

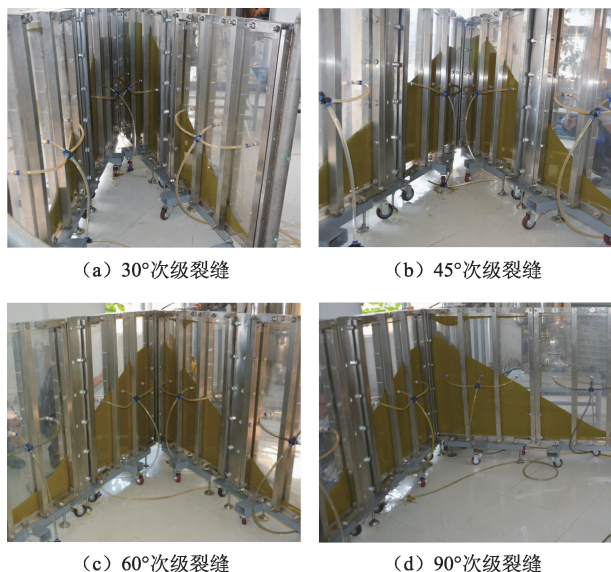


图1 不同次级裂缝角度下主、次裂缝支撑剂展布

Fig.1 Proppants' distribution in main and secondary fracture under different angle between main fracture and secondary fracture

3.2 支撑剂分流规律

利用试验测试获得的分支前后主、次裂缝中的支撑剂体积,分析次级裂缝角度、注入排量、加砂质量浓度、次级裂缝与主裂缝流量比、液体黏度和主次裂缝宽度比等对支撑剂分流体积比的影响,并进行公式拟合分析。

3.2.1 次级裂缝角度

次级裂缝角度(次级裂缝与主裂缝夹角,最大为90°)改变对复杂裂缝分支处的流体流动状态和流动方式产生重要影响,从而影响支撑剂在主、次裂缝分支处的分流和运移。次级裂缝角度增大,分支前压裂主裂缝中的支撑剂体积比增加,分支后主裂缝中的支撑剂分流体积比略有增加,次级裂缝中支撑剂体积比降低且降幅较大。其他条件不变,分支后主裂缝中的支撑剂分流体积比与次级裂缝角度成正比,分支后次级裂缝中的支撑剂分流体积比与次级裂缝角度成反比。

试验注入排量为6.0 m³/h、支撑剂加砂质量浓度为180.0 kg/m³、不同次级裂缝角度条件下各部分裂缝的支撑剂体积比如图2所示。次级裂缝角度由30°增大到90°,分支前主裂缝支撑剂分流体积比增大了4.5%,分支后主裂缝中支撑剂体积比增加了2.3%,次级裂缝支撑剂体积降低了6.8%。

3.2.2 注入排量

注入排量(相当于压裂施工排量)增大,压裂裂

缝中的流体流速增大,支撑剂所受的水平携带力大幅度增加,相应支撑剂水平运移距离增加。

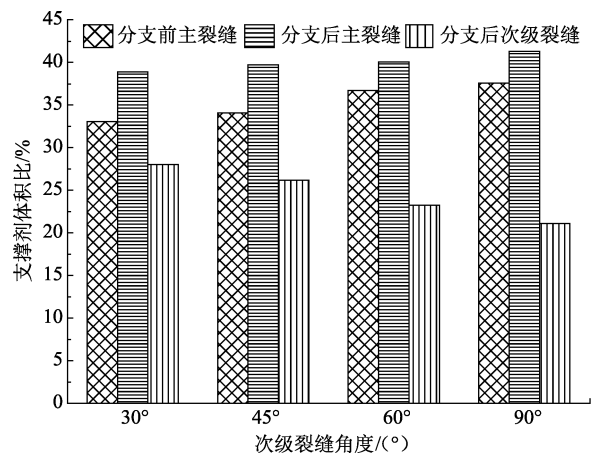


图2 不同次级裂缝角度条件下支撑剂分流体积比

Fig.2 Proppants' division volume ratio at different angle between main fracture and secondary fracture

支撑剂加砂质量浓度为180.0 kg/m³,主、次压裂裂缝中的支撑剂分流体积比与注入排量的关系如图3所示。依据试验结果对分支后主、次裂缝支撑剂分流体积比与次级裂缝角度、注入排量进行双因素拟合,拟合公式分别为

$$\eta_m = 52.28 \left(\frac{Q_b}{Q_{\max}} \right)^{0.338} \left(\frac{\sin \varphi}{\sin \varphi_{\max}} \right)^{0.120}, R^2 = 0.990; \quad (5)$$

$$\eta_s = 24.89 \left(\frac{Q_b}{Q_{\max}} \right)^{0.218} \left(\frac{\sin \varphi}{\sin \varphi_{\max}} \right)^{-0.411}, R^2 = 0.979. \quad (6)$$

式中, η_m 和 η_s 分别为分支后主、次裂缝支撑剂分流体积比,%; Q_b 为注入排量,m³/h; $Q_{\max}$ 为支撑剂在裂缝中平衡流量,m³/h,根据试验测试取12.0 m³/h; $\varphi_{\max}$ 为次级裂缝与主裂缝间最大夹角,(°); φ 为次级裂缝与主裂缝间夹角,(°)。

由图3可以看出:注入排量增大,分支前主压裂裂缝中的支撑剂分流体积比大幅度降低,分支后主裂缝和次级裂缝中的支撑剂分流体积比升高,分支后主裂缝中的支撑剂分流体积比与注入排量、次级裂缝角度成正比,注入排量对分支后主裂缝中的分流体积比影响比次级裂缝大;注入排量增大,分支后次级裂缝中的支撑剂分流体积比升高,同时次级裂缝中的支撑剂分流体积比与次级裂缝角度成反比,次级裂缝角度增大,分支后次级裂缝中的支撑剂分流体积比大幅度降低。

