

Fracture Modeling of Shale Reservoir Based on Microseismic Multivariate Data and Prediction of Production Capacity of Shale Reservoir

Kun Luo, Jihao Liao, Xing Tan, Lu Ma, Hao Li

BGP Southwest Geophysical Company, CNPC, Chengdu Sichuan
Email: luokun_wt@cnpc.com.cn

Received: Jul. 8th, 2020; accepted: Jul. 22nd, 2020; published: Jul. 29th, 2020

Abstract

With the progress of Shale gas exploration and development, based on the results of micro-seismic monitoring and multi-element data, the recognition and evaluation of the distribution pattern of complex fracture networks is realized, which has great significance on analyzing the effective transformation volume of the Shale Reservoir and guiding the prediction of production capacity. This paper uses the results of micro-seismic monitoring and combining with the geological, logging, fracturing and production performance data in the Weiyuan Shale Gas Demonstration Area to identify and interpret the fracturing cracks revealed by the micro-seismic data, and to establish hierarchical models for cracks; then integrates and simulates the Diffuse Fracture Network model with the geological model to establish a dual media model; and then uses the fitting method of the historical production data to simulate the model. The result shows that the fitting rate is as high as 95.4%, indicating that the model is more in line with the actual production situation, and can be used for the prediction research of production capacity after fracturing. Therefore, the model is used to predict 6-year production performance of each well after fracturing. The results demonstrate that the actual production is in good agreement with the predicted results, indicating that the model has certain practicality and can provide guidance for the exploration and development of Shale gas.

Keywords

The Weiyuan Shale Gas Demonstration Area, Shale Reservoir, Technology of Fracturing Crack Modeling, Prediction of Production Capacity, Diffuse Fracture Network Model

页岩储层微地震多元数据裂缝建模与产能预测技术

罗坤, 廖继昊, 谭兴, 马路, 李豪

中国石油集团东方地球物理勘探有限责任公司西南物探分公司, 四川 成都

Email: luokun_wt@cnpc.com.cn

收稿日期: 2020年7月8日; 录用日期: 2020年7月22日; 发布日期: 2020年7月29日

摘要

随着页岩气勘探开发的深入, 基于微地震监测成果, 综合多元数据, 实现复杂裂缝网络展布形态认知与评估, 对分析页岩储层的有效改造体积和指导产量预测具有重要意义。本文根据四川威远页岩气示范区的微地震资料, 结合研究区地质、测井、压裂及生产动态资料对微地震数据揭示的压裂裂缝进行识别、解释、分级裂缝建模, 并将建立的DFN裂缝模型与地质模型进行耦合等效模拟, 建立双重介质模型, 再采用生产数据历史拟合方法对该模型进行数值模拟, 结果显示拟合率高达95.4%, 表明该模型比较符合实际生产情况, 可用于压后产能预测研究。为此使用该模型预测了各井在压裂后6年的生产动态, 结果显示生产产量与预测结果较吻合, 表明该模型具有一定的实用性, 能够为页岩气的勘探开发提供指导。

关键词

威远页岩气示范区, 页岩储层, 裂缝建模技术, 产能预测, DFN离散裂缝网络模型

Copyright © 2020 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

随着页岩气勘探开发的深入, 亟需基于微地震监测成果, 综合多元数据实现复杂裂缝网络展布形态认知与评估, 建立微地震震源与支撑裂缝分布的关联关系, 实现页岩储层有效改造体积和产能预测[1]-[9]。国内外在裂缝建模方面开展了大量的理论方法及新技术研究工作[10] [11] [12], 多用等效连续模型(equivalent continuum model)建立裂缝模型和流体流动模拟研究[13]。由于受到尺度的影响, 等效连续模型无法表征任意尺度上的非均质性。近两年, DFN 离散裂缝网络模型(discrete fracture network model)在裂缝建模方面已得到初步应用[2] [14]。四川威远页岩气示范区的天然裂缝十分发育, 水力压裂裂缝网络复杂, 常规的微地震裂缝解释与地质建模技术不能有效地反映页岩气储层水力裂缝与天然裂缝的相互作用, 可靠性较差, 储层改造体积分析认识对产量预测指导作用不大, 无法完全满足勘探开发要求[15]。因此, 本文对威远页岩气示范区 5 口井开展微地震多元数据裂缝建模与产能预测工作, 以提升和储备页岩气微地震监测配套技术水平, 为页岩气勘探开发提供技术支撑。

