超星·期刊

2024 年 11 月 地 球 学 报 Nov. 2024
第 45 卷 第 6 期: 1003-1012 Acta Geoscientica Sinica Vol.45 No.6: 1003-1012
www.cagsbulletin.com

塔里木盆地克深 5 裂缝性有水气藏数值模拟及开发对策研究

聂海峰, 赵力彬*, 谭 蓓, 张永灵, 张永宾, 杨家义, 王 锐

中国石油塔里木油田分公司, 新疆库尔勒 841000;
中国石油天然气集团有限公司超深层复杂油气藏勘探开发技术研发中心, 新疆库尔勒 841000

摘 要: 克深 5 气藏是一个裂缝性异常高压特低渗层状边水干气气藏, 由于裂缝发育, 气藏在开发之后快速见水, 开展水侵数值模拟及开发对策研究是该气藏提高采收率的关键, 为了更好描述储层特征, 采用嵌入式离散裂缝模型进行数值模拟, 针对裂缝性气藏历史拟合难度大的问题, 采用敏感性分析-生产动态拟合相结合、手工调整-自动调整相结合的思路开展拟合工作, 充分结合气藏实际水侵动态, 通过调整大裂缝, 基质与裂缝网格属性场等关键参数, 最终实现了全区历史拟合符合率为 91%, 单井历史拟合符合率为 86%。基于历史拟合结果及开发主控因素分析, 综合考虑不同采气速度、排水方式、排水规模、新井挖潜等因素, 设计 12 套提采方案, 预测模拟15年结果优选出气藏排水采气方案为: 气藏配产 105 万 m^3/天, 边部老井克深 505、502、503 井排水, 克深 5-5 井堵水, 鞍部部署一口水平井, 克深 5-3 井北部部署一口定向井, 最终采出程度为 23.7%。

关键词: 数值模拟; 裂缝性气藏; 有水气藏; 开发对策

中图分类号: TE37 **文献标志码:** A **doi:** 10.3975/cagsb.2023.122201

Study on Numerical Simulation and Development Strategies of the Keshen 5 Fractured Water-bearing Gas Reservoir in the Tarim Basin

NIE Haifeng, ZHAO Libin*, TAN Bei, ZHANG Yongling,
ZHANG Yongbin, YANG Jiayi, WANG Rui

Tarim Oilfield Company, *PetroChina*, *Korla*, *Xinjiang* 841000;
R & D Center for Ultra-deep Complex Reservoir Exploration and Development, *China National Petroleum Corporation*, *Korla*, *Xinjiang* 841000

Abstract: The Keshen 5 gas reservoir is a fractured, abnormally high-pressure, ultra-low permeability, layered-edge water dry-gas reservoir. Due to the development of fractures, the gas reservoir quickly waters out after development. Thus, performing numerical simulations of water invasion and research on development strategies is the key to improving the recovery rate of the gas reservoir. To describe the reservoir characteristics more thoroughly, an embedded discrete fracture model was used for numerical simulation. In response to the difficulty of historical fitting for fractured gas reservoirs, a combination of sensitivity analysis, production dynamic fitting, and manual and automatic adjustment was adopted to perform the fitting work. The actual water invasion performance of the gas reservoir was fully combined, and attribute fields of key parameters, such as large fractures, matrix, and fracture grid, were adjusted. Finally, the historical fitting conformity rate of the entire area was 91%, and the historical fitting conformity rate of a single well was 86%. Based on the historical fitting

本文由中国石油天然气股份有限公司攻关性应用性科技专项下属课题“超深层油气藏提高采收率关键技术研究与应用”(编号: 2023ZZ14YJ04)资助。

收稿日期: 2023-12-01; 改回日期: 2023-12-17; 网络首发日期: 2023-12-25。责任编辑: 闫立娟。

第一作者简介: 聂海峰, 男, 1985 年生。硕士, 高级工程师。长期从事油气藏开发管理及气藏动态相关研究工作。E-mail: 19829926@qq.com。

*通信作者: 赵力彬, 男, 1979 年生。博士研究生, 教授级高工。长期从事气田开发工作。E-mail: zhaolb-tlm@petrochina.com.cn。

超星·期刊

results and an analysis of development control factors and taking into account factors such as different gas production rates, drainage methods, drainage scales, and new well potential excavation, 12 sets of extraction plans were designed. The prediction simulation results for 15 years showed that the optimal drainage and gas production plan for the gas reservoir were as follows: The gas reservoir production allocation is 1.05 million cubic meters per day; the old wells at the edge, KeS505, 502, and 503, are used for drainage; KeS5-5 is blocked; and a horizontal well is deployed in the saddle. A directional well is deployed north of KeS5-3, and the final recovery rate is 23.7%.

