

基于试井分析的新疆吉木萨尔页岩油藏人工缝网参数反演研究

陈志明^{1*}, 陈昊枢^{1*}, 廖新维¹, 张家丽¹, 于伟²

¹ 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

² 美国德州大学奥斯汀分校, 石油地质工程系, 奥斯汀 78712

* 共同第一作者, 共同通信作者, zhimingchn@163.com, chenhs1995@126.com

收稿日期: 2019-07-26

国家科技重大专项资助项目(2016ZX05047004 & 2017ZX05009004)、博士后创新人才支持计划(BX20180380) 资助

摘要 矿场资料表明, 新疆吉木萨尔页岩油井经过大型多段水力压裂后, 井筒附近形成了复杂的人工裂缝网络。为更好地对这些复杂人工缝网井进行压裂评价、动态监测和提高采收率研究, 有必要建立一种页岩油藏人工裂缝网络的参数反演方法。针对复杂的人工裂缝网络, 利用双重介质等效方法建立了一种缝网定量表征方法。以此为基础, 采用三线性流理论建立适用于新疆吉木萨尔页岩油藏裂缝网络井的试井模型, 并获得裂缝网络井的不稳定压力响应特征。最后, 针对吉木萨尔页岩油藏8口压裂水平井, 开展了模型的实例分析, 反演获取其人工裂缝网络的参数。结果表明, 在压裂改造后, 这些压裂水平井近井地带被改造为网状缝区和压裂受效区。改造区渗透率为130~190 mD, 改造区带宽为80~100 m, 裂缝网络体积占比约为10%~14%。压裂受效区带宽为90~110 m, 受效区渗透率为4~20 mD。通过压裂参数与每段压裂规模的变化规律发现, 增加每段压裂注入量, 可提高吉木萨尔页岩油藏的压裂改造区和压裂受效区的范围和渗透率。当每段压裂注入量大于1900 m³时, 增大注入量对改造区渗透率效果已不明显。考虑到经济效益, 每段压裂规模不宜超过1700~1900 m³。此研究工作可为新疆吉木萨尔页岩油藏的压裂施工设计提供了重要的理论参考。

关键词 新疆页岩油; 压裂水平井; 人工缝网; 试井反演; 压裂设计

A well-test based study for parameter estimations of artificial fracture networks in the Jimusar shale reservoir in Xinjiang

CHEN Zhiming¹, CHEN Haoshu¹, LIAO Xinwei¹, ZHANG Jiali¹, YU Wei²

¹ State Key Laboratory of Oil and Gas Resources and Exploration, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

² Department of Petroleum and Geological Engineering, University of Texas at Austin, Austin 78712, USA

Abstract Field data show that complex artificial fracture networks are generated along the wellbore in the Jimusar shale after large scale hydraulic fracturing. It is necessary to establish a parameter estimation method for artificial fracture networks in shale reservoirs in order to facilitate fracturing evaluation, reservoir monitoring and oil recovery improvement. Therefore, a quantita-

引用格式: 陈志明, 陈昊枢, 廖新维, 张家丽, 于伟. 基于试井分析的新疆吉木萨尔页岩油藏人工缝网参数反演研究. 石油科学通报, 2019, 03: 263–272

CHEN Zhiming, CHEN Haoshu, LIAO Xinwei, ZHANG Jiali, YU Wei. A well-test based study for parameter estimations of artificial fracture networks in the Jimusar shale reservoir in Xinjiang. Petroleum Science Bulletin, 2019, 03: 263-272. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.03.024

tive characterization approach is first established by using the dual-porosity equivalent method to describe the complex artificial fracture networks. Based on this, a tri-linear flow-based well-test model is proposed for fracture-network wells in the Xinjiang Jimusar shale reservoir. Then the transient pressure at the wellbore is analyzed by solving the well-test model. With the transient pressure behaviors, eight fractured horizontal wells in the Jimusar shale reservoir are interpreted to obtain the parameters of the artificial fracture network. The results show that these horizontal wells have a crushed zone with fracture networks and an affected zone with higher permeability. The permeability of the reconstructed area is 130~190 mD, the width of the reconstructed area is 80~100 m, and the volume proportion of the fracture network is about 10%~14%. The width and permeability of the active zone are 90~110 m and 4~20 mD respectively. According to the variation rules of fracturing parameters and the fracturing scale of each stage, increasing the amount of injection of each stage can improve the range and permeability of the fracturing modification area and the effective fracturing area of the Jimusar shale reservoir. When the injection volume of each stage is larger than 1900 m³, the effect of increasing the injection volume on the permeability in the reformed area is not obvious. Considering the economic benefits, the size of each stage should not exceed 1700~1900 m³. This research can provide important theoretical reference for fracturing design for the Jimusar shale reservoir in Xinjiang.

Keywords Xinjiang shale oil; fractured horizontal wells; artificial fracture networks; well-test inversion; fracturing design

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.03.024

0 引言

我国新疆吉木萨尔页岩油藏渗透率低,自然条件下无经济产能,而大型压裂技术是其高效开发的最有效手段。矿场资料表明,新疆吉木萨尔页岩油井在经过大型多段水力压裂后,井筒附近会形成复杂的人工裂缝网络,而压后人工裂缝网络参数的反演研究是其压裂评价研究的重点内容。