2. 地质概况

四川盆地主要发育六套页岩, 其中志留系龙马溪组、寒武系筇竹寺组是页岩气勘探开发最有利的层系, 龙马溪组是现阶段页岩气开发的主要层系。龙马溪组整体为陆棚相沉积, 沉积相带较稳定, 分布范围广泛, 外陆棚为页岩储层分布的有利相带[16] [17]。威远地区页岩气储层分布在下志留统龙马溪组一段(包含上奥陶统五峰组), 地层埋深主要分布在 2000~3000 米之间, 天然裂缝较为发育。储层岩性为以黑色碳质页岩、黑色页岩、硅质页岩、黑色泥岩、黑色粉砂质泥岩为主, 储层厚度一般为 20~50 m, 孔隙度为 3.6%~6.3%, 储集空间类型较多, 孔隙类型包括有机孔、粒间孔、晶间孔、晶内溶孔, 裂缝类型分为构造缝、成岩缝、溶蚀缝、生烃缝等[18] [19] [20] [21]。

3. 研究方法与关键技术

3.1. 研究方法

本文在地质模型的基础上, 结合水力压裂裂缝的形成过程, 根据四川威远页岩气示范区的微地震资料解释压裂裂缝与水力压裂改造模型, 再刻画水力压裂改造完成后形成的裂缝形态(长度、角度、裂缝密度等), 采用分级裂缝建模方法建立不同区块水力压裂改造的裂缝模型。并进一步结合开发生产等动态认识, 将考虑天然裂缝的地质模型与建立的 DFN 裂缝模型进行耦合等效模拟水力压裂裂缝的参数场, 从而建立双重介质模型, 最后再将耦合的双重介质模型进行数值模拟, 将建模结果应用于压后产能预测。具体技术路线图见图 1:

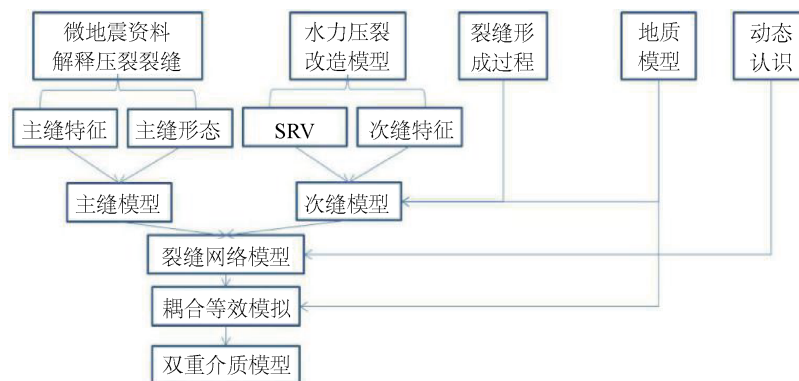


Figure 1. Technology route of crack interpretation and crack modeling
图 1. 裂缝解释与裂缝建模技术路线

3.2. 关键技术

3.2.1. 裂缝解释与建模技术

微地震资料解释主要利用已有的微地震资料开展解释工作, 根据水力压裂破裂机理、事件点的破裂时间先后顺序、空间组合特征和事件的可信度进行事件优选, 对压裂裂缝的几何特征(缝长、缝宽、缝高), SRV 体积进行解释[22] [23] [24] [25]。