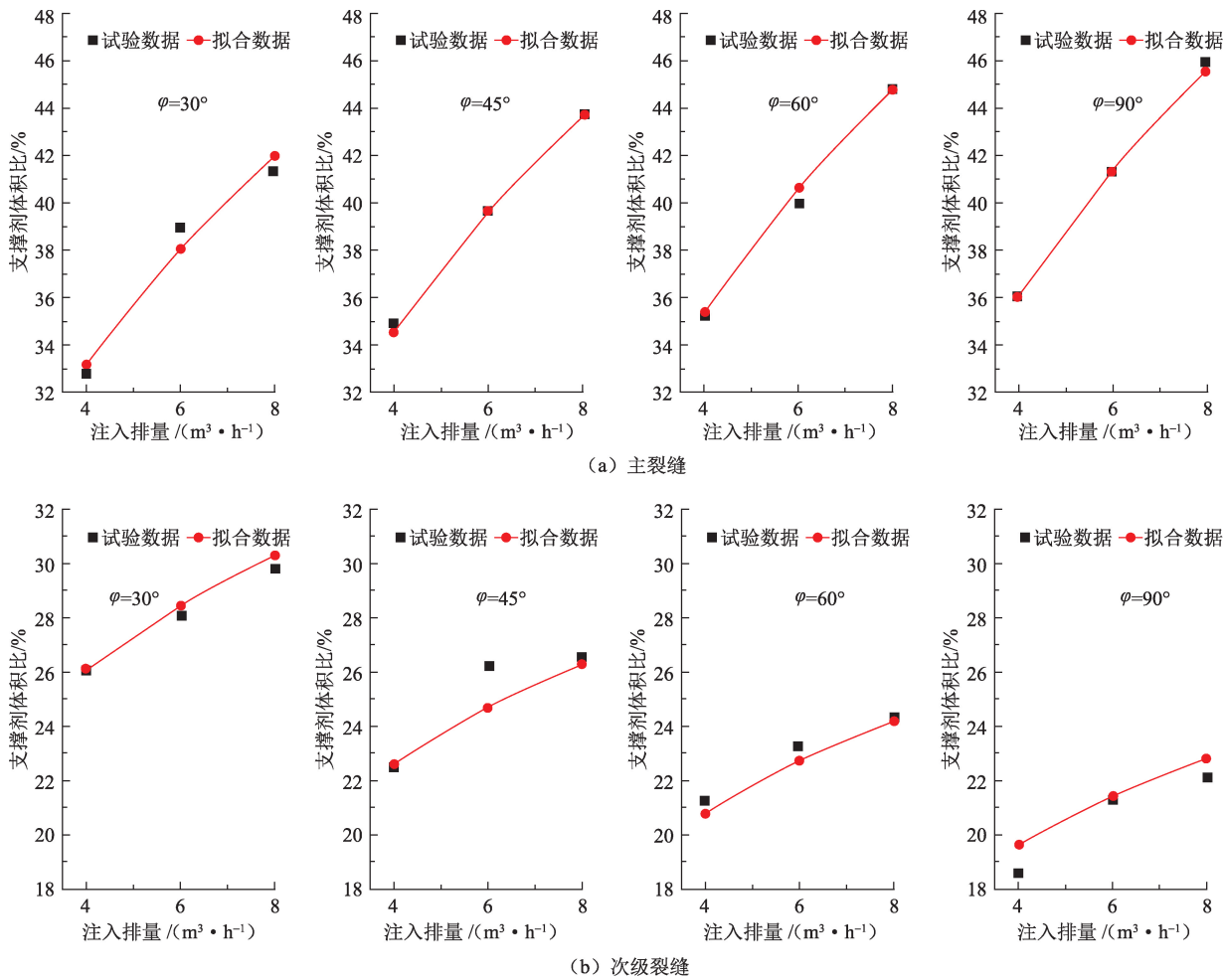


图 3 不同次级裂缝角度下主、次压裂裂缝中的支撑剂分流体积比与注入排量的关系

Fig. 3 Relation between proppants' division volume ratio in main and secondary fractures and fluid displacement at different secondary fracture angles

3.2.3 支撑剂加砂质量浓度

支撑剂加砂质量浓度(单位体积压裂液所含的支撑剂质量)增大,相应的相互碰撞和干扰作用增大,支撑剂在裂缝中的分流与运移更加复杂。

不同次级裂缝角度条件下分支后主、次裂缝的支撑剂分流体积比与加砂质量浓度的关系如图 4 所示。分支后主次裂缝的支撑剂分流体积比与加砂质量浓度和次级裂缝角度的双因素拟合公式分别为

$$\eta_m = 46.40 \left(\frac{C_s}{C_{\max}} \right)^{0.227} \left(\frac{\sin \varphi}{\sin \varphi_{\max}} \right)^{0.134}, R^2 = 0.890; \quad (7)$$

$$\eta_s = 14.99 \left(\frac{C_s}{C_{\max}} \right)^{-0.459} \left(\frac{\sin \varphi}{\sin \varphi_{\max}} \right)^{-0.590}, R^2 = 0.886. \quad (8)$$

式中, C_s 为试验支撑剂加砂质量浓度, kg/m^3 ; $C_{\max}$ 为页岩压裂施工最大加砂质量浓度, kg/m^3 。根据页岩现场施工经验,加砂质量浓度最大约为 $320.0 \text{ kg}/\text{m}^3$ 。

支撑剂加砂质量浓度增大,分支前压裂裂缝中的支撑剂体积比略有增加,分支后主裂缝的支撑剂分流体积比增大,次级裂缝中的支撑剂分流体积比降低。分支后主裂缝中的支撑剂分流体积比与加砂质量浓度成正比。分支后次级裂缝的支撑剂分流体积比与加砂质量浓度和次级裂缝角度成反比,加砂质量浓度增大,分支后次级裂缝中的支撑剂体积比大幅度降低。次级裂缝 90° 条件下,分支后次级裂缝中的支撑剂分流体积比受加砂质量浓度、次级裂缝角度的双重影响,导致分支后次级裂缝的支撑剂分流体积比降低趋势较明显。

3.2.4 次级裂缝与主裂缝流量比

压裂裂缝分支后,主、次裂缝的扩展速度与进液量呈正比例关系。因此分支后主次裂缝出口端流量基本可代表压裂主次裂缝的扩展速度。根据试验研究发现,次级裂缝与主裂缝流量比增大,分支前主裂缝的支撑剂体积比略有增大,分支后主裂缝的支撑

