, 无因次; k_{rw} 为水相相对渗透率, 无因次。

根据公式(5)和公式(6)可以得到气相渗透率与生产水气比的变化式为[22]:

$$k_{rg} = \frac{10^4 B_g k_{rw} u_g}{(WGR - R_{wgr}) u_w} \quad (8)$$

在对存在多相流动气井的生产数据分析时, 可以使用以下的步骤进行分析: 1) 分析气井所处的储层的地质特征, 分析其储层是否是致密气藏; 2) 分析气井的压裂完井措施, 其完井改造措施是否有利于形成缝网; 3) 从气井的生产水气比及产出液体水化学特征, 分析气井是否符合多相流特征; 4) 对于符合多相流特征的气井, 通过式 1、式 2、式 5 可以将复杂的多相流动简化为单相流动, 常规的单相流现代产量分析方法就可以作用于多相流产量分析。

5. 分析实例

以四川盆地某致密气藏的一口压裂水平井为例: 该井水平段长 699 m, 原始地层压力为 24.57 MPa, 储层温度为 70.87°C, 孔隙度为 11.2%, 有效储层厚度为 9.8m, 含气饱和度为 59.7%, 天然气相对密度为 0.616。该井为了使压裂改造区形成有效的缝网系统, 提高气井的产量, 采用混合水分段多簇压裂工艺进行体积压裂, 压裂段数为 10 段。在 2021 年 2 月开始生产, 采气曲线如图 3 所示。

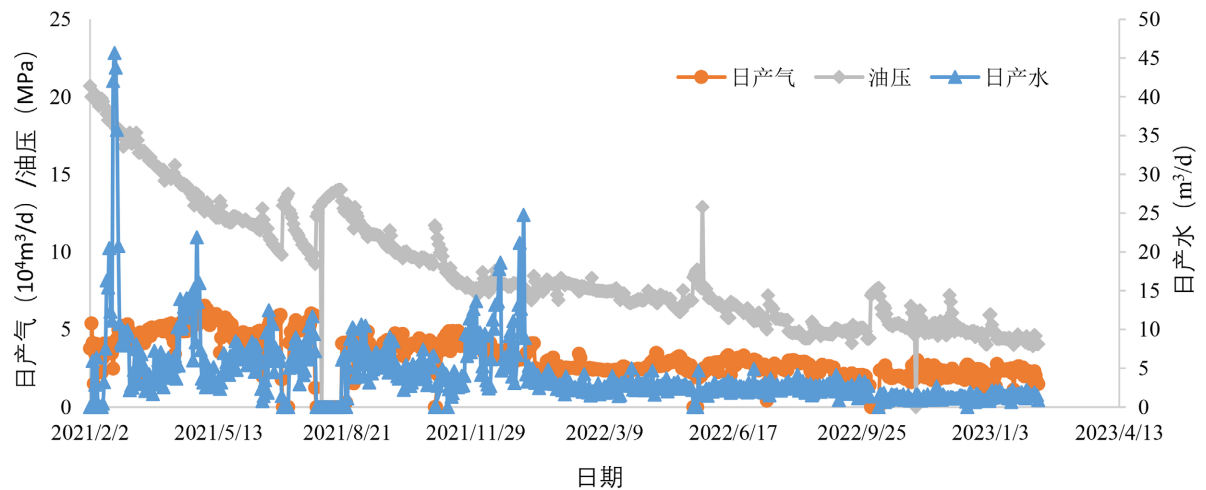


Figure 3. Gas production curve of well X
图 3. X 井采气曲线图

5.1. 产水判别

该井平均水气比 $1.1 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ (高于理论最大凝析水量 $0.11 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$)。如图 4 所示, X 井的水气比较为稳定, 后期有略微下降。