裂缝模型要真实反应水力压裂的效果, 本文采用 DFN 裂缝建模技术建立页岩气藏压后 DFN 离散裂缝网络模型。DFN 离散裂缝网络模型是在地质模型的基础上, 结合水力压裂裂缝的形成过程, 以微地震资料解释压裂裂缝与水力压裂改造模型结果等认识为指导, 刻画水力压裂改造完成后形成的裂缝形态(长度、角度、裂缝密度等), 采用分级裂缝建模方法建立不同区块水力压裂改造的裂缝模型[26] [27] [28] [29]。并进一步结合开发生产等动态认识, 将考虑天然裂缝的地质模型与建立的 DFN 裂缝模型进行耦合等效模

拟水力压裂裂缝的参数场，从而建立双重介质模型，为压裂后渗流场特征分析提供依据。

3.2.2. 产能预测技术

页岩气开发主要依靠水平井分段水力压裂获得产量，页岩气井的产能与地质特征、压裂参数等密切相关。本文采用生产数据历史拟合方法，将耦合的双重介质模型进行数值模拟，确定模型的等效性和实用性。当拟合率较高时，说明建立的模型比较符合实际情况，可用于压后产能预测研究。

4. 结果

4.1. 裂缝建模及参数场等效

4.1.1. 压裂裂缝识别

微地震处理结果表明威远区块为主缝 - 次缝 - 主缝带 - 随机缝融合的复杂裂缝形态，以主缝为主，主缝半长在 280~460 m 之间，局部为次缝、天然裂缝沟通的复杂裂缝形态。采用主缝、次缝交互识别明确了主缝受最大水平主应力控制明显，次缝与区域天然裂缝或微缝相关性较好。此外，根据主缝形态、微地震事件点分布范围和点密度值域范围，通过密度约束模拟揭示了裂缝模拟效果与微地震密度体裂缝分布范围、裂缝几何特征表现一致，为建立压裂裂缝的 DFN 模型提供可靠依据。

4.1.2. 压裂裂缝建模

采用分级裂缝建模方法，建立 X1 井区块水力压裂裂缝的 DFN 模型[26]。应用确定性建模方法建立主缝和次缝的 DFN 模型，该类裂缝切穿目的层，主缝开度为 3 mm，传导率为 2000 mD·m，次缝开度为 2 mm，传导率为 1000 mD·m；应用随机建模方法建立主缝带伴生的微裂缝的 DFN 模型，裂缝空间分布受控于主缝带裂缝密度，裂缝长度 Log-normal 分布显示中值为 50 m，偏差为 20 m，裂缝开度为 1 mm，裂缝传导率 Log-normal 分布显示中值为 200 mD·m，偏差为 100 mD·m；应用随机建模方法建立次缝带伴生的微裂缝的 DFN 模型，裂缝空间分布受控于主压裂体积外围密度，裂缝长度 Log-normal 分布显示中值为 30 m，偏差为 20 m，裂缝开度为 1 mm，裂缝传导率中值为 50 mD·m。将以上所有裂缝耦合在一起，综合形成压裂裂缝的 DFN 离散裂缝网络模型(图 2)，并建立 X1 井区块整体裂缝的 DFN 离散裂缝网络模型(图 3)。采用吻合度计算公式，吻合度 = $(1 - \text{ABS}(\text{FML} - \text{FL})/\text{FL} + (\text{FMW} - \text{FW})/\text{FW} + (\text{FMH} - \text{FH})/\text{FH}) \times 100$ ，计算 X1 井区块压裂裂缝模型与压裂改造模型裂缝参数的吻合度，结果显示吻合度平均为 87% (表 1)，吻合度较高。

4.1.3. 裂缝参数场等效

等效模拟是将裂缝模型等效到地质模型的过程，也是实现裂缝模型与地质模型耦合的过程。等效模拟方法分为解析等效和数值等效两大类。由于研究区为复杂缝网，等效模拟采用解析等效的方法，即 ODA 等效模拟算法，计算裂缝孔隙度、渗透率、裂缝密度系数等裂缝参数场，从而建立双重介质模型。