人工裂缝网络参数反演的首要工作是裂缝网络的表征问题。Cipolla^[1]等学者详细描述了在页岩中形成的复杂裂缝网络形态,将这些复杂的裂缝网络称为改造储层体积,并利用微地震数据辅助诊断裂缝网络形态。Mayerhofer等学者^[2]利用数值模拟的方法对裂缝网络水平井的动态特征进行了研究,他们利用高渗透网格来模拟裂缝网络,并探讨了裂缝网络的大小,裂缝网络间距等对缝网水平井的产能等影响。2010年和2011年,Cipolla等学者^[3-4]为模拟人工裂缝网络,提出了一种不规则网格加密方法。这种网格加密方法可以很好地与微地震数据相衔接,可以更加精确地描述裂缝网络,为今后的大型压裂井不稳定试井的数值模拟研究提供了新方向。但不可否认的是,数值模拟方法成本昂贵,且建模过程复杂耗时。虽然数值模拟方法能更为精确描述地质情况,但对于实施工厂化生产的页岩油藏来说,需要更加快速简便的方法来对压裂效果进行评估。

2009年,Ozkan^[5]和Brown^[6]等学者将页岩储层多段压裂水平井周储层划分为3个区建立了三线性流解析模型。其中两条裂缝间地层含有天然裂缝构成的缝网系统,并利用双重介质进行了等效。2010年,

Clarkson和Pedersen^[7]学者认为页岩油藏水平井经过水力压裂后状态可由不同裂缝系统和油藏组合。针对压裂后裂缝形态,提出了整个油藏双重介质等效模型、裂缝改造区双重介质等效模型、多条独立水力裂缝、多条独立水力裂缝加油藏双重介质这4种模型。2011年,在前面Clarkson和Pedersen^[7]学者研究基础上,Brohi等学者^[8]利用三线性流模型,考虑了内区的复杂裂缝网络,将其等效为双重介质^[9],并采用解析方法进行求解,即建立了双重介质三线性流模型来表征人工裂缝网络。2010年,Du等学者^[10]在模拟页岩气大型压裂产生的复杂缝网时,也采用双重介质等效方法来描述裂缝网络,并发现双重介质等效方法具有计算快、适应性强等优势。在人工裂缝网络参数反演方面,目前主要以微地震监测技术为主,但是微地震只能定性对裂缝网络参数进行反演,无法获得有效的渗流参数。针对这一不足,陈昊枢等学者^[11]和Chen等学者^[12]提出了页岩油藏压裂水平井试井分析方法,但未深入对人工裂缝网络参数进行系统分析,且试井模型^[11]是基于边界元方法,计算较耗时。因此,需要更快速简便的方法来对缝网参数进行反演。本研究基于三线性流模型^[5-6],利用双重介质等效压裂形成的复杂缝网,建立适用于页岩油藏压裂水平井的快速简便试井模型,并对吉木萨尔页岩油藏中的8口水平井进行了压裂评价。此研究工作可为新疆吉木萨尔页岩油藏的压裂评价、高效开发和提高采收率研究提供重要的理论支持。

1 地质背景

新疆吉木萨尔凹陷页岩油层位于准噶尔盆地东

部地区构造区域，如图 1。在吉木萨尔凹陷页岩油层中，存在芦草沟组上甜点体和下甜点体。本研究区域位于芦草沟上甜点体，储层渗透率分布范围为 0.001~0.284 mD，渗透率小于 0.1 mD 样品占比 90.9%，平均值为 0.012 mD。储层孔隙度分布范围为 6.09%~25.79%，平均值为 10.99%^[13]，地质特性表明新疆吉木萨尔凹陷油藏属于典型的页岩油藏。

2017—2018 年，在新疆吉木萨尔页岩油典型区块

实施了 8 口井次的大型多段水平井压裂，微地震监测资料表明附近地层形成了复杂裂缝网络，如图 2。同时，在大型多段水平井压裂完成后，并进行焖井压力恢复测试。针对这些复杂人工裂缝网络的反演问题，基于三线性流模型^[5-6]，利用双重介质等效压裂形成的复杂缝网，建立适用于页岩油藏压裂水平井的快速简便试井数学模型，并对这些水平井进行了压裂评价。

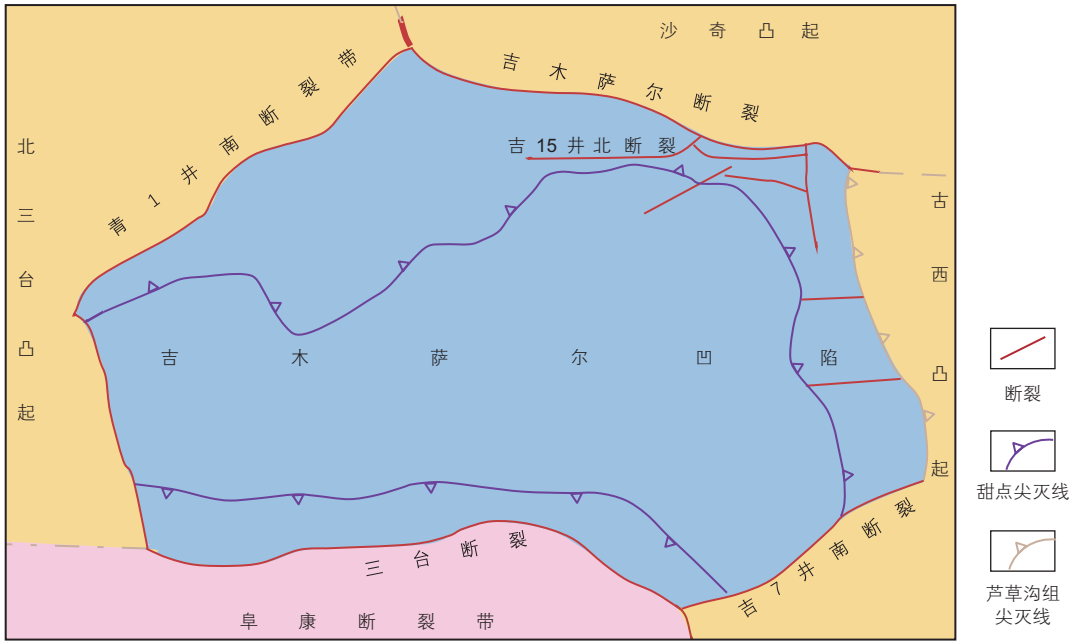


图 1 吉木萨尔凹陷构造区域^[14]