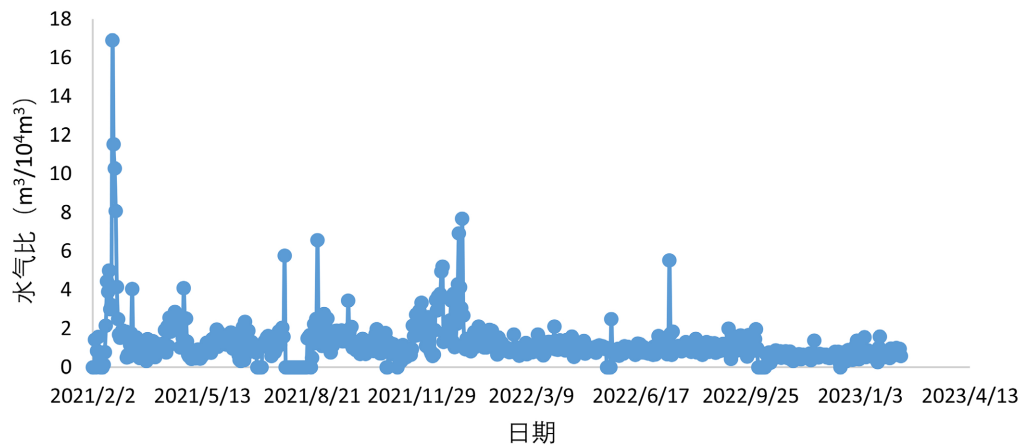


Figure 4. Water gas ratio variation curve of well X
图 4. X 井水气比变化曲线

X 井一共进行过 5 次水化学分析, 结果如表 2 所示。X 井的水化学特征稳定, 其中总矿化度 $42143.962 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$, Cl^- 浓度 $24431.868 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$, Ba^{2+} 浓度 $226.30856 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$ 。该气藏地层水的水化学判断标准: 总矿化度大于 $10,000 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$, Cl^- 浓度大于 $5000 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$, Ba^{2+} 浓度大于 $100 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$ 。

Table 2. Chemical analysis results of well X water
表 2. X 井水化学分析结果表

取样日期	$\text{Cl}^- (\text{mg}\cdot\text{L}^{-1})$	$\text{Ba}^{2+} (\text{mg}\cdot\text{L}^{-1})$	总矿化度($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)
2021/4/14	24104.08	69.5428	42440.41
2022/3/16	23534	355	45135.54

续表

2022/6/4	28793.26	334	45928.97
2022/6/19	22502	180	38458.61
2022/6/23	23226	193	38756.28

综合以上分析, X 井为一口产水气井。产出的地层水类型为气层残留地层水, 水体能量较弱, 对开发的影响小。

5.2. 现代产量分析

应用上述气水两相流的致密气藏缝网压裂水平井产量分析方法对 X 井的产量数据进行分析, 结果如图所示。从图 5 中可以看出, X 井目前的渗流处于受 SRV 边界影响的流动阶段。