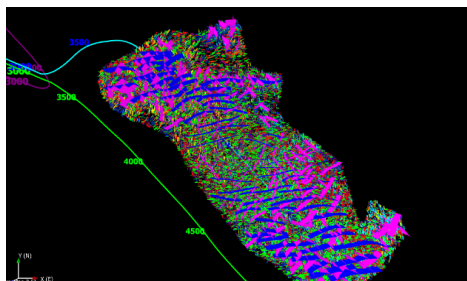


Figure 2. Diffuse Fracture Network model of fracturing cracks
图 2. 压裂裂缝的 DFN 离散裂缝网络模型

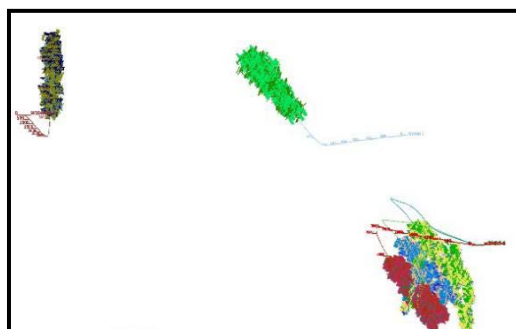


Figure 3. Diffuse Fracture Network model of global cracks in X1 block

图 3. X1 井区块整体裂缝的 DFN 离散裂缝网络模型

Table 1. Parameter analysis table of hydraulic fracturing crack model in X1 block

表 1. X1 井区块水力压裂裂缝模型参数分析表

序列		水力压裂改造模型				水力压裂裂缝模型				吻合度
井名	压裂段簇	裂缝长度 m	宽度 m	裂缝高度 m	裂缝方位	主缝长度 m	宽度 m	裂缝高度 m	裂缝方位	
X1H1-2	1	608	60	78	79	580	65	100	N80E	92%
X1H1-2	2	609	55	42	80	550	50	58	N80E	88%
X1H1-2	3	776	62	90	81	685	63.8	110	N80E	85%
X1H1-2	4	689	65	71	79	703	58	85	N80E	89%
X1H1-2	5	710	45	68	82	690	60	80	N80E	90%
X1H1-2	6	730	55	66	82	680	70	79	N80E	86%
X1H1-2	7	390	58	50	82	385	68	45	N80E	85%
X1H1-2	8	460	50	55	83	455	65	65	N80E	86%
X1H1-2	9	442	45	58	80	431	55	55	N80E	95%
X1H1-2	10	490	60	60	79	502	58	60	N80E	97%
X1H1-2	11	610	40	40	80	658	50	59	N80E	84%
X1H1-2	12	613	45	50	81	598	40	65	N80E	89%
X1H1-2	13	511	55	88	80	515	67	108	N80E	85%
X1H1-2	14	560	54	75	81	551	70	88	N80E	87%
X1H1-2	15	540	40	60	81	498	55	73	N80E	89%
X1H1-2	16	470	50	67	80	490	63	81	N80E	88%
X1H1-2	17	600	38	58	81	620	50	73	N80E	84%
X1H1-2	18	570	45	65	79	550	55	60	N80E	86%
X1H1-2	19	522	57	60	80	503	50	85	N80E	89%
X1H1-2	20	720	70	87	79	700	85	111	N80E	91%
吻合度平均值										87%

4.1.4. 试井资料动态校准裂缝参数场

试井解释技术充分利用单井实测压力数据、实际生产数据等资料进行单井基质和裂缝有效渗流能力的分析, 是对裂缝有效渗流能力的重要评估技术手段。利用威远区块的地质模型、裂缝模型与实际生产数据, 采用均质气藏模型, 对水平井分段压裂裂缝模型进行试井解释。试井解释压力双对数曲线和半对数曲线显示, 压裂效果主要体现在压裂造缝与使地层渗透率增大两方面。5 口井的试井解释成果显示, 除了试井数据质量较差的 X1H1-2 井外, 其他 4 口井在压力双对数曲线中段均呈平行上升, 呈现出压裂裂缝特征, X1H4-1 井裂缝特征最明显, 裂缝导流能力为 525 mD·m, 表现为无限导流, X1H2-4、X1H3-5 井裂缝导流能力分别为 3.66 mD·m、2.32 mD·m, 比较接近真实裂缝的渗透率(表 2), 同时将 X1H4-1 井裂缝有效导流能力 3.66 mD·m 作为本区水力压裂裂缝密度优化的模拟指标。