Key words: numerical simulation; fractured gas reservoirs; water-bearing gas reservoirs; development strategies

克深 5 气藏地处新疆塔里木盆地库车前陆冲断带克拉苏构造带克深区带的克深段，多孔介质类型为裂缝-孔隙型，由于断层、裂缝等优势通道的存在，随着气藏的开发，边水沿断层、裂缝等优势通道快速上窜，造成气井快速见水产能快速下降，且地层水进入气藏后，地层中大量气体被封隔，最终导致气藏采收率远低于常规气藏(陈庆轩，2017；刘念肖等，2022；夏崇双，2002)。传统的裂缝-孔隙型气藏数值模拟多采用双重介质模型(罗涛等，2002；张岩等，2010)，由于双重介质模型假设裂缝均匀划分基质，因此不能有效地表征裂缝实际的几何特征(裂缝高度、裂缝长度、裂缝宽度和裂缝在空间中的分布)，使得模拟的结果与实际情况吻合度差。许多学者已经发展了很多种基于不同数值方法的离散裂缝模型来模拟离散裂缝介质中单相和多相的流动(Noorishad et al., 1982；黄朝琴等, 2011；张世明等, 2014；孙致学等, 2020)，包括有限差分方法、块中心有限体积方法、混合有限元方法等。离散裂缝模型能更准确的描述裂缝-孔隙型气藏中裂缝的几何特征，具有更高的计算精度，但由于实际缝网几何形态复杂，生成高质量的非结构网格去匹配这样复杂的几何实体是十分困难的。

为了降低网格生成难度, Lee et al.(2001)和 Li et al.(2008)提出嵌入式离散裂缝模型(Embedded Discrete Fracture Model, EDFM)，其直接采用结构化的基质网格，然后将裂缝嵌入到基质网格中作为额外网格，通过引入非相邻连接(Non-neighbor Connections)来处理基质-裂缝、裂缝-裂缝网格之间的连接。将基质网格与裂缝网格分开进行剖分，从而避免了非结构化网格的裂缝网格与基质网格的匹配问题(即在相交处需要有清晰而明显的网格边界)。Moinfar et al.(2012, 2014)首次将嵌入式离散裂缝模型扩展到三维，并简单分析了天然裂缝和人工压裂缝动态行为对渗流场及水平井产能的影响。嵌入式离散裂缝模型(EDFM)结合了双重介质模型和离散介质模型两者的优势，其精确度优于双重介质模型，又避免了离散裂缝模型复杂的非结构化网格剖分过程，直接采用原始正交或角点网格系统对裂缝性油气藏进行模拟，其只需要将基质部分剖分为结构网格，并将离散裂缝嵌入到基质网格之中，将裂缝处理为基质网格中的源汇项，这样降低了网格生成的难度，并在考虑裂缝动态行为的情况下无需重新生成背景网格，大大提高了计算效率。

因此，为了更加准确有效的模拟克深 5 气藏的水侵特征，提出合理的开发对策，本文采用嵌入式离散裂缝模型进行数值模拟。针对裂缝性气藏历史拟合难度大的问题，采用敏感性分析-生产动态拟合相结合、手工调整-自动调整相结合的思路开展拟合工作，充分结合气藏实际水侵动态，通过调整大裂缝，基质与裂缝网格属性场等关键参数，最终实现了全区历史拟合符合率为 91%，单井历史拟合符合率为 86%。基于历史拟合结果及开发主控因素分析，综合考虑不同采气速度、排水方式、排水规模、新井挖潜等因素，设计 12 套提采方案，预测模拟 20 年结果优选出方案 12 为气藏提高采收率方案，指导了克深 5 气藏下步调整对策，为克深 5 气藏提高采收率提供了依据。嵌入式离散裂缝模型在克深 5 气藏的成功应用，也为同类型气藏开展数值模拟及开发对策研究提供了重要的参考。