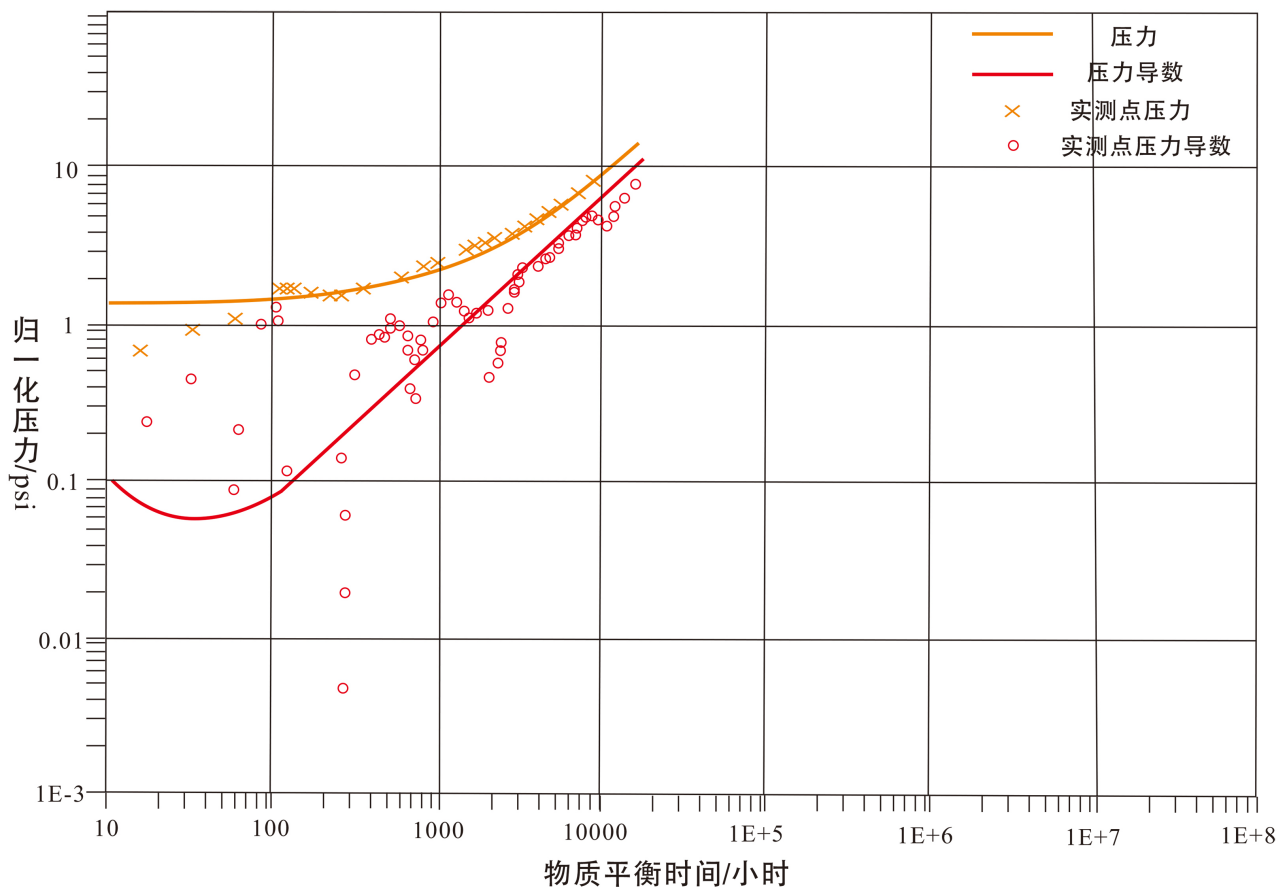


Figure 5. Double logarithmic fitting chart for production and time of gas-water two-phase flow

图 5. 气水两相流的产量与时间双对数拟合图版

为了研究气井产水对现代产量分析结果的影响, 本次研究还应用单相气流的现代产量分析方法对 X 井的产量数据进行分析, 如图 6 所示。

对比图 5 和图 6 可以发现, 是否考虑产水虽然对拟合曲线的形态不会产生影响, 但是单相气流的分析图版中的双对数曲线相对于气水两相流的双对数曲线出现了向右移动的现象(物质平衡时间增大)。