Table 2. Well test analysis table of fracture permeability in X1 block

表 2. X1 井区块裂缝渗透率试井分析表

井名	裂缝条数	裂缝半长 (m)	裂缝导流能力 (mD·m)	地层系数 (mD·m)	地层渗透率 (mD)	解释结果描述
X1H1-2	20	/	/	0.74	0.0462	数据质量差, 未测出裂缝特征
X1H2-4	20	61	3.66	0.0743	0.00249	呈现出压裂裂缝特征
X1H3-5	20	50.5	2.32	0.656	0.0546	呈现出压裂裂缝特征
X1H3-6	20	48	3900	0.0496	0.00296	呈现出压裂裂缝特征
X1H4-1	20	50	525	0.0456	0.00253	呈现出压裂裂缝特征

4.1.5. 裂缝渗透率分析

根据 X1 井区块试井测试结果, 对压裂裂缝模型参数场进行校正。结果显示 X1H1-2 井水力压裂改造裂缝渗透率场分布 $K_y \approx K_z > K_x$, 裂缝渗透率平均值: K_x 为 554.6 mD, K_y 为 740.6 mD, K_z 为 786 mD; X1H2-4 井裂缝特征比较一致, 水力压裂改造裂缝渗透率场 $K_z > K_x \approx K_y$, 裂缝渗透率平均值: K_x 为 780 mD, K_y 为 740.6 mD, K_z 为 886 mD; X1H3-5 井水力压裂改造裂缝渗透率场 $K_y \approx K_z > K_x$, 裂缝渗透率平均值: K_x 为 654.2 mD, K_y 为 980.4 mD, K_z 为 1086 mD (图 4 为例)。表明 X1H4-1 井水力压裂改造裂缝渗透率效果最好, 为 1086 mD, 基质渗透率为 0.00253 mD, X1H2-4 水力压裂改造裂缝渗透率效果次之, 为 886 mD, 基质渗透率为 0.00249 mD, X1H1-2 井裂缝渗透率改造效果相对较差, 为 786 mD, 基质渗透率 0.0462 mD。

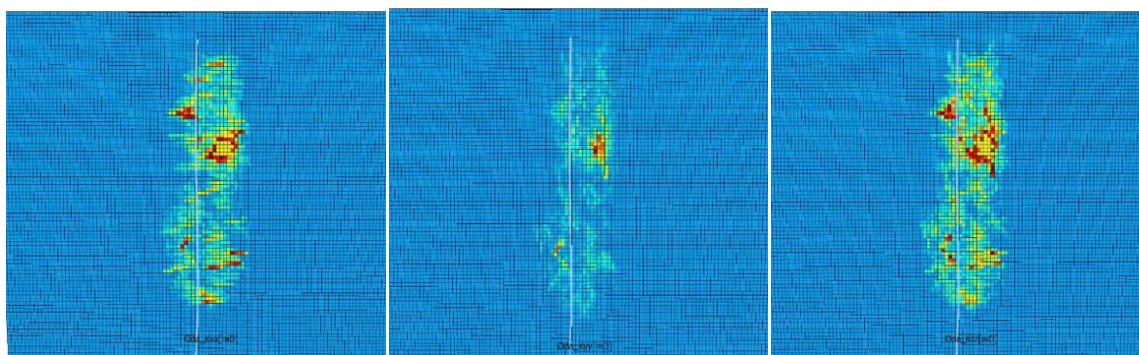


Figure 4. The equivalent permeability field of fracturing cracks in X1H4-1 (K_x , K_y , K_z in turn)

图 4. X1H4-1 井压裂裂缝等效渗透率场(依次为 K_x 、 K_y 、 K_z)