1 气藏概况

库车坳陷位于塔里木盆地北部，北与南天山断裂褶皱带以逆冲断层相接，南为塔北隆起，东起阳霞凹陷，西至乌什凹陷，是一个以中、新生代沉积为主的叠加型前陆盆地。坳陷自北向南划分为“两带一凹”，即克拉苏冲断带、拜城凹陷、秋里塔格冲断带。克拉苏冲断带是南天山南麓第一排冲断构造，南北向以克拉苏断裂为界可进一步划分为克拉区带和克深区带。克深区带东西向按构造特征可分为五段：阿瓦特段、博孜段、大北段、克深段、克拉段，南北向被克拉苏断裂次生的多条次级逆冲断裂切割，发育 6 排构造，其中克深 5 号构造位于克深区带克深段第二排构造。

克深 5 气藏主要储气层位为白垩系巴什基奇克组，钻揭白垩系巴什基奇克组厚度为 172~306 m，按照岩性和旋回特征可将巴什基奇克组划分为三段，该区块第一段遭受不同程度的剥蚀，从东向西逐渐减薄，第二、第三段厚度分布稳定。沉积特征表现

超星·期刊

为辫状河三角洲、扇三角洲沉积，岩石类型以岩屑长石砂岩为主，长石岩屑砂岩次之。储层平均测井孔隙度为 5.4%；平均测井渗透率为 0.055×10^{-3} μm^2，物性差异较小。高角度裂缝发育，储层间没有明显隔层，因此纵向上将白垩系巴什基奇克组作为一套含气储层。原始地层压力分别为 109.17 MPa，地层温度 152 ℃，静压梯度 0.28 MPa/100 m，温度梯度 2.16 ℃/100 m，克深 5 气藏是一个裂缝性异常高压特低渗层状边水干气气藏。

截至 2023 年 9 月底，克深 5 气藏总采气井数 11 口，其中见水井数 8 口(克深 5-1、508、503、5-5、5-3、505、506、504 井)，开井数 8 口，日产气 89.97 万 m^3/天，日产水 560 t，综合水气比 6.22 t/万 m^3。气藏见水主要表现为沿裂缝快速水淹的特征，构造西部表现的尤其明显，西部克深 5-5 井避水高度 376.84 m，无水采气期仅 411 天。气藏见水后，整体产能由 285 万 m^3/天下降至目前的 90 万 m^3/天，气藏采出程度仅为 16%。为明确气藏水侵特征，提出调整对策，从而提高气藏采收率，需要开展气藏水侵数值模拟及开发对策研究。

2　嵌入式离散数值模拟模型建立

基于气藏类型和地质建模的成果，以及现有的工作条件，考虑到该储层为低渗储层，裂缝系统发育。本次数值模拟采用专为裂缝型储层开发的非结构化网格数值模拟器 CLOUD。同时由于气藏属于裂缝-孔隙型气藏，为了更好描述储层特征，采用嵌入式离散裂缝模型进行模拟，考虑到裂缝系统与基质系统渗流规律不同，因此在模拟过程中两套系统采用不同的相对渗透率曲线。

建立双孔双渗(中小尺度裂缝等效)+EDFM(大尺度裂缝)气藏数值模拟模型，双孔双渗模型网格总数 590 万(dx=dy=100, dz=1.5)，建立的双重介质裂缝、大尺度裂缝模型见图 1~3。

3　历史拟合

3.1　历史拟合思路

在多尺度离散裂缝模型上开展生产历史拟合(定产气，拟合井口压力及产水)。克深 5 气藏非均质性强、单井行为差异大、生产历史较长，历史拟合工作量大。气藏裂缝发育，各级裂缝是流动主控因素，但裂缝预测准确度低，且缺乏准确计量的产水数据、核水次数有限，拟合结果多解性较强，不确定性较大。考虑到历史拟合难度高、工作量大，采用敏感性分析-生产动态拟合相结合、手工调整-自动调整相结合的思路开展工作。具体的工作流程 如下：