剂分流体积比降低,次级裂缝的分流体积比增加。

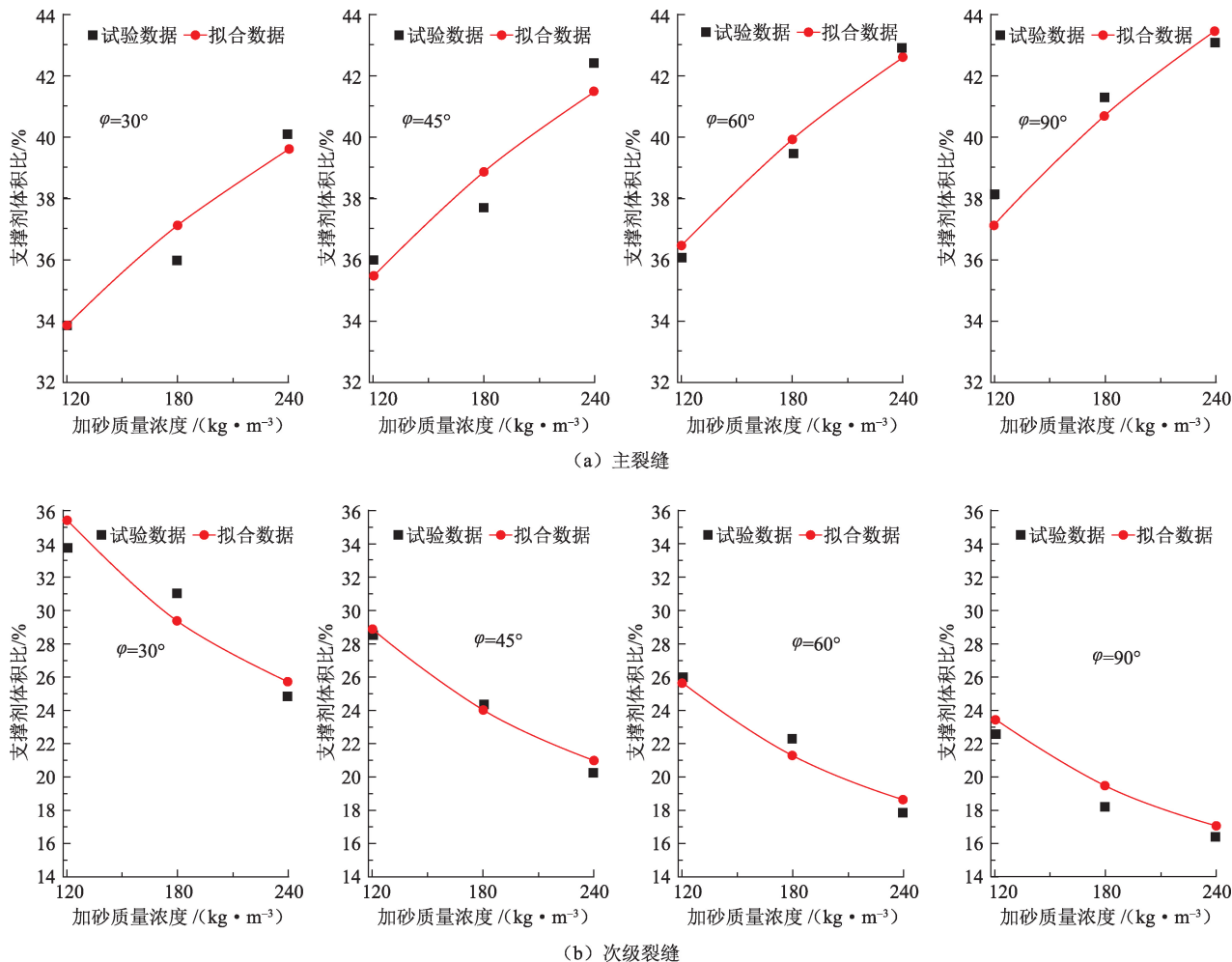


图4 不同次级裂缝角度条件下分支后主、次裂缝中的支撑剂分流体积比与加砂质量浓度的关系

Fig.4 Relation between proppants' division volume ratio in main and secondary fractures and proppant concentration at different secondary fracture angles

试验注入流量为 $6.0 \text{ m}^3/\text{h}$, 不同次级裂缝与主裂缝流量比、不同次级裂缝角度条件下, 分支后主、次裂缝支撑剂分流体积比和次级裂缝与主裂缝流量比、次级裂缝角度双因素关系如图5所示, 拟合公式分别为

$$\eta_m = 43.76 \left(\frac{Q_s}{Q_m} \right)^{-0.070} \left(\frac{\sin \varphi}{\sin \varphi_{\max}} \right)^{0.085}, R^2 = 0.920; \quad (9)$$

$$\eta_s = 24.06 \left(\frac{Q_s}{Q_m} \right)^{0.224} \left(\frac{\sin \varphi}{\sin \varphi_{\max}} \right)^{-0.270}, R^2 = 0.935. \quad (10)$$

式中, Q_m 和 Q_s 分别为分支后主、次裂缝出口端流量, m^3/h 。

分支后主裂缝支撑剂分流体积比和次级裂缝与主裂缝流量比成反比, 次级裂缝中的分流支撑剂体积比和次级裂缝与主裂缝流量比成正比, 次级裂缝角度增大, 支撑剂更容易向次级裂缝滑动运动。分

支后次级裂缝中的支撑剂体积易受分支处的裂缝支撑高度的影响, 重力作用导致支撑剂易向次级裂缝滑移, 从而增大次级裂缝中的支撑剂量。

3.2.5 主次裂缝宽度比

分支后主次裂缝宽度比对支撑剂的体积变化具有重要影响, 裂缝宽度越大, 支撑剂更易进入裂缝中, 相应的支撑剂体积越大。分支后主、次裂缝的支撑剂分流体积比与主次级裂缝宽度比、次级裂缝角度条件下的试验结果如图6所示, 拟合公式分别为

$$\eta_m = 32.53 \left(\frac{w_m}{w_s} \right)^{0.794} \left(\frac{\sin \varphi}{\sin \varphi_{\max}} \right)^{0.114}, R^2 = 0.961; \quad (11)$$

$$\eta_s = 28.83 \left(\frac{w_m}{w_s} \right)^{0.791} \left(\frac{\sin \varphi}{\sin \varphi_{\max}} \right)^{-0.309}, R^2 = 0.945. \quad (12)$$