Fig. 1 Structural area of the Jimusa Sag^[14]

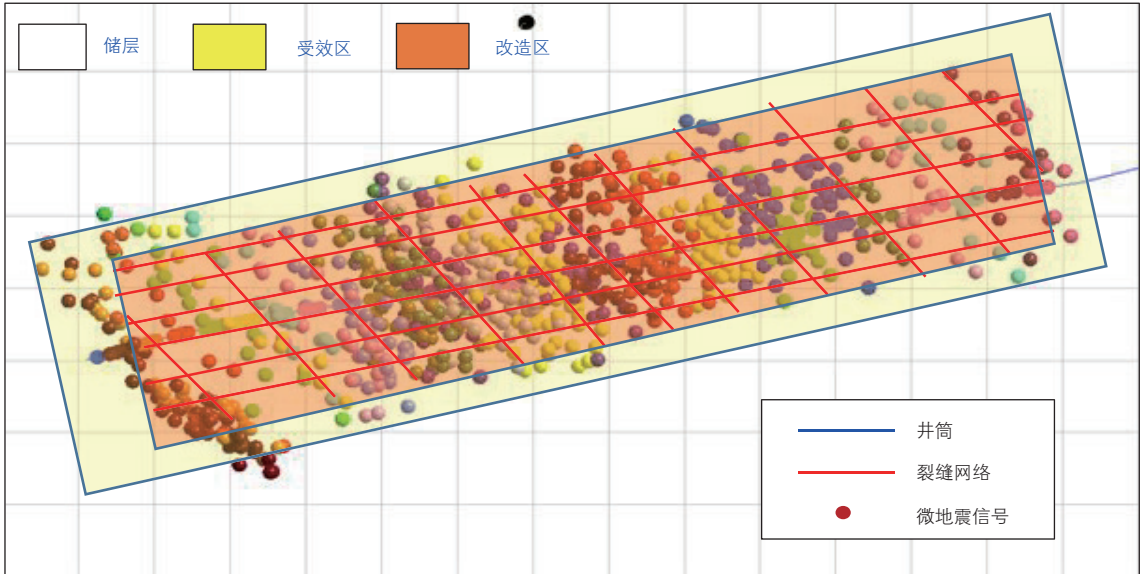


图 2 JHW1 井微地震示意图

Fig. 2 Microseismic schematic diagram of well JHW1

2 数学模型

2.1 物理模型

大型压裂后的储层沿垂直于井筒方向呈现出不同的物理性质,可划分为4个区域:水力裂缝区、压裂改造区、压裂受效区和原始储层。水力裂缝区为多段压裂后形成的水力主裂缝。压裂改造区为近井筒区域形成复杂裂缝网络。压裂受效区为水力裂缝未延伸到的远井地带,该区域虽未产生大量裂缝形成缝网,但受到压裂影响,该区域渗透率增大。储层最外围为原始储层,由于渗透率极低,忽略其对压裂改造区的流体供给。同时,物理模型的假设条件如下:1)储层顶层地层封闭,水平方向等厚;2)流体为单相微可压缩流体,在储层中做等温达西流动;3)水力主裂缝为有限导流裂缝,完全贯穿整个储层;4)压裂改造区基质中的流体仅线性流向压裂改造区,再由压裂改造区线性流向水力主裂缝;5)不考虑水平井筒内部压降损失和重力影响;6)井以某一恒定产量进行生产,并考虑井筒储集效应和表皮效应的影响;7)利用指数模型描述页岩油藏渗透率的应力敏感效应。

2.2 数学模型

页岩油储层经过大型压裂改造后,可划分为原始储层、压裂受效区、压裂改造区和主裂缝,如图3a。针对页岩油裂缝网络水平井的流动过程,结合Brown

等学者^[6]研究,可认为主要有4种流动过程:(1)压裂受效区流体向压裂改造区的流动,(2)压裂改造区基质流体向次裂缝网的流动,(3)压裂改造区次裂缝网流体向主裂缝的流动及(4)主裂缝流体向井筒的流动,如图3b。结合陈志明等学者的研究工作^[12],建立相应的无量纲试井数学模型,无量纲参数见附录A。

压裂受效区流体向压裂改造区的流动方程

$$\begin{cases} e^{-\alpha_D m_{2D}} \left[\frac{\partial^2 p_{2D}}{\partial x_D^2} - \alpha_D \left(\frac{\partial p_{2D}}{\partial x_D} \right)^2 \right] = \frac{\partial p_{2D}}{\partial t_D} \\ p_{2D} \Big|_{t_D=0} = 0 \\ \frac{\partial p_{2D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=x_{eD}} = 0, p_{2D} \Big|_{x_D=1} = p_{f1D} \Big|_{x_D=1} \end{cases} \quad (1)$$

压裂改造区基质流体向次裂缝网的流动方程

$$\lambda(p_{f1D} - p_{mD}) = (1 - \omega) \frac{\partial p_{mD}}{\partial t_D} \quad (2)$$