敏感性分析：通过定量评价参数对数值模拟结果的敏感程度，研究敏感性较大的参数在历史拟合

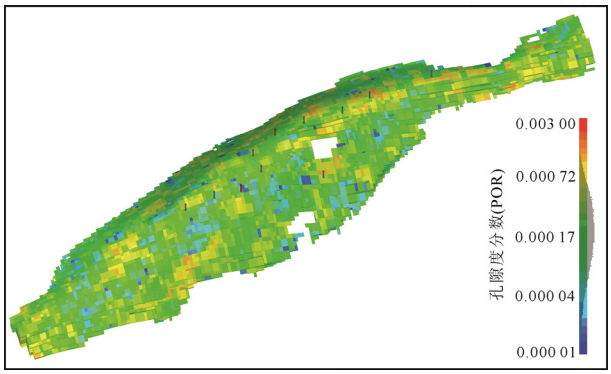

图 1　双重介质裂缝系统孔隙度
Fig. 1　Porosity of dual media fracture system

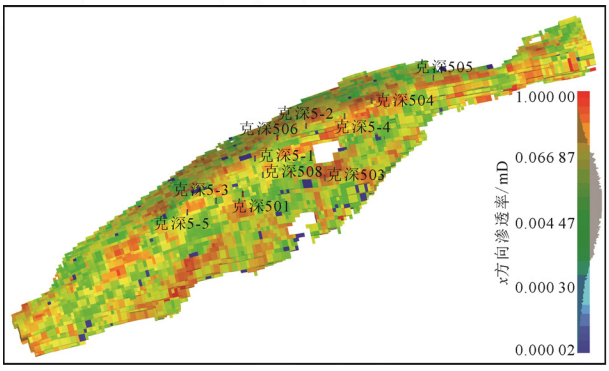

图 2　双重介质裂缝系统渗透率
Fig. 2　Permeability of dual media fracture system

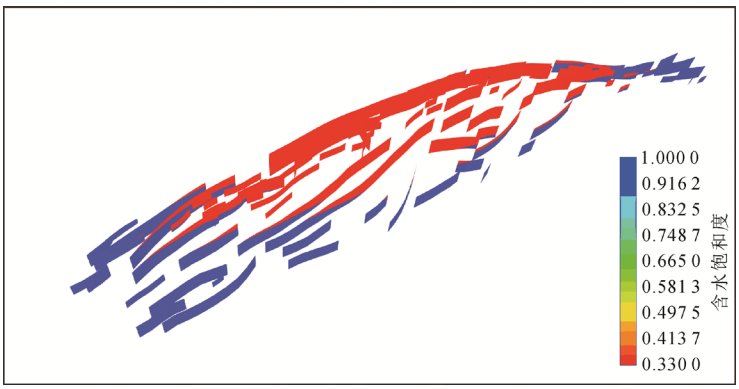

图 3　大尺度裂缝含水饱和度
Fig. 3　Water saturation of large-scale fractures

超星·期刊

中的作用。

手工调整：依靠气藏工程经验，对属性场、裂缝位置等进行方向性探索。确定合理的调整模式、认识各井动态规律。

自动调整：利用自动化历史拟合算法，在设定的区间内微调各参数，寻找最佳值。

(1)基质或裂缝网格属性场的修改

基质或裂缝网格属性场的修改流程如下：分基质网格、裂缝网格两个系统独立进行。结合不确定性和敏感性分析，选择 7 种对气藏生产影响较大的属性进行重点调整(表 1)。通过每个网格的属性乘数来改变原属性场。只需要调整井点上的乘数值，井间区域通过克里金方法插值获得。

表 1 拟合修改参数评价

Table 1 Evaluation of modifying parameters for fitting

参数	是否可靠	是否敏感
基质净毛比	×	√
基质孔隙度	√	√
基质渗透率	×	√
基质中水的相渗最大值	×	×
裂缝净毛比	×	×
裂缝孔隙度	×	×
裂缝 x 方向渗透率	×	√
裂缝 y 方向渗透率	×	√
裂缝 z 方向渗透率	×	√
裂缝中水的相渗最大值	×	√
基质-裂缝窜流系数	×	√