式中, w_m 和 w_s 分别为分支后主、次裂缝宽度, mm 。

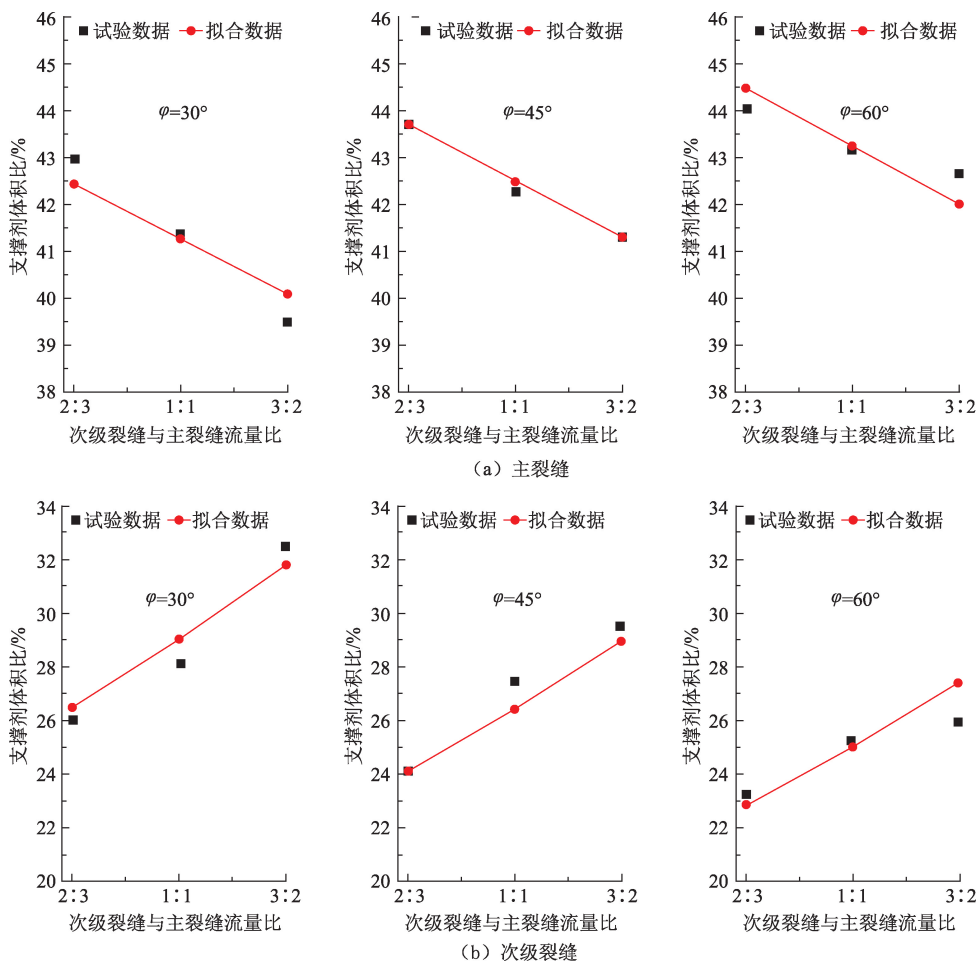


图 5 不同次级裂缝角度下分支后主、次裂缝支撑剂体积比和次级裂缝与主裂缝流量比的关系
Fig. 5 Relation between proppants' division volume ratio in main and secondary fractures and flow ratio of secondary fracture to main fracture at different secondary fracture angles

主次裂缝宽度比降低,分支后主裂缝中的支撑剂体积比大幅度降低,次级裂缝中的支撑剂分流体积比大幅度增加。

3.2.6 压裂液黏度

压裂液黏度是复杂裂缝支撑剂分流的重要的影响因素之一,压裂液黏度越大,支撑剂所受的水平拖拽力更大,支撑剂的水平运移距离更大。利用试验测试进行次级裂缝角度 30°和 60°的不同压裂液黏度条件下的支撑剂分流运移模拟,60°次级裂缝条件下支撑剂在主裂缝中的展布如图 7 所示,压裂液黏度增大,支撑剂在裂缝中的运移距离更长,支撑剂的分布更加均匀。

压裂液黏度增大,支撑剂受的水平拖拽力更大,支撑剂更容易进入分支后的主、次裂缝中。分支后主、次裂缝中的支撑剂分流体积比相应的试验结果与拟合结果如图 8 所示。拟合公式分别为

$$\eta_m = 33.03 \left(\frac{\mu}{\mu_{\max}} \right)^{-0.114} \left(\frac{\sin \varphi}{\sin \varphi_{\max}} \right)^{0.017}, R^2 = 0.870;$$

(13)

$$\eta_s = 57.06 \left(\frac{\mu}{\mu_{\max}} \right)^{0.322} \left(\frac{\sin \varphi}{\sin \varphi_{\max}} \right)^{-0.056}, R^2 = 0.892.$$

(14)

式中, μ 为试验压裂液黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; $\mu_{\max}$ 为现场压裂液黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。本文中依据现场数据 $\mu_{\max}$ 取 15.0 $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

压裂液黏度增大,分支后主裂缝中的支撑剂分流体积比大幅度降低,支撑剂更易进入次级裂缝,次级裂缝中的支撑剂分流体积比大幅度增加。

3.3 支撑剂分流规律多因素分析

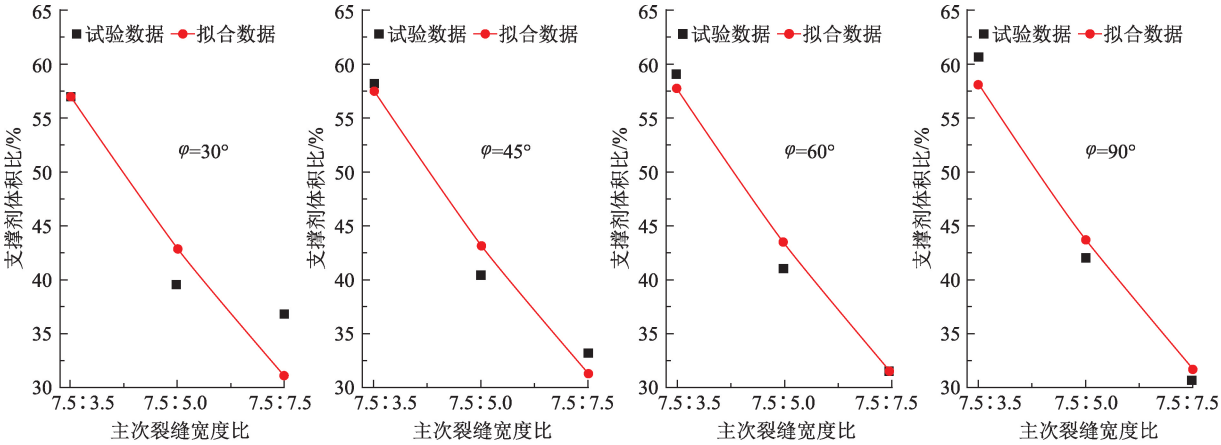
根据前面主、次裂缝支撑剂分流规律和支撑剂分流体积比影响因素,进行多因素综合分析和公式拟合,主要考虑了注入排量、次级裂缝角度、加砂质量浓度、次级裂缝与主裂缝流量比和压裂液黏度等因素。拟合的分支后主裂缝和次级裂缝的分流体积比公式分别为

$$\eta_m = 44.66 \left(\frac{Q_b}{Q_{\max}} \right)^{0.337} \left(\frac{\sin \varphi}{\sin \varphi_{\max}} \right)^{0.108} \left(\frac{Q_s}{Q_m} \right)^{-0.0991} \times$$