两种分析方法得到的气井及储层参数如表 3 所示。

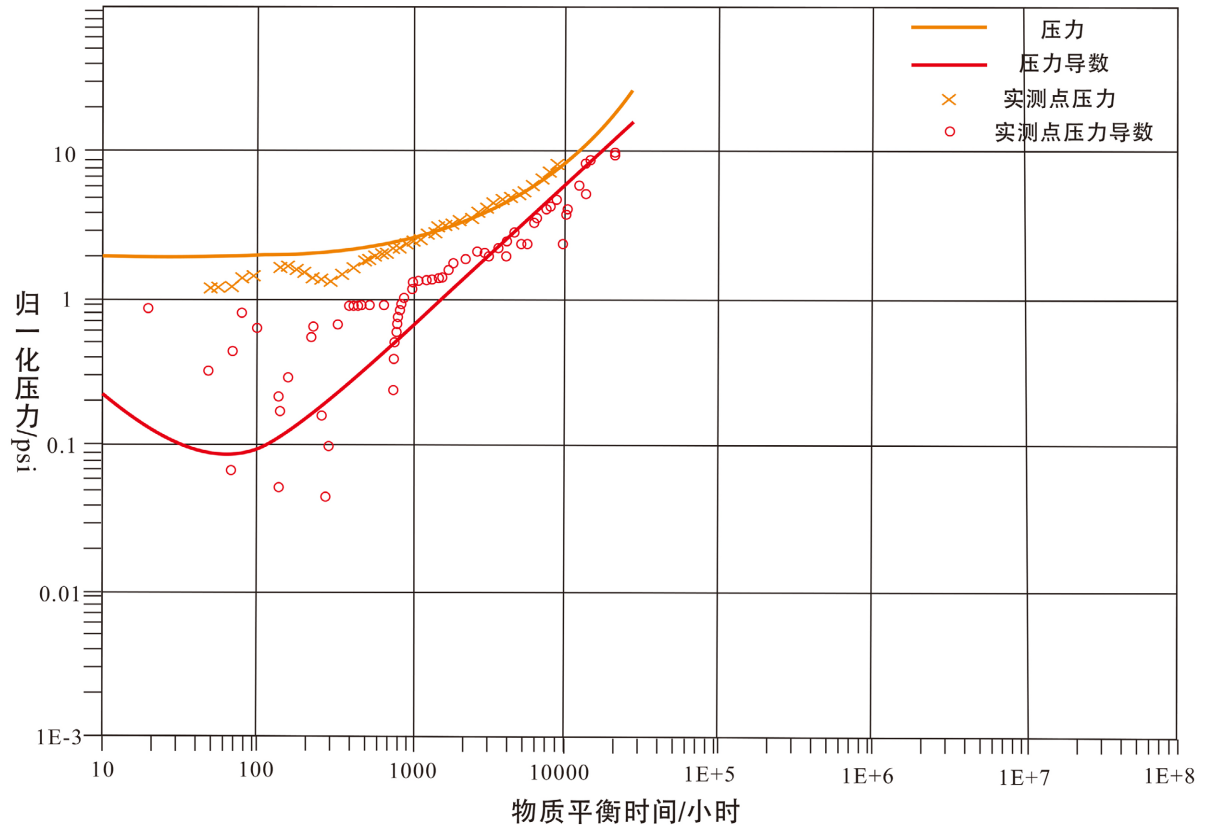


Figure 6. Double logarithmic fitting chart of production and time for single-phase flow

图 6. 单相气流的产量与时间双对数拟合图版

Table 3. Modern production analysis results of well X

表 3. X 井的现代产量分析结果

参数	不考虑产水	考虑产水
模型	三线形	三线形
主压裂缝(条)	8	8
缝长(m)	221	200
SRV 区渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	1.60	2.40
λ (SRV 区)	0.99	0.99
ω (SRV 区)	$5.32\text{E}-7$	$2.93\text{E}-5$
EUR (10^8m^3)	0.36	0.24

从表 3 可以看出，两种分析方法的结果存在较大的误差，主要是渗透率和 EUR。两相流分析方法的结果要大于单向流分析方法的，但是 EUR 呈现相反的情况。在储层存在地层水时，一部分渗流通道被水占据，如果在运用单相流分析方法进行生产数据分析，忽略了水的存在，得到的渗透率是气相的渗透率而非储层本身的渗透率，导致渗透率偏小。

6. 结论

建立了基于气井生产动态数据的产水类型判别方法，考虑致密气藏缝网压裂水平井的渗流特征及气

水两相渗流特征，建立了气水两相流的致密气藏缝网压裂水平井产量分析方法，得到以下结论：

- 1) 划分了致密气藏缝网压裂水平井的渗流阶段，详细分析了各个渗流阶段的特征。
- 2) 在现有单相气流致密气藏缝网压裂水平井的产量分析方法的基础上，提出了针对气水两相流的改进方法，可以应用于气水两相流的致密气藏缝网压裂水平井产量分析。
- 3) 气井产水会对气井的渗透率以及 EUR 产生较大的影响。在产量分析中，不应该忽视产水的问题。