(2)大裂缝的修改

大裂缝的参数修改流程如下：大尺度裂缝是重要的水窜通道，近井裂缝的位置、渗透率等对计算结果影响巨大。克深 5 气藏深度大，地震资料可靠性低，单片裂缝预测准确度低，可对其进行平移、旋转及调整属性等操作。裂缝建模成果包括一组断层级裂缝及一组大尺度裂缝(45 条)。根据敏感程度选择要调整的裂缝，见表 2。

表 2 裂缝拟合参数调整

Table 2 Adjustment parameters of fractures fitting

单裂缝片调整参数	是否敏感	备注
x 方向平移量	√	/
y 方向平移量	√	/
z 方向平移量	√	/
渗透率乘数	√	/
孔隙度乘数	×	/
开度乘数	√	通过影响 K 发生作用，与 K 高度相关

(3)其他关键参数修改

其他关键参数包括基质网格中断层的传导率、井指数的乘数、水体体积等三类。各井况、裂缝钻遇情况均不相同，需调整井指数乘数。由于模型范围有限，外部水体体积具有不确定性，根据拟合情况，在模型边界添加 3 个数值水体的水体体积大小作为不确定性参数。

3.2 历史拟合分析

(1)产水规律分析

结合构造特征及裂缝研究认识，整体产水东西两侧靠近边水的井产水较多，中部构造高部位产水较少。气井均表现出裂缝水窜和边水上窜的特点，气井压力恢复试井曲线形态分析表明，见水井的双对数曲线都具有典型的裂缝井的特征，而裂缝特征不明显的井到目前产水较少，多为滞留水。见水井 5 口，气藏东西翼气井见水特点差异大，整体东西两侧靠近边水的井产水较大，中部构造高部位井产水较少；根据各单井投产时间和生产历史，各井见水顺序由早到晚：克深 503>克深 5-5>克深 5-3>克深 508>克深 505；截止目前累产水超过 1 万 m^3 的井有 3 口，分别是：克深 5-5、克深 5-3、克深 505 井。克深 5-5、5-3、505 井，表现出前期不产水，后期产水跃升的现象，疑似裂缝或断层型见水，克深 508 井，前期产水，中期不产水，后期出现跃升现象，前期产水疑似成藏滞留水，后期为裂缝或断层型见水；克深 503 井，表现出产气量突然下降，产水量跃升现象，有水锁的迹象，见水类型表现出裂缝型见水；克深 5-1 井，开井见水，产水量较低，后期有波动，但波动幅度不大，初步判断水源为成藏滞留水，克深 5-2、5-4、501、504、506 井，产水量较低，日产水约 2~3 m^3/天左右，初步判断为成藏滞留水。

(2)历史拟合全区结果

在各井定日产气量下，拟合单井和全区日产水量，拟合得到的全区产气和产水量曲线见图 4，因为后期个别气井存在放喷情况，因此后期全区产水量相对误差较高，但气藏内气井生产动态见水时间拟合达到了较高的拟合精度。全气藏压力拟合情况基本与现有的认识相符，如图 5 所示。

(3)单井历史拟合结果分析

以构造西部克深5-5井为例，开展单井历史拟合结果分析，克深 5-5 井位于气藏西部高点，生产井段在气层顶部，钻井过程中泥浆漏失严重，漏点单一，结合成像测井曲线，该井周边发育有大裂缝和中小尺度裂缝。克深 5-5 井产气和产水生产曲线见图 8，可以发现，该井见水是边水通过断层和裂缝窜入井底，边水突破后该井产气量急剧下降。