压裂改造区次裂缝网流体向主裂缝的流动方程

$$\begin{cases} e^{-\alpha_D p_{f1D}} \left[\frac{\partial^2 p_{f1D}}{\partial y_D^2} - \alpha_D \left(\frac{\partial p_{f1D}}{\partial y_D} \right)^2 \right] = \frac{1}{\eta_{12}} \left[\lambda(p_{f1D} - p_{mD}) + \omega \frac{\partial p_{f1D}}{\partial t_D} \right] \\ p_{f1D} \Big|_{t_D=0} = 0 \\ \frac{\partial p_{f1D}}{\partial y_D} \Big|_{y_D=y_{eD}} = 0, p_{f1D} \Big|_{y_D=w_{FD}/2} = p_{FD} \Big|_{y_D=w_{FD}/2} \end{cases} \quad (3)$$

主裂缝流体向井筒的流动方程

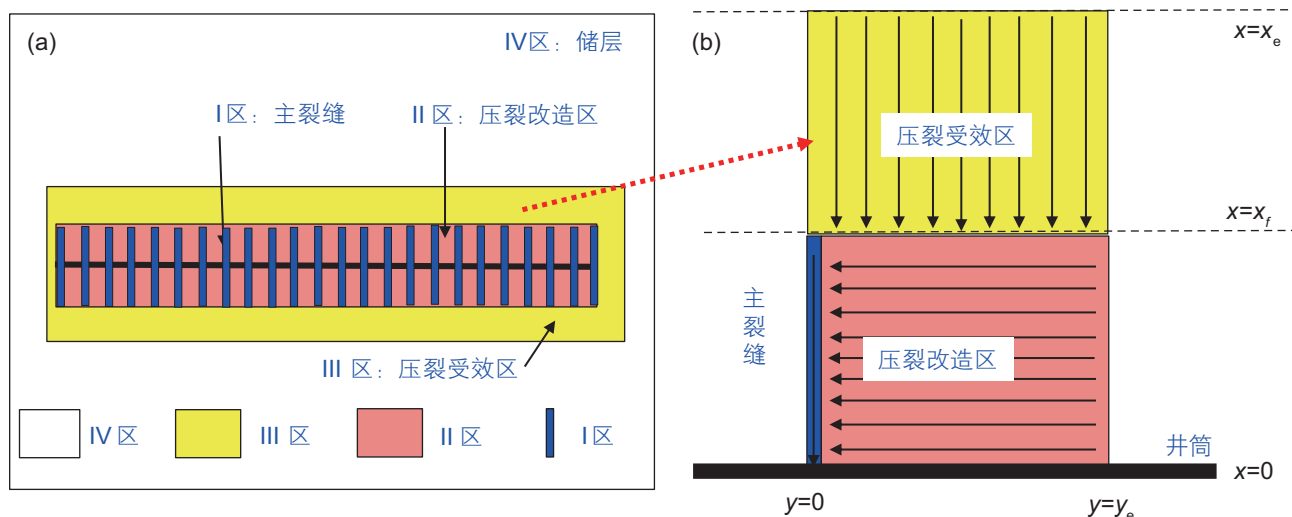


图3 页岩油裂缝网络水平井的主要流动过程

Fig. 3 Main flow modes during production of fracture-network horizontal well in tight oil reservoir

$$\begin{cases} e^{-\alpha_D p_{FD}} \left[\frac{\partial^2 p_{FD}}{\partial x_D^2} - \alpha_D \left(\frac{\partial p_{FD}}{\partial x_D} \right)^2 \right] + \\ e^{-\alpha_D p_{f1D}} \frac{2}{C_{FD}} \frac{\partial p_{f1D}}{\partial y_D} \Big|_{y_D=w_{FD}/2} = \frac{\omega}{\eta_{F2}} \frac{\partial p_{FD}}{\partial t_D} \\ p_{FD} \Big|_{t_D=0} = 0 \\ \frac{\partial p_{FD}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=1} = 0, e^{-\alpha_D p_{FD}} \frac{\partial p_{FD}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=0} = -\frac{\pi}{\eta_{12} C_{FD}} \end{cases} \quad (4)$$

为消除方程的非性, 引入摄动变换方程^[15]:

$$p_D = -\frac{1}{\alpha_D} \ln(1 - \alpha_D \xi_D) \quad (5)$$

利用摄动变换方程和 Laplace 变换方法, 得到式的零阶井底压力解^[12],

$$\bar{\xi}_{wD} = \frac{\pi}{\eta_{12} C_{FD} s \sqrt{f_F(s)}} \frac{1}{\tanh[\sqrt{f_F(s)}]} \quad (6)$$

其中:

$$\begin{cases} f_F(s) = \frac{2}{C_{FD}} \sqrt{f_1(s)} \\ \tanh[\sqrt{f_1(s)}(x_{eD} - w_{FD}/2)] + \frac{s}{\eta_{F2}} \\ f_1(s) = \frac{1}{\eta_{12} x_{eD}} \left\{ s + \sqrt{s} \tanh[\sqrt{s}(y_{eD} - 1)] \right\} \\ + \frac{s}{\eta_{12}} \frac{\omega s(1-\omega) + \lambda}{s(1-\omega) + \lambda} \end{cases} \quad (7)$$

式中, p_{wD} 为无量纲井底压力; C_{FD} 为无量纲裂缝导流系数; s 为 Laplace 空间变量。进一步, 利用 Stehfest 数值反演和摄动变换方程, 即可得到实空间的井底压力解。

3 实例应用

3.1 试井分析方法

利用所建立的试井数学模型对 8 口吉木萨尔页岩油压裂水平井进行拟合解释, 通过不断调整参数进行反演获得最佳的人工裂缝网络参数, 如图 4。为更好地对实际井进行拟合解释, 利用叠加原理获得考虑井筒储集效应和表皮效应的井底压力解^[15], 如下式:

$$\bar{\xi}_{wD}(s, S, C_D) = \frac{S + s \bar{\xi}_{wD}}{s + C_D s^2 (s \bar{\xi}_{wD} + S)} \quad (8)$$