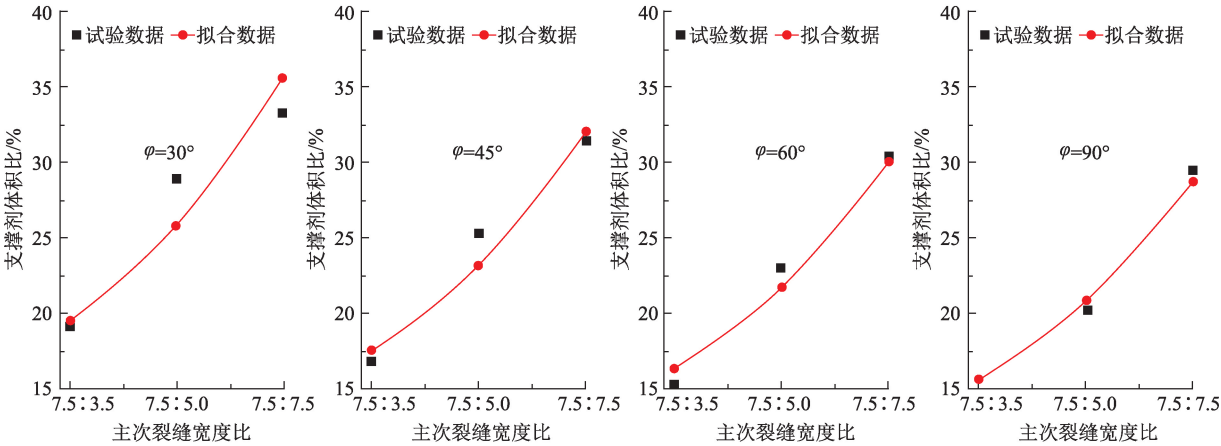
$$\left(\frac{C_s}{C_{\max}}\right)^{0.228} \left(\frac{w_m}{w_s}\right)^{0.803} \left(\frac{\mu}{\mu_{\max}}\right)^{-0.3082}, R^2=0.927; \quad (15)$$

$$\eta_s=25.408\left(\frac{Q_b}{Q_{\max}}\right)^{0.217}\left(\frac{\sin \varphi}{\sin \varphi_{\max}}\right)^{-0.442} \times$$

$$\left(\frac{Q_s}{Q_m}\right)^{0.016} \left(\frac{C_s}{C_{\max}}\right)^{-0.443} \left(\frac{w_m}{w_s}\right)^{-0.708} \left(\frac{\mu}{\mu_{\max}}\right)^{0.3153}, R^2=0.829. \quad (16)$$



(a) 主裂缝



(b) 次级裂缝

图 6 不同次级裂缝角度下分支后主、次裂缝支撑剂体积比与主次裂缝宽度比的关系

Fig. 6 Relation between proppants' division volume ratio in main and secondary fractures and width ratio of main fracture to secondary fracture at different secondary fracture angles

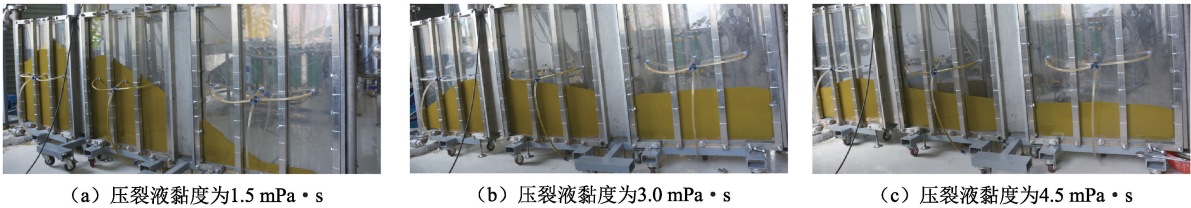


图 7 压裂液黏度对支撑剂运移的影响

Fig. 7 Effect of fracturing viscosity on proppant migration

根据支撑剂分流体积比双因素和多因素分析发现,分支后主裂缝支撑剂分流体积比的最大影响因素为主次裂缝宽度比,其次分别为注入排量、压裂液黏度、加砂质量浓度、次级裂缝角度、次级裂缝与主裂缝流量比。分支后次级裂缝支撑剂分流体积比影响因

素由强至弱排序分别为主次裂缝宽度比、加砂质量浓度、次级裂缝角度、压裂液黏度、注入排量和次级裂缝与主裂缝流量比,其中次级裂缝与主裂缝流量比因素的影响最低。复杂裂缝支撑剂分流规律研究结果,可为压裂施工参数优化和压裂效果评估提供参考。

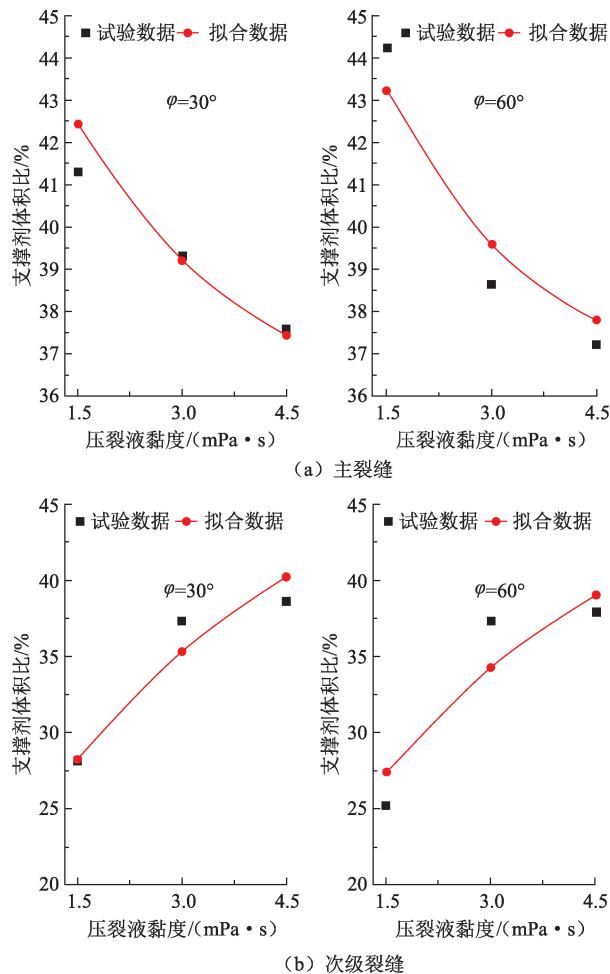


图 8 不同次级裂缝角度下分支后主、次裂缝中的支撑剂分流体积比与压裂液黏度的关系

Fig.8 Relation between proppants' division volume ratio in main and secondary fractures and fracturing viscosity at different secondary fracture angles

4 结束语

依据页岩复杂裂缝压裂支撑剂运移研究需求,构建了页岩复杂裂缝支撑剂运移与展布评价系统,可为压裂过程中支撑剂的分流、运移和展布规律研究提供试验测试,为后期进一步明确页岩压裂支撑剂分流与展布机制提供保障;结合复杂裂缝支撑剂运移试验结果,进行了复杂裂缝主次裂缝支撑剂分流体积比的双因素和多因素预测模型构建,明确了次级裂缝角度、注入排量、加砂质量浓度、压裂液黏度等影响因素与分支后主次裂缝支撑剂分流的相关性并进行了影响因素排序;基于试验获得的复杂裂缝支撑剂分流双因素和多因素影响规律,可为页岩复杂裂缝压裂方案设计和施工参数优化提供支撑,指导页岩复杂裂缝压裂开发并提高压裂改造效果。

参考文献:

[1] 赵金洲,王松,李勇明. 页岩气藏压裂改造难点与技术关键[J]. 天然气工业,2012,32(4):46-49.
ZHAO Jinzhou, WANG Song, LI Yongming. Difficulties and key techniques in the fracturing treatment of shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2012,32(4):46-49.