超星·期刊

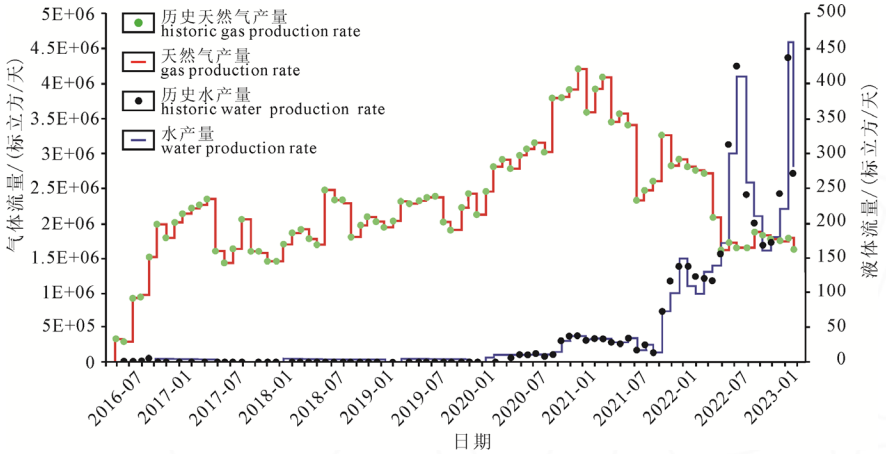

图 4　全区日产气和日产水量

Fig. 4　Daily gas and water production in the entire region

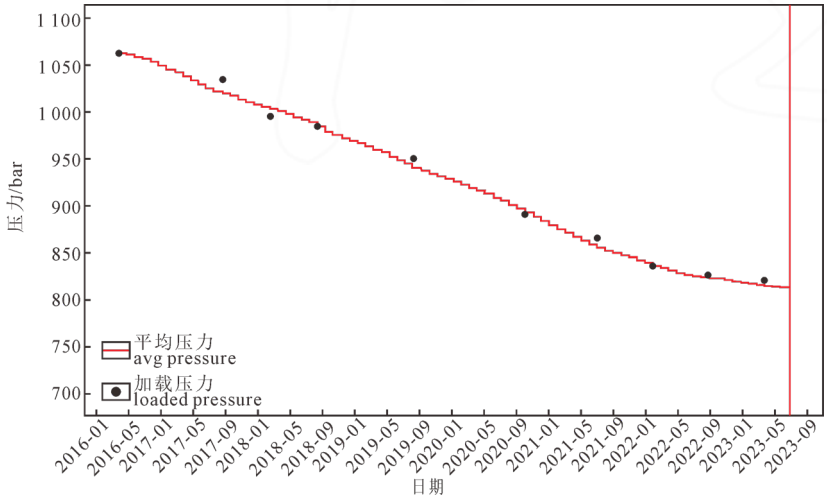

图 5　地层压力拟合曲线

Fig. 5　Fitting curve of formation pressure

气藏西部大裂缝有效性较好，是水窜的主要通道，小裂缝集中度较高且顺断层，加剧了边水沿裂缝窜流的速度，边水沿着断层进入井内，因此推测该井的见水类型主要为“断层水窜型”。结合克深 5-5 井区水平最小主应力和最大似然属性(如图 6 所示)，添加 3 条裂缝，另外根据钻井漏失情况，克深 5-5 井周边发育有高渗透性裂缝(如图 7 所示)，故该井的拟合重点在双孔双渗系统中的裂缝系统，调整克深 5-5 井附近小尺度裂缝渗透率。通过调整裂缝的位置、渗透率，以及双孔双渗裂缝系统中裂缝孔隙度、渗透率、基质净毛比(平面和纵向上)，水体周边基质及裂缝参数(平面和纵向上)，水侵速度完成历史拟合，拟合曲线见图 8。其他井同理拟合曲线见图 9。根据地质、气藏动态特征，通过调整主要影响因素进行拟合，最终单井拟合吻合率达到 86%。