4.2. 产能预测研究

本次模拟采用生产数据历史拟合方法, 将建立的 5 个双重介质模型进行数值模拟, 并进一步开展数模产能预测研究。首先对缝网压裂数值模拟模型采取人工定义 SRV 方法等效部分缝网压裂效果和在生产初期模拟注入相应的压裂液体积量来模拟压裂液返排的处理方式, 以更好地模拟缝网压裂的效果 [30]。

4.2.1. 生产数据历史拟合

将耦合的双重介质模型采用定岩石体积方式对实际生产数据进行历史拟合, 拟合结果显示日产气量和含水率与实际基本一致, 拟合率较高, 平均为 95.4% (表 3), 说明该模型能够较好地体现实际的生产效果, 反应压裂后气藏的渗流规律, 可用于压后产能预测研究。

Table 3. Statistics table of historical fitting rate of X1 block

表 3. X1 井区块历史拟合率统计表

井号	实际日产气量(10^4 m^3)	模拟日产气量(10^4 m^3)	实际日产水(m^3)	模拟日产水(m^3)	日产气拟合率(%)
X1H1-2	5.6	5.84	34.85	34.25	95.7
X1H2-4	4.95	5.12	32	30.2	96.5
X1H3-5	5.1	5.3	28.1	26.2	96.1
X1H3-6	4.26	4.37	91	85	96.7
X1H4-1	11.36	10.48	33.51	30.04	92.3
拟合率平均值					95.4

4.2.2. 压后产能预测

上文表明所建立的模型比较符合实际生产情况, 为此以各井压裂前阶段末期产量为基准, 采用目前的生产控制模式, 使用该模型预测了各井在压裂后 6 年的生产动态(表 4)。产量预测结果显示, 生产产量与预测结果较吻合(图 5 为例), 说明该模型具有一定的实用性, 能够为页岩气的勘探开发提供指导。

Table 4. Statistics table of 6-year cumulative production of some wells in X1 block (unit: 10^4 m^3)

表 4. X1 井区块部分井预测 6 年累积产量统计表(单位: 10^4 m^3)

年度	X1H1-2	X1H2-4	X1H3-5	X1H3-6	X1H4-1
2014	/	/	/	/	/
2015	/	/	/	/	832
2016	2855	1873	1996	1963	4969
2017	3398	2447	2596	2080	7002
2018	3737	2783	2947	2120	8307
2019	3985	3022	3197	2160	9282
2020	4181	3261	3390	2190	10,060
2021	4342	3358	3548	2215	10,708