式中, S 为表皮因子; C_D 为无量纲井筒储集系数。

3.2 试井分析结果验证

在试井分析结果的基础上, 利用生产历史拟合分析方法检验试井评价结果的可靠性。以 JHW1 井为例, 基于 JHW1 井的试井分析结果, 利用生产历史拟合分析方法分析其生产 173 天的生产历史数据(图 5)。从拟合结果来看, 两种方法获得参数较一致(表 1), 表明 JHW1 井压裂评价参数较可靠。

3.3 应用结果分析

为进一步表征缝网参数与压裂规模间定量关系, 利用统计方法分析每口井压裂参数与每段压裂注入总量的关系, 得到关系图如图 6 所示。图 6a 为每段压裂注入量与缝网渗透率的关系图, 由图可看出: 随着每段注入量的增加, 改造区缝网渗透率随之增大, 表明提高压裂液注入量有利于提高储层的改造效果。当每段压裂液注入量大于 1700 m³ 后, 改造区缝网渗透率增加趋势趋于平缓。图 6b 为每段压裂液注入总量与主裂缝半长的关系图, 由图可看出: 随着每段注入量的增加, 主裂缝半长增大, 表明提高注入量可以增加主裂缝半长, 当注入量大于 1900 m³ 时, 增加注入量对主裂缝的增长效果不明显。图 6c 为每段压裂液注入总量与压裂受效区半宽的关系图, 结果表明: 随着每段注入量的增加, 压裂受效区范围扩大, 即提高注入量可增加受效区范围。由于压裂受效区范围受主裂缝半长控制, 因此其变化趋势基本与主裂缝半长一致, 当注入量大于 1900 m³ 时, 增加注入量对压裂受效区范围扩大效果不明显。最后, 由图 6d 发现, 随着每段压裂液注入量的增加, 受效区渗透率先快速增加, 当注入量大于 1900 m³ 时曲线趋于平稳。

总之, 由图 6 可看出, 随着每段压裂液注入量的增加, 缝网渗透率、主裂缝半长、压裂受效区半宽及渗透率随之增大。当每段压裂注入量大于 1900 m³ 时, 增大注入量对缝网参数增大已不明显, 推测此时大于 1900 m³ 的压裂液对改造效果影响很小。因此, 新疆吉木萨尔典型区块采用压裂改造技术所能达到的较佳效果为主裂缝半长 80~100 m, 改造区缝网渗透率 130~190 mD。为保证经济效益, 每段压裂规模不宜超过 1700~1900 m³。对于页岩油藏来说, 原始储层基质渗透率极小, 为了提高页岩油井产能, 压裂改造应尽可能扩大改造范围和渗透率。但文中研究结果表明, 当压裂规模增加到一定程度后, 压裂改造效果便不再明显改善, 因此可从转变压裂方式等角度增大改造效果。