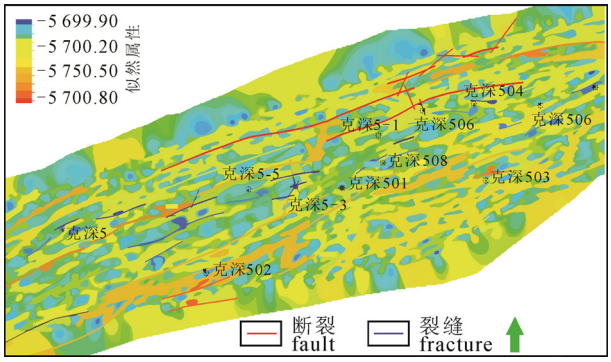

图 6　克深 5-5 井周边最大似然属性

Fig. 6　Likelihood properties around well KeS5-5

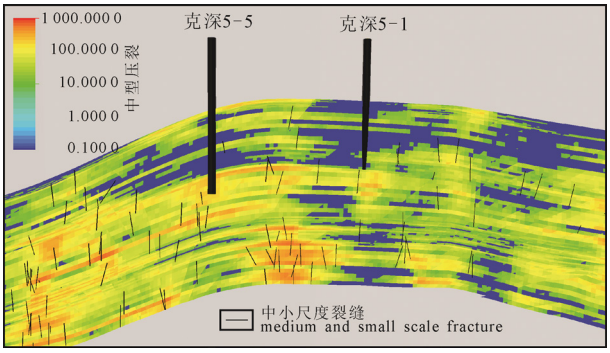

图 7　克深 5-5 井周边小尺度裂缝发育情况

Fig. 7　Development of small-scale fractures around well KeS5-5

超星·期刊

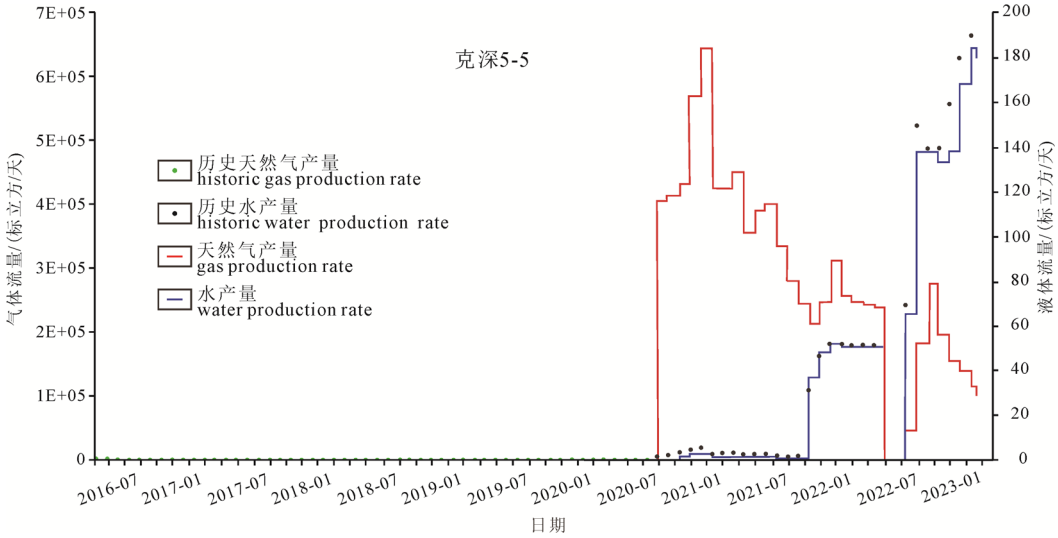

图 8 克深 5-5 井历史拟合曲线

Fig. 8 Historical fitting curve of well KeS5-5

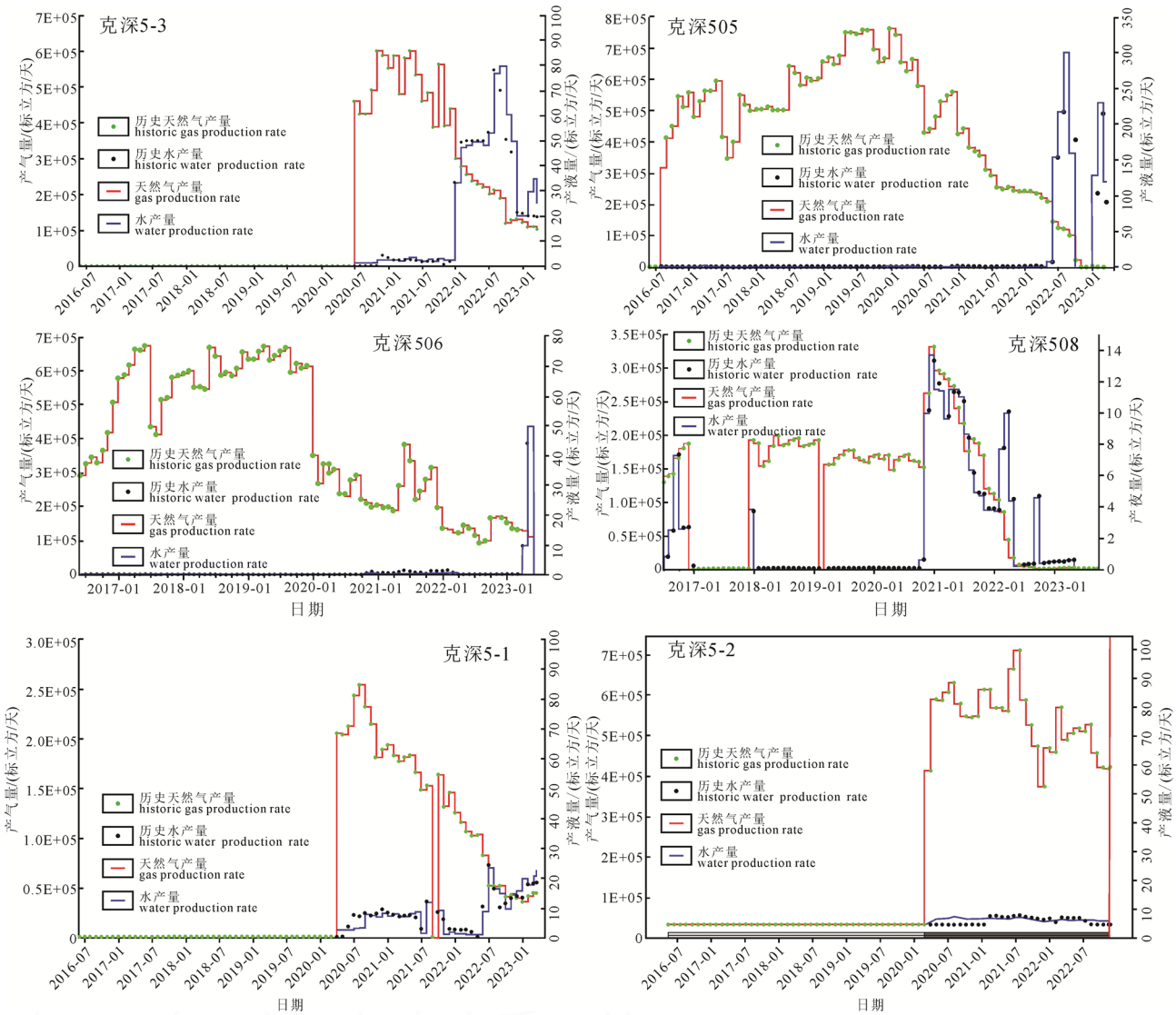

图 9 其他单井历史拟合曲线

Fig. 9 Historical fitting curves of other single wells

(4)剩余气分布

克深 5 气藏数值模型西部地层水主要沿着大断层非均匀突进至井底，东部地层水沿着缝网较均匀抬升，西部大断层之间仍富集大量剩余气。气藏巴

超星·期刊