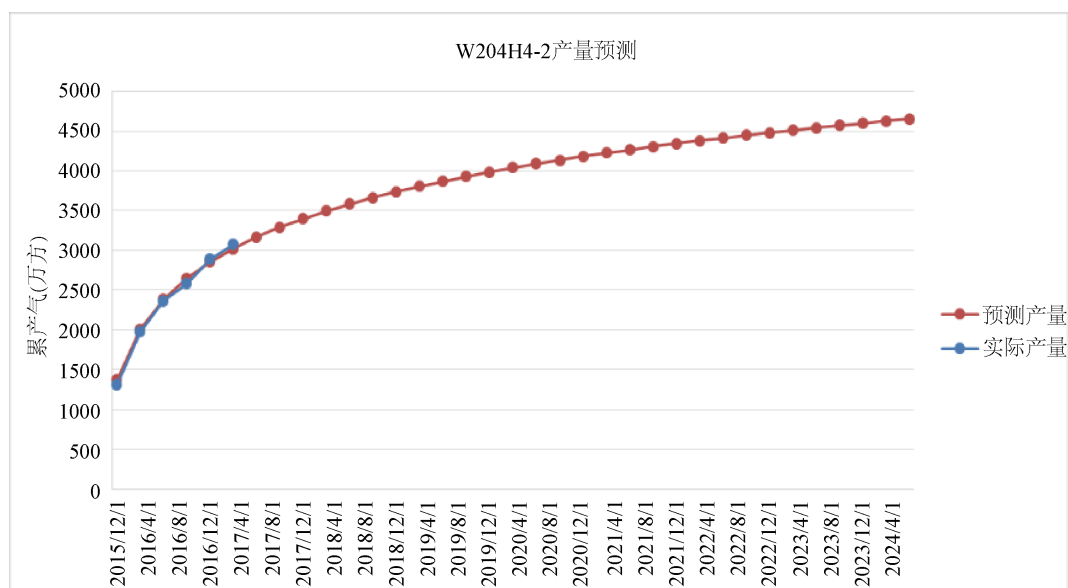


Figure 5. Cumulative production map of 6-year projection of X1H1-2

图 5. X1H1-2 井 6 年预测累积产量图

5. 结论

1) 威远区块为主缝 - 次缝 - 主缝带 - 随机缝融合的复杂裂缝形态, 以主缝为主, 主缝半长在 280 m~460 m 之间, 局部为次缝、天然裂缝沟通的复杂裂缝形态。采用主缝、次缝交互识别, 明确了主缝受最大水平主应力控制明显, 次缝与区域天然裂缝或微裂缝相关性较好。

2) 不同储层类别, 水力压裂改造裂缝渗透率场存在差异。X1H4-1 井水力压裂改造裂缝渗透率效果最好, 裂缝渗透率场 $K_y \approx K_z > K_x$, 裂缝渗透率平均值为 1086 mD, 基质渗透率为 0.00253 mD; X1H5 平台水力压裂改造裂缝渗透率效果次之, 裂缝渗透率场 $K_z > K_x \approx K_y$, 裂缝渗透率平均值为 886 mD, 基质渗透率为 0.00249 mD; X1H1-2 井裂缝渗透率改造效果相对较差, 裂缝渗透率场分布 $K_y \approx K_z > K_x$, 裂缝渗透率平均值为 786 mD, 基质渗透率为 0.0462 mD。

3) 采用生产数据历史拟合方法, 将耦合的双重介质模型进行数值模拟, 结果显示日产气量和含水率与实际基本一致, 拟合率高达 95.4%, 表明建立的模型比较符合实际生产情况, 可用于压后产能预测研究。为此使用该模型预测了各井在压裂后 6 年的生产动态, 结果表明生产产量与预测结果较吻合, 说明该模型具有一定的实用性, 能够为页岩气的勘探开发提供指导。

参考文献

- [1] 贾利春, 陈勉, 金衍. 国外页岩气井水力压裂裂缝监测技术进展[J]. 天然气与石油, 2012, 30(1): 44-47.
- [2] 李亚龙, 刘先贵, 胡志明, 等. 页岩储层压裂缝网模拟研究进展[J]. 石油地球物理勘探, 2019, 54(2): 480-492.
- [3] 杨瑞召, 李德伟, 庞海玲, 等. 页岩气压裂微地震监测中的缝成像方法[J]. 天然气工业, 2017, 37(5): 31-37.
- [4] 于荣泽, 卞亚南, 齐亚东, 等. 页岩气藏数值模拟研究现状[J]. 石油与天然气地质, 2014(1): 131-137.
- [5] 李政, 常旭, 姚振兴, 等. 微地震方法的裂缝监测与储层评价[J]. 地球物理学报, 2019, 62(2): 707-719.
- [6] 舒红林, 王利芝, 尹开贵, 等. 地质工程一体化实施过程中的页岩气藏地质建模[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 84-95.
- [7] 龙胜祥, 张永庆, 李菊红, 等. 页岩气藏综合地质建模技术[J]. 开发工程, 2019, 39(3): 47-55.
- [8] 郝伟, 陆努, 王树涛, 等. 页岩气藏数值模拟研究进展[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(13): 143-150.