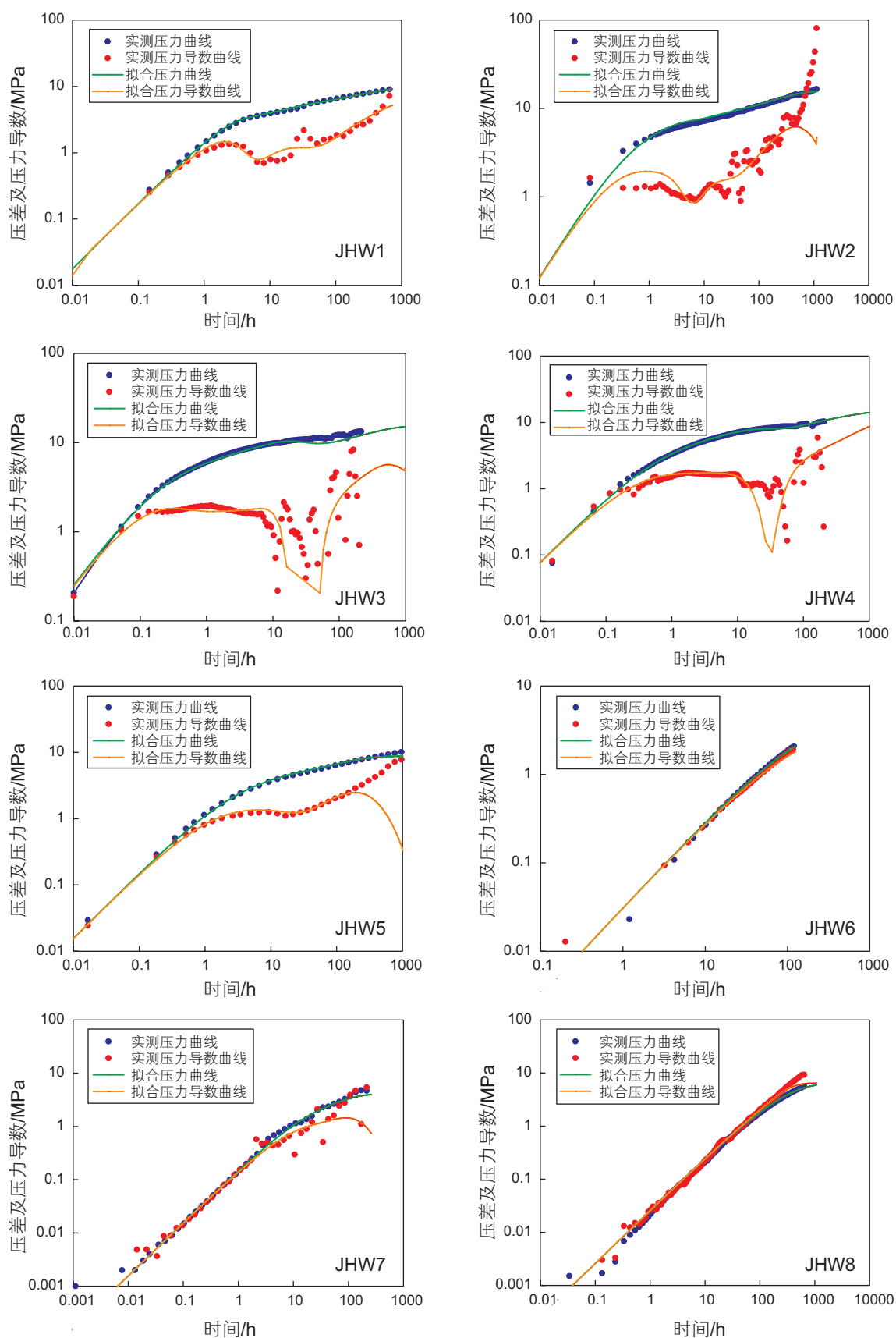


图4 JHW1-JHW8井试井拟合曲线

Fig. 4 Well test interpretation results of well JHW1-JHW8

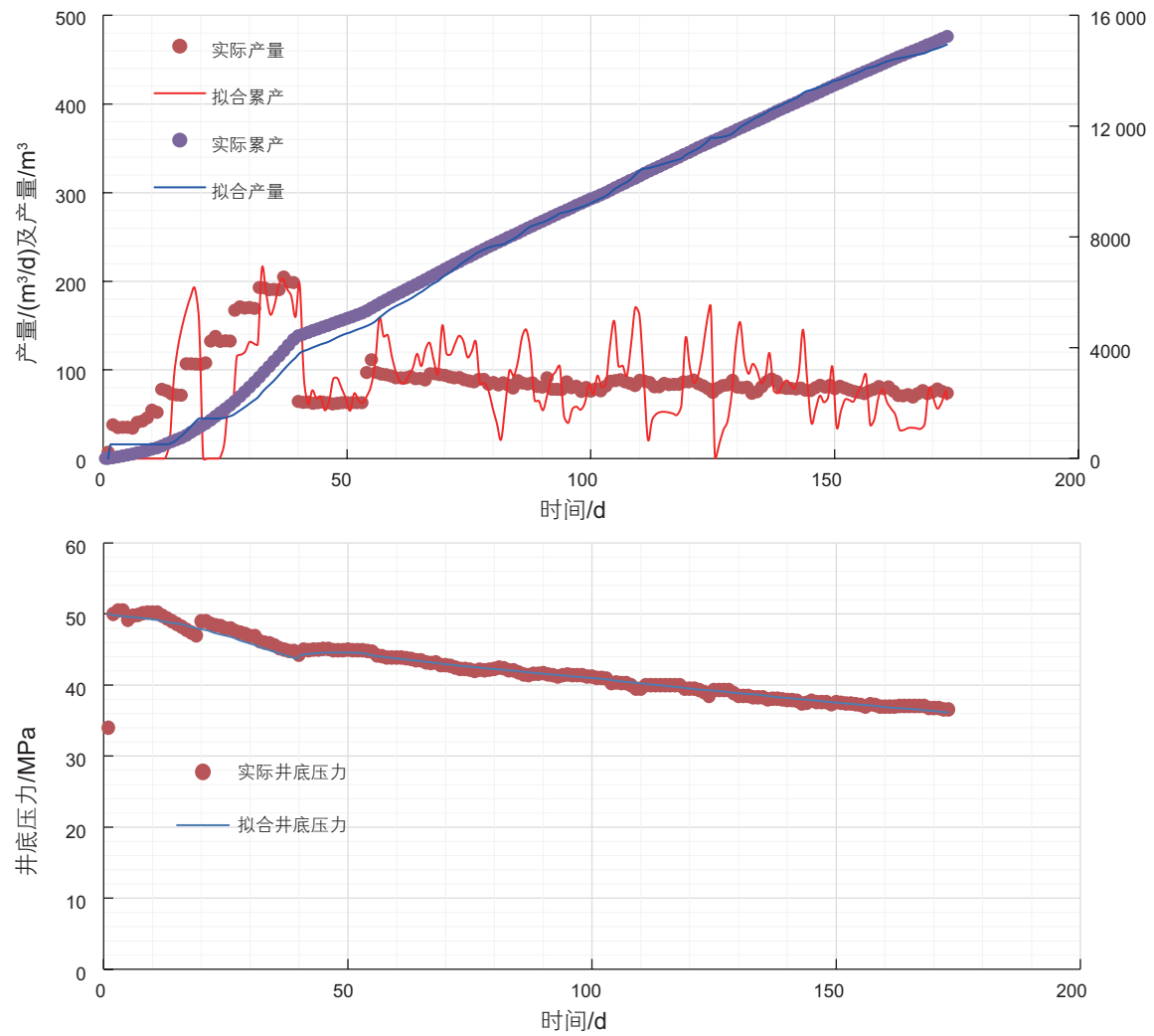


图 5 JHW1 井生产动态拟合结果
Fig. 5 Production dynamic fitting results of well JHW1

表 1 JHW1 井反演参数
Table 1 Inversion parameters of well JHW1

参数	单位	试井解释结果	生产历史数据拟合结果
水平井长	m	1532	1532
裂缝级数		33	33
裂缝簇数		97	97
压裂液量	m ³	70 069.80	70 069.80
加砂量	m ³	4550.00	4550.00
每段压裂规模	m ³	2261.21	2261.21
改造区渗透率	mD	186.32	182.36
改造区缝网体积比		0.12	0.12
基质窜流系数		1.45×10^{-8}	1.20×10^{-8}
水力裂缝半长	m	97	97
裂缝导流能力	mD·m	400	150
改造区带宽	m	103	103