参考文献

- [1] 邹才能, 李熙喆, 朱如凯, 等. GB/T 30501-2014 致密砂岩气地质评价方法[S]. 北京: 中国标准出版社, 2014.
- [2] 张杰. 致密砂岩气藏孔隙水产出机理与主控因素研究[D]: [博士学位论文]. 北京: 中国科学院大学, 2021.
- [3] 田冷, 何顺利, 刘胜军, 等. 广安地区须家河组气藏气水分布特征[J]. 天然气工业, 2009, 29(6): 23-26, 135-136.
- [4] 张杰, 李熙喆, 高树生, 等. 致密砂岩气藏产水机理及其对渗流能力的影响[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(10): 1519-1530.
- [5] 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.
- [6] Blasingame, T.A., Johnston, J.L. and Lee, W.J. (1993) Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method. SPE 18799.
- [7] Blasingame, T.A., Ilk, D., Amini, S. and Hosseinpour-Zonoozi, N. (2007) Application of the β -Derivative Function to Production Analysis. *Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium*, Denver, 16-18 April 2007, Paper Number: SPE-107967-MS. <https://doi.org/10.2523/107967-MS>
- [8] 李奇. 致密砂岩气藏采收率影响机理研究[D]: [博士学位论文]. 北京: 中国科学院研究生院, 2015.
- [9] 叶礼友. 川中须家河组低渗砂岩气藏渗流机理及储层评价研究[D]: [博士学位论文]. 北京: 中国科学院研究生院, 2011.
- [10] 唐颖, 张金川, 张琴, 等. 页岩气井水力压裂技术及其应用分析[J]. 天然气工业, 2010, 30(10): 33-38.
- [11] 欧阳伟平, 孙贺东, 韩红旭. 致密气藏水平井多段体积压裂复杂裂缝网络试井解释新模型[J]. 天然气工业, 2020, 40(3): 74-81.
- [12] El-Banbia, H. (1998) Analysis of Tight Gas Well Performance. Master's Thesis, Texas A & M University, Texas.
- [13] Bello, R.O. (2009) Rate Transient Analysis in Shale Gas Reservoirs with Transient Linear Behavior. Master's Thesis, Texas A & M University, Texas.
- [14] Moghadam, S., Mattar, L. and Pooladi-Darvish, M. (2010) Dual Porosity Typecurves for Shale Gas Reservoirs. *Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference*, Calgary, 19-21 October 2010, 1575-1587. <https://doi.org/10.2118/137535-MS>
- [15] Brohi, I., Pooladi-Darvish, M. and Aguilera, R. (2011) Modeling Fractured Horizontal Wells as Dual Porosity Composite Reservoirs—Application to Tight Gas, Shale Gas and Tight Oil Cases. *SPE Western North American Region Meeting*, Anchorage, 7-11 May 2011, 1-22. <https://doi.org/10.2118/144057-MS>
- [16] Kurtoglu, B., Salman, A. and Kazemi, H. (2015) Production Forecasting Using Flow Back Data. *SPE Middle East Unconventional Resources Conference and Exhibition*, Muscat, 26-28 January 2015, 1-27. <https://doi.org/10.2118/172922-MS>
- [17] 王旭. 川西须二气藏产水气井动态特征及开采对策[J]. 中外能源, 2018, 23(5): 49-56.
- [18] 叶礼友, 高树生, 杨洪志, 等. 致密砂岩气藏产水机理与开发对策[J]. 天然气工业, 2015, 35(2): 41-46.
- [19] Kamal, M.M. and Six, J.L. (1993) Pressure Transient Testing of Methane Producing Coalbeds. *SPE Advanced Technology Series*, 1, 195-230. <https://doi.org/10.2118/19789-PA>
- [20] Al-Hussainyr, R. and Ramey, H.J. (1966) Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting. *Journal of Petroleum Technology*, 18, 637-642. <https://doi.org/10.2118/1243-B-PA>
- [21] King, G.R. (1990) Material Balance Techniques for Coal Seam and Devonian Shale Gas Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, 23-26 September 1990, 181-192. <https://doi.org/10.2523/20730-MS>
- [22] 吕栋梁, 唐海, 吕浙江, 等. 气井产水时产能方程的确定[J]. 岩性油气藏, 2010, 22(4): 112-115.