- [9] 潘晓庆, 宋来明, 牛涛, 等. 花岗岩潜山双重孔隙介质油藏地质建模方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 41(4): 33-44.
- [10] Jenkins, C., Ouenes, A., Zellou, A., *et al.* (2009) Quantifying and Predicting Naturally Fractured Reservoir Behavior with Continuous Fracture. *AAPG Bulletin*, **93**, 1597-1608. <https://doi.org/10.1306/07130909016>
- [11] Hennings, P.H., Olson, J.E. and Thompson, L.B. (2000) Combining Outcrop Data and Three-Dimensional Structural Models to Characterize Fractured Reservoirs an Example from Wyoming. *AAPG Bulletin*, **84**, 830-849. <https://doi.org/10.1306/A967340A-1738-11D7-8645000102C1865D>
- [12] 杨辉廷, 江同文, 颜其彬, 等. 缝洞型碳酸盐岩储层三维地质建模方法初探[J]. 大庆石油地质与开发, 2004, 23(4): 11-12+16.
- [13] National Research Council (1996) Rock Fracture and Fluid Flow: Contemporary Understanding and Applications. National Academy Press, Washington DC.
- [14] 王彬, 王军, 谭亦然, 汤勇, 缪尉杰, 鄢雨, 唐弘程. 基于 DFN 的页岩气储层裂缝建模研究[J]. 石油化工应用, 2015, 34(12): 62-65+73.
- [15] 张山, 刘清林, 赵群, 等. 微地震监测技术在油田开发中的应用[J]. 石油物探, 2002, 41(2): 226-231.
- [16] 王玉满, 董大忠, 李建忠, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 551-561.
- [17] 赵迪斐, 郭英海, Geoff Wang, 等. 层序地层格架及其对页岩储层发育特征的影响——以四川盆地龙马溪组页岩为例[J]. 沉积学报, 2020, 38(2): 379-397.
- [18] 咎博文, 刘树根, 白志强, 等. 川西南威远地区龙马溪组页岩储层孔隙发育特征及控制因素分析[J]. 地质科技情报, 2017, 36(2): 65-74.
- [19] 张廷山, 杨洋, 龚其森, 等. 四川盆地南部早古生代海相页岩微观孔隙特征及发育控制因素[J]. 地质学报, 2014, 88(9): 1728-1740.
- [20] 韩超, 吴明昊, 吝文, 等. 川南地区五峰组-龙马溪组黑色页岩储层特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017, 41(3): 14-22.
- [21] 蒲泊伶, 董大忠, 吴松涛, 等. 川南地区下古生界海相页岩微观储集空间类型[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2014(4): 19-25.
- [22] 王爱国, 周瑶琪, 陈勇, 等. 基于微地震技术的油田裂缝检测及模拟[J]. 中国海洋大学学报, 2008, 38(1): 116-120.
- [23] 常旭, 李政, 王鹏, 等. 基于频率衰减补偿的微地震定位方法[J]. 地球物理学报, 2018, 61(1): 250-257.
- [24] 王璐琛, 常旭, 王一博. 干涉走时微地震震源定位方法[J]. 地球物理学报, 2016, 59(8): 3037-3045.
- [25] 翟鸿宇, 常旭, 王一博, 等. 含衰减地层微地震震源机制反演及其反演分辨率[J]. 地球物理学报, 2016, 59(8): 3025-3036.
- [26] 吴斌, 唐洪, 等. 两种新颖的离散裂缝建模方法探讨-DFN 模型和 DFM 模型[J]. 四川地质学报, 2010, 30(4): 484-487.
- [27] Ghods, P. and Zhang, D.X. (2012) Automatic Estimation of Fracture Properties in Multi-Stage Fractured Shale Gas Horizontal Wells for Reservoir Modeling. *SPE Western Regional Meeting*, Bakersfield, CA, 21-23 March 2012. <https://doi.org/10.2118/153913-MS>
- [28] 王彬, 王军, 谭亦然, 等. 基于 DFN 的页岩气储层裂缝建模研究[J]. 石油化工应用, 2015, 34(12): 62-65+73.
- [29] 刘广峰, 李帅, 顾岱鸿, 等. 离散裂缝网络模型在体积压裂裂缝网络模拟上的应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(6): 95-9.
- [30] 李连崇, 梁正召, 李根. 水利压裂裂缝穿层及扭转扩展的三维模拟分析[J]. 岩石力学与工程学报, 2010, 29(z1): 3208-3215.