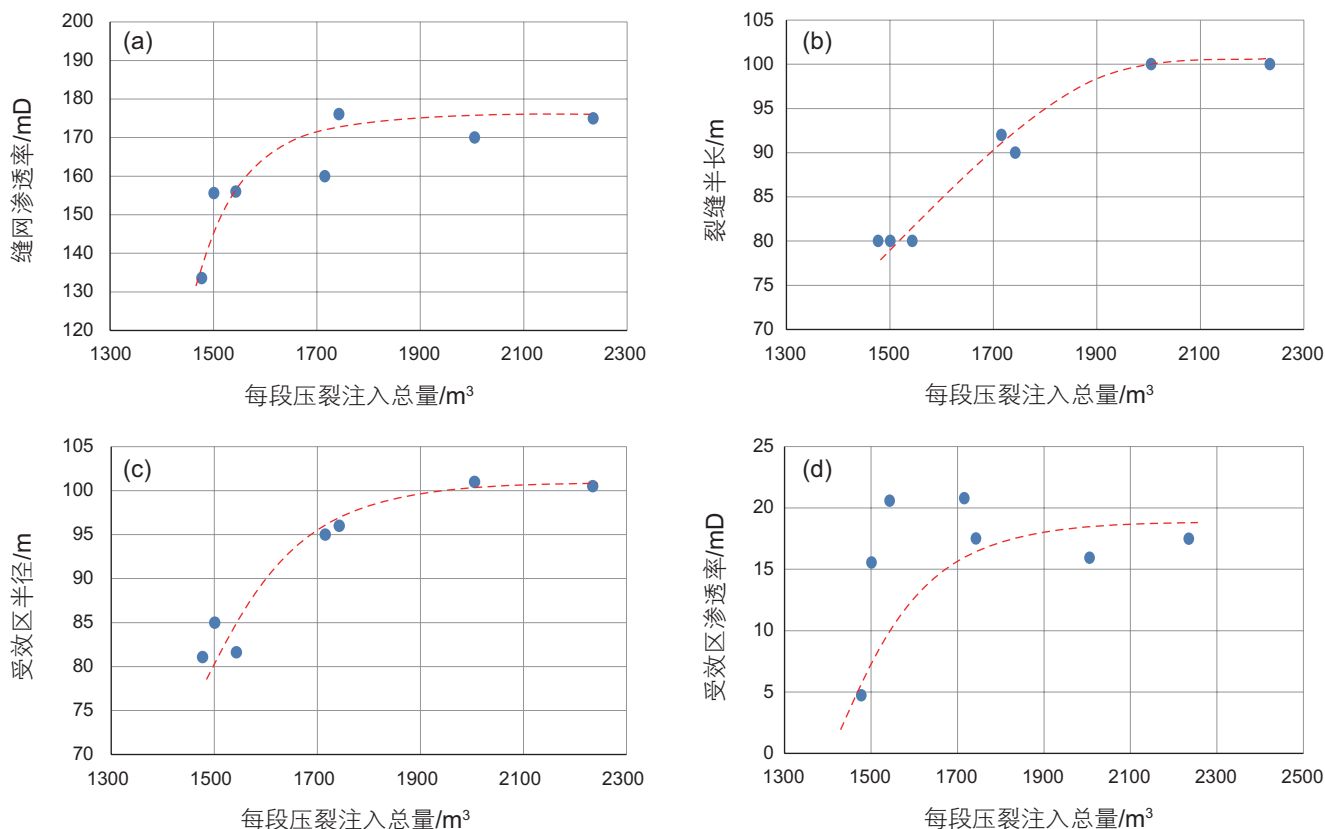


图6 每段压裂注入总量与裂缝参数的关系

Fig. 6 The relationship between the amount of injection per stage and fracture parameters

4 结论与认识

(1) 基于所建立的三线性流模型, 对吉木萨尔页岩油藏8口典型多段压裂水平井进行试井解释分析, 得到改造区渗透率为130~190 mD, 半宽为80~100 m, 裂缝网络体积占比约为10%~14%。压裂受效区半宽为90~110 m, 受效区渗透率为4~20 mD。

(2) 通过分析缝网参数与每段压裂规模的关系发现, 随着每段压裂液注入量的增加, 缝网渗透率、主裂缝半长、压裂受效区半宽及渗透率随之增大。当每段压裂注入量大于1900 m³时, 增大注入量对缝网参数增大已不明显, 推测此时大于1900 m³的压裂液对改造效果影响很小。因此, 新疆吉木萨尔典型区块采用压裂改造技术所能达到的较佳效果为主裂缝半长80~100 m, 改造区缝网渗透率130~190 mD。

(3) 对于页岩油藏来说, 原始储层基质渗透率极小, 为了提高页岩油井产能, 压裂改造应扩大改造范围和改造区渗透率。但当压裂规模增加到一定程度后,

压裂改造效果便不再明显改善, 此研究工作可为压裂设计优化参数提供参考依据。

符号说明

p_2 为压裂受效区压力, MPa; p_{f1} 为压裂改造区次裂缝网的压力, MPa; p_i 为原始地层压力, MPa; p_m 为压裂改造区的基质压力, MPa; p_F 为主裂缝压力, MPa; x 为X方向距离, m; y 为Y方向距离, m; μ 为流体黏度, mPa·s; ϕ 为孔隙度, 小数; c_i 为综合压缩系数, MPa⁻¹; k_2 为压裂受效区渗透率, D; k_m 为基质渗透率, D; y_e 为Y方向边界大小, m; x_F 为主裂缝半长, 即缝网区边界大小, m; t 为生产时间, h; w_F 为裂缝宽度, m; p_F 为主裂缝压力, MPa; q_w 为裂缝井主裂缝流量, m³/d。