[2] SAVITSKI A A, LIN M, RIAHI A, et al. Explicit modeling of hydraulic fracture propagation in fractured shales[R]. SPE 17073,2013.

[3] 冯福平,黄芮,雷扬,等. 基于能量理论的体积压裂工程改造效果评价模型及应用[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2019,43(1):81-89.
FENG Fuping, HUANG Rui, LEI Yang, et al. Evaluation of engineering effectiveness of volume fracturing based on energy conservation principles and its application[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019,43(1):81-89.

[4] 张建光,李湘萍,王传睿,等. 页岩气藏水力压裂中应力-流压耦合效应及人工裂缝扩展规律[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2018,42(6):96-105.
ZHANG Jianguang, LI Xiangping, WANG Chuanrui, et al. Numerical simulation of rock formation stress-fluid pressure coupling and development of artificial fractures during hydraulic fracturing of shale gas reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2018,42(6):96-105.

[5] 程远方,李友志,时贤,等. 页岩气体积压裂缝网模型分析及应用[J]. 天然气工业,2013,33(9):53-59.
CHENG Yuanfang, LI Youzhi, SHI Xian, et al. Analysis and application of fracture network models of volume fracturing in shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2013,33(9):53-59.

[6] JAIN S, SOLIMAN M, BOKANE A, et al. Proppant distribution in multistage hydraulic fractured wells: a large-scale inside-casing investigation [R]. SPE 163856, 2013.

[7] KAMGA L N, JENNIFER L M, HAZIM H. Experimental study of proppant transport in horizontal wellbore using fresh water[R]. SPE 184841, 2017.

[8] BOYER J, MALEY D, O'NEIL B. Chemically enhanced proppant transport[R]. SPE 170640, 2014.

[9] FERNÁNDEZ M E, BALDINI M, PUGNALONI L A, et al. Proppant transport and settling in a narrow vertical wedge-shaped fracture[R]. ARMA-2015-135, 2015.

[10] DAYAN A, STRACENER S M, CLARK P E. Proppant transport in slick-water fracturing of shale-gas formations

- [R]. SPE 125068, 2009.
- [11] SAHAI R, MISKIMINS J L, OLSON K E. Laboratory results of proppant transport in complex fracture systems [R]. SPE 168579, 2014.
- [12] MACK M, SUN J, KHADILKAR C. Quantifying proppant transport in thin fluids: theory and experiments [R]. SPE 168637, 2014.
- [13] ALOTAIBI M A, MISKIMINS J L. Slickwater proppant transport in complex fractures: new experimental findings & scalable correlation[R]. SPE 174828, 2015.
- [14] 石豫. 页岩气井水力压裂支撑剂沉降及运移规律研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2016.
- SHI Yu. Study on proppant settlement and transport rule in shale gas hydraulic fracturing[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2016.
- [15] LI Nianyin, LI Jun, ZHAO Liqiang, et al. Laboratory testing and numeric simulation on laws of proppant transport in complex fracture systems [R]. SPE 181822, 2016.
- [16] 李靛. 压裂缝内支撑剂沉降和运移规律实验研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2014.
- LI Liang. Study on proppant settlement and transport rule in fracturing[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
- [17] INYANG U A, NGUYEN P D, CORTEZ J. Development and field applications of highly conductive proppant-free channel fracturing method[R]. SPE 168996, 2014.
- [18] ZHANG J L, SHARI D N. Computational fluid dynamics (CFD) modeling of proppant transport in a plug and perf completion with different perforation phasing[R]. SPE 2169184, 2015.
- [19] 潘林华, 张焯, 程礼军, 等. 页岩储层体积压裂复杂裂缝支撑剂的运移与展布规律[J]. 天然气工业, 2018, 38(5): 61-70.
- PAN Linhua, ZHANG Ye, CHENG Lijun, et al. Migration and distribution of complex fracture proppant in shale reservoir volume fracturing[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(5): 61-70.
- (编辑 李志芬)

CO₂ 置换法开采水合物井网系统及注采参数分析

孙致学^{1,2}, 朱旭晨¹, 张建国^{1,3}, 张磊³, 都巾文¹, 刘垒¹, 何楚翘¹

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 非常规油气开发教育部重点实验室(中国石油大学(华东)), 山东青岛 266580; 3. 中国石化胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院, 山东东营 257017)

摘要:为了探究井网系统及注采参数对水合物开发的影响,建立矿场尺度的非均质性水合物矿体三维模型,提出降压法辅助 CO₂ 置换法开采水合物的方法,并对井网形式、井距、CO₂ 注气速度、生产井井底压力以及初始水合物饱和度等参数进行分析。结果表明:九点法井网相比于五点和七点法井网具有更大甲烷累积产气量和埋存率,并且大井距有利于增加甲烷累积产量,具有较好的埋存率和置换率;2.5 MPa 井底压力的甲烷累积产气量和置换效率较高;CO₂ 置换主要发生在井网的控制范围内,甲烷置换区域的储层温度上升 5~10 ℃,CO₂ 未波及区域储层温度下降 3~5 ℃。

关键词:天然气水合物; CO₂ 置换; 降压法; 埋存率

中图分类号:TE 32 **文献标志码:**A

引用格式:孙致学,朱旭晨,张建国,等. CO₂ 置换法开采水合物井网系统及注采参数分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2020,44(1):71-79.

SUN Zhixue, ZHU Xuchen, ZHANG Jianguo, et al. Influence of well pattern and injection-production parameters on gas hydrate recovery via CO₂ injection and replacement method [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020, 44(1): 71-79.