参考文献

- [1] CIPOLLA C L. Modeling production and evaluating fracture performance in unconventional gas reservoirs[J]. Journal of Petroleum Technology, 2009, 61(09): 84–90.
- [2] MAYERHOFFER M J, LOLON E, WARPINSKI N R. What is stimulated reservoir volume?[J]. SPE Production & Operations, 25(01): 89–98.
- [3] CIPOLLA C L, FITZPATRICK T, WILLIAMS M J. Seismic-to-simulation for unconventional reservoir development[C]. SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 2011.
- [4] CIPOLLA C L, LOLON E P, ERDLE J C. Reservoir modeling in shale-gas reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2010, 4(13): 628–653.
- [5] OZKAN E, BROWN M L, RAGHAVAN R S, et al. Comparison of fractured-horizontal-well performance in tight sand and shale reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(02): 248–259.
- [6] BROWN M L, OZKAN E, RAGHAVAN R S, et al. Practical solutions for pressure-transient responses of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(02): 663–676.
- [7] CLARKSON C R, PEDERSEN P K. Tight oil production analysis: Adaptation of existing rate-transient analysis techniques[C]. Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 2010.
- [8] BROHI I G, POOLADI-DARVISH M, AGUILERA R. Modeling fractured horizontal wells as dual porosity composite reservoirs – application to tight gas, shale gas and tight oil cases[C]. SPE Western North American Region Meeting, 2011.
- [9] WARREN J E, ROOT P J. The behavior of naturally fractured reservoirs[J]. SPE Journal, 1963, 3(3): 245–255.
- [10] DU C, ZHANG X, ZHAN L. Modeling hydraulic fracturing induced fracture networks in shale gas reservoirs as a dual porosity system[C]. International Oil and Gas Conference and Exhibition, China, 2010.
- [11] 陈昊枢, 廖新维, 高敬善, 等. 一种页岩油藏多段压裂水平井试井分析方法[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(03): 357–364. [CHEN H S, LIAO X W, GAO J S, et al. A well test analysis method for multi-stage fracturing horizontal wells in shale reservoirs [J]. Xinjiang petroleum geology, 2019, 40(03):357–364.]
- [12] CHEN Z, LIAO X, ZHAO X, et al. A finite-conductivity horizontal-well model for pressure-transient analysis in multiple-fractured horizontal wells[J]. SPE Journal, 2017, 22(04): 1112–1122.]
- [13] 吴承美, 郭智能, 唐伏平, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油初期开采特征[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(05): 570–573. [WU C M, GUO Z N, TANG F P et al. Early exploitation characteristics of Lucaogou tight oil of Permian in Jimusaer Sag, Junggar Basin, Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(05):570–573.]
- [14] 刘一杉, 东晓虎, 闫林, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组孔隙结构定量表征[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(03): 284–289. [LIU Y S, DONG X H, YAN L, et al. Quantitative characterization of pore structure of Lusaogou Formation in Jimusaer Depression [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(03): 284–289.]
- [15] PEDROSA O A J. Pressure transient response in stress-sensitive formations[C]. SPE California Regional Meeting, Oakland, USA. 1986.

(责任编辑 林伯韬 编辑 付娟娟)

附录 A: 无因次变量

(1) 无因次压力:

$$p_D = \frac{k_2 h}{1.842 \times 10^{-3} \mu q_{sc} B} (p_i - p), \quad p_{2D} = \frac{k_2 h}{1.842 \times 10^{-3} \mu q_{sc} B} (p_i - p_2) \quad (\text{A.1})$$

$$p_{mD} = \frac{k_m h}{1.842 \times 10^{-3} \mu q_{sc} B} (p_i - p_m), \quad p_{f1D} = \frac{k_{f1} h}{1.842 \times 10^{-3} \mu q_{sc} B} (p_i - p_{f1}) \quad (\text{A.2})$$

(2) 次裂缝网体积比和基质窜流系数:

$$\omega = \frac{(\phi C_t)_f}{(\phi C_t)_f + (\phi C_t)_m}, \quad \lambda = \alpha x_f^2 \frac{k_m}{k_f} \quad (\text{A.3})$$

(3) 无因次时间:

$$t_D = \frac{3.6k_2t}{\mu[(\phi C_t)_f + (\phi C_t)_m]x_F^2} \quad (\text{A.4})$$

(4) 无因次流量:

$$q_D = \frac{q}{q_{sc}} \quad (\text{A.5})$$

(5) 无因次距离:

$$x_D = \frac{x}{x_F}, \quad x_{wD} = \frac{x_w}{x_F}, \quad r_{mD} = \frac{r_m}{R_m}, \quad y_D = \frac{y}{x_F}, \quad w_{FD} = \frac{w_F}{x_F}, \quad (\text{A.6})$$

(6) 无因次裂缝导流能力:

$$C_{FD} = \frac{k_F w_F}{k_2 x_F} \quad (\text{A.7})$$

(7) 无因次应力敏感模量:

$$\alpha_D = \frac{1.842 \times 10^{-3} q_{sc} \mu B}{k_2 h} \alpha \quad (\text{A.8})$$

(8) 扩散比:

$$\eta_{12} = \frac{(k / \mu \phi C_t)_1}{(k / \mu \phi C_t)_2}, \quad \eta_{F2} = \frac{(k / \mu \phi C_t)_F}{(k / \mu \phi C_t)_2} \quad (\text{A.9})$$