Influence of well pattern and injection-production parameters on gas hydrate recovery via CO₂ injection and replacement method

SUN Zhixue^{1,2}, ZHU Xuchen¹, ZHANG Jianguo^{1,3}, ZHANG Lei³, DU Jinwen¹, LIU Lei¹, HE Chuqiao¹

(1. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China;

2. Key Laboratory of Unconventional Oil & Gas Development (China University of Petroleum (East China)), Ministry of Education, Qingdao 266580, China;

3. Drilling Technology Research Institute, Shengli Petroleum Engineering Company, SINOPEC, Dongying 257017, China)

Abstract: A combination of depressurization and CO₂ injection to replace natural gas was proposed for the exploitation of natural gas hydrate reservoirs. In this study, a heterogeneous reservoir model was established for numerical simulation, and the effect of well pattern, well spacing, gas (CO₂) injection rate, bottom hole pressure of production well and initial hydrate saturation on natural gas production were investigated. The simulation results show that a nine-spot well pattern has the maximum cumulative CH₄ production and CO₂ storage factor in comparison with five-spot and seven-spot well patterns, and a large well spacing is beneficial to increase gas production, in which high storage factor and replacement efficiency can be achieved. In addition, at 2.5 MPa of bottom hole pressure, optimum cumulative CH₄ production and CO₂ replacement efficiency can be obtained. CO₂ replacement mainly occurs within the control range of the well pattern. The reservoir temperature in CH₄ replacement area rises 5-10 ℃, and it can drop 3-5 ℃ in CO₂ unswept areas.

Keywords: natural gas hydrate; CO₂ replacement; decompression; storage factor

天然气水合物因其资源储量大、能量密度高,分布广泛,清洁环保被认为是 21 世纪最有价值新型能

源^[1-3]。2017年11月,国务院批准天然气水合物成为中国第173个矿种后,其勘探开发工作进入新的发展阶段^[4]。天然气水合物主要有热激法、降压法、抑制剂注入法和CO₂置换法开采方式^[5-9]。众多学者从分子模拟、室内实验、相平衡条件方面论证了CO₂置换法理论可行性^[10-15]。2012年,美国在阿拉斯加北坡CO₂置换法开采水合物矿场试验成功实施,证实了该技术的矿场可行性^[16-17]。井网部署是商业化开采水合物的关键环节^[18-21]。笔者基于水合物藏实际地质模型,应用数值模拟方法研究CO₂置换法开采天然气水合物开发过程,评价五点法、七点法、九点法井网的开发效果,探究井网系统、注采参数和水合物饱和度对甲烷置换率和CO₂地质埋存量的影响规律。

1 模型描述

1.1 地质模型介绍

模拟区域位于中国南海神狐海域中部,水合物赋存在海平面以下1201~1363 m^[23-24]。建模区域总面积(1.6 km×3.0 km)约为4.8 km²,储层模型被离散成(42×75×8)总计25200网格。水合物储层平均厚度为32.56 m,纵向划分为8个模拟层。储层的非均质性对水、气的运动和压力的传播有重要影响,图1为研究使用的渗透率和孔隙度模型,储层模型最大水平渗透率为401×10⁻³ μm²,最小水平渗透率为209×10⁻³ μm²,平均水平渗透率为358×10⁻³ μm²,垂直与水平渗透率的比值为0.1,孔隙度为0.264~0.380,平均孔隙度为0.301。孔隙度和渗透

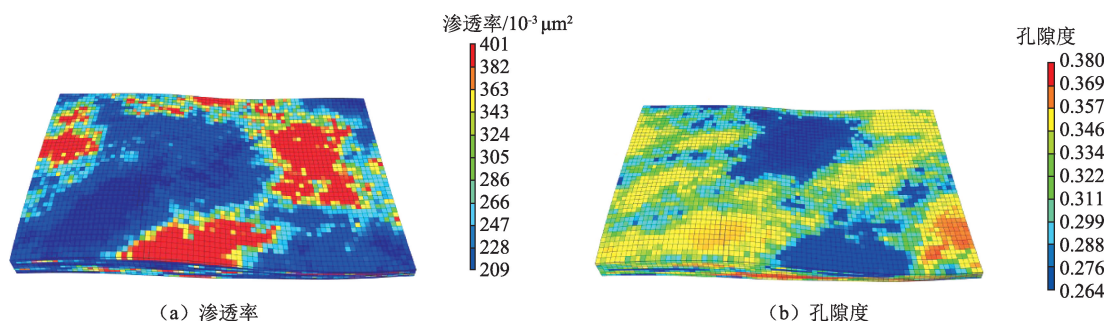


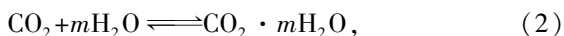
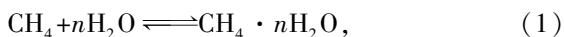
图1 储层渗透率和孔隙度模型

Fig.1 3D representation of reservoir permeability and porosity

率来源于测井资料,并利用地质建模软件根据井点数据采用序贯高斯算法内插形成整个渗透率和孔隙度模型,最后在不改变孔隙度和渗透率相对分布的情况下,对孔隙度和渗透率的数值进行技术处理。储层模型的边界为封闭边界,不存在热交换。

1.2 数值模型描述

数值模型为



$$v_d = K_{d0} A_{\text{dec}} (p_e - p_g) \exp\left(-\frac{\Delta E}{RT}\right), \quad (3)$$

$$v_f = K_{f0} A_{\text{dec}} (p_e - p_g) \exp\left(-\frac{\Delta E}{RT}\right), \quad (4)$$

$$v = KA_{\text{dec}} (p_e - p_g) \exp\left(-\frac{\Delta E}{RT}\right). \quad (5)$$

式中, v_d 为水合物分解速率; K_{d0} 为水合物分解速率常数, mol/(s·Pa·m²); A_{dec} 为单位体积内反应面积, m²/m³; p_e 为气相平衡压力, Pa; p_g 为气相分压力, Pa; ΔE 为水合物反应活化能, J/mol; R 为气体常数, J/(mol·K); T 为温度, K; v_f 为水合物形成速率;

K_{f0} 为水合物形成速率常数, mol/(s·Pa·m²); K 为反应频率因子。

使用CMG-STARS模拟器实现了降压法辅助CO₂置换水合物的开采模拟,生产井保持较低的压力有利于CO₂在储层中的扩散,提高开采效率。模型中考虑了水合物形成与分解过程中涉及的6个组分,分别为气相水、液相水、气相甲烷、固体甲烷水合物和气相二氧化碳以及固体二氧化碳水合物。水合物的形成和分解过程可以用以下两种化学反应式(1)和(2)表示,根据化学热力学理论,自发化学反应沿着吉布斯自由能减小的方向进行,二氧化碳水合物生成焓值(H)为51.60~62.90 kJ/mol,甲烷水合物分解的焓值为47.5~62.9 kJ/mol^[25], Dornan等^[26]研究表明置换反应的吉布斯自由能为负值,说明甲烷与二氧化碳的置换会自发地发生。本文中采用Kim第一次定量研究的水合物分解动力学方程(3)^[27],水合物的形成动力学方程采用了Vysniauskas-Bishinai模型,表达式为方程(4)^[28]。然而,对于水合物的分解和合成,在CMG-STARS热储模拟器中建立动力学方程(5)。方程(3)和(4)可以转换成一种可用于CMG-STARS的

格式,相关参数如表 1 所示。

表 1 水合物动力学参数
Table 1 Parameters for hydrate kinetic

水合物	分解速率常数 $K_{d0}/(10^5 \text{ mol} \cdot \text{s}^{-1} \cdot \text{Pa}^{-1} \cdot \text{m}^{-2})$	形成速率常数 $K_{f0}/(10^3 \text{ mol} \cdot \text{s}^{-1} \cdot \text{Pa}^{-1} \cdot \text{m}^{-2})$	单位体积内反应面积 $A_{dec}/(10^5 \text{ m}^2 \cdot \text{m}^{-3})$	活化能 $\Delta E/(\text{J} \cdot \text{mol}^{-1})$	焓 $H/(\text{J} \cdot \text{mol}^{-1})$
CH ₄ · nH ₂ O	1.24	2.9	3.75	81 084.2	54 490.0
CO ₂ · mH ₂ O	1.24	3.5	3.75	81 084.2	57 980.0

1.3 初始化条件

南海神狐地区水合物饱和度范围在 25% ~ 48%,为了便于研究水合物分解和运移规律,将整个储层的水合物饱和度设置为恒定数值。根据神狐地区钻孔测井及测试资料,储层物理性质及模型初始化参数设置如下:岩石体积热容为 $2.12 \times 10^6 \text{ J}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$,水合物质量热容为 $1600 \text{ J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$,岩石和水合物导热系数为 $3.92 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$,气体导热系数为 $0.03 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ 。初始含水饱和度为 74%,初始水合物饱和度为 26%,储层岩石密度为 $2650 \text{ kg}/\text{m}^3$ 。南海神狐地区地温梯度为 $24.7 \sim 60.8 \text{ }^\circ\text{C}/\text{km}$,平均值为 $(37.9 \pm 7.4) \text{ }^\circ\text{C}/\text{km}^{[29]}$ 。在本研究中,温度梯度设置为 $43.0 \text{ }^\circ\text{C}/\text{km}$,按储层深度折算,储层初始温度在纵向上线性分布。地层孔隙压力符合静水压力平衡,整个地层孔隙充满自由水不含游离气体。

2 结果分析

基础模型井筒直径设置为 0.1 m,整个储层都被射孔并且忽略表皮系数的影响,生产井的井底压力保持为 4.5 MPa,注入井保持 $20000 \text{ m}^3/\text{d}$ 的注气速度,注入温度为 $8 \text{ }^\circ\text{C}$,模拟生产 20 a。其余模型改变单一因素探究该因素对水合物生产的影响,整个分析过程中,储层的初始渗透率、孔隙度、温度、压力分布和储层热物性参数不发生改变。本文中 CO₂ 置换率定义为甲烷产出量与注入 CO₂ 量的比值,CO₂ 埋存率定义为埋存于地下 CO₂ 量与注入 CO₂ 量的比值。

2.1 井网形式及井距

与常规油气藏开发相似,井网系统部署是天然气水合物开采过程中的关键环节,不同的井网系统结构对产气效果具有极大影响,同时水合物储层的地质构造和非均质性也会对天然气水合物的生产有重要影响。讨论五点法、七点法和九点法井网以及 300、500 和 700 m 井距对水合物开采的影响。

不同井网形式甲烷累积产气量和产气速度如图 2 所示。同一井网形式,井距越大,甲烷累积产量越大,CO₂ 埋存率和置换率越大。同一井距条件下,九点法相比于五点法和七点法井网具有较大 CH₄ 累积产量和置换率。其中九点法井网 700 m 井距甲烷累

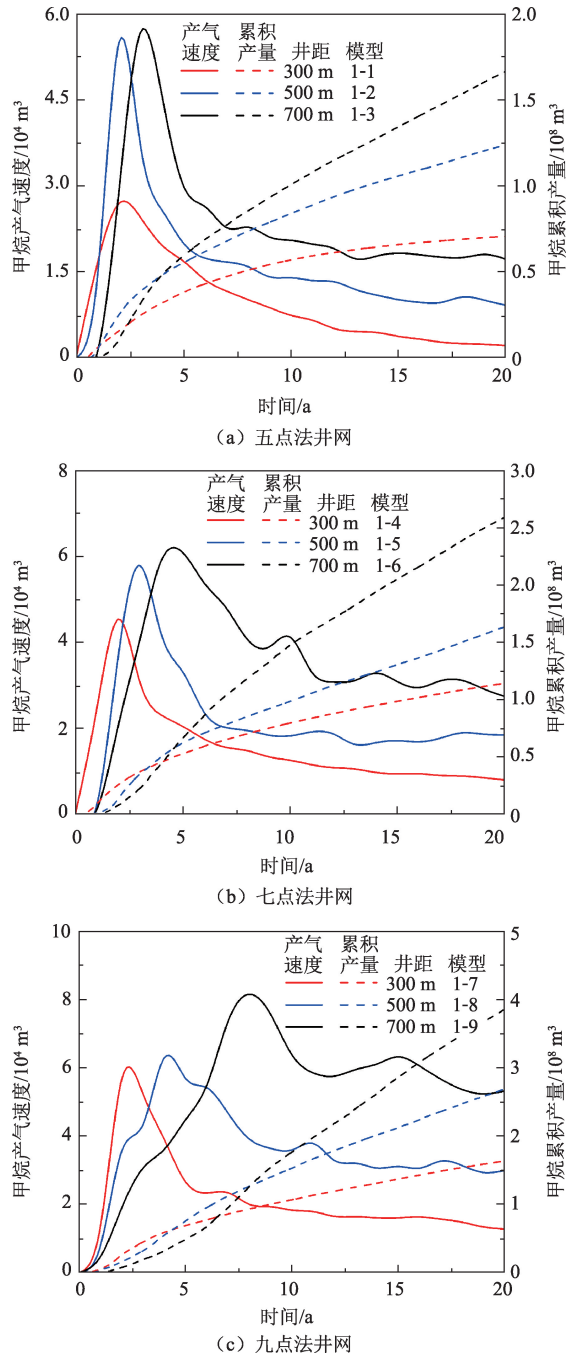


图 2 不同井网形式甲烷累积产气量和产气速度
Fig.2 Cumulative CH₄ production and CH₄ production rate for different well pattern systems

积产气量达到 $3.89 \times 10^8 \text{ m}^3$,埋存率为 55.25%,置换率达到 33.24%,而五点法井网 700 m 井距累积产量