一段、巴二段剩余气储量丰度如图 10 所示，可以看出，气藏剩余气较富集区域为克深 5-2—克深 5-4—克深 504 井区构造高点南侧。

4　开发技术政策优化研究

4.1　开发效果主控因素分析

在拟合调整后的模型基础上开展模拟，改变裂缝渗透率、水体倍数，研究影响规律。

修改模型中断层级裂缝和大尺度裂缝的渗透率。若大裂缝渗透率升高，气藏见水时间提前、产水明显增多，但渗透率降低对开发影响不大。对于钻遇或靠近大裂缝的单井，大裂缝渗透率对单井见水规律影响极大。

修改裂缝介质网格的渗透率，研究微裂缝渗透率对开发效果的影响(K*x*、K*y*、K*z* 同时变化)。微裂缝渗透率变化对气田见水影响显著：渗透率越低，产水上升越缓慢、累产水越少。且与大裂缝渗透率的影响不同，微裂缝渗透率降低后，产水也发生下降。与大裂缝不同，除对含水有较大影响外，微裂缝渗透率还显著影响着单井底流压，微裂缝介质连续发育，是沟通井与水体、基质、大裂缝间的桥梁，是流体流动的主要空间，因此微裂缝渗透率越低，气井压力下降越快，生产压差越大。

模型利用数值水体刻画边水影响，最佳拟合方案水体倍数为 4.6 倍。调整水体体积为原模型的 0.5、1、2、4 倍，对比对产水的影响，水体倍数与产水之间并非线性关系。扩大或降低原模型水体体积，产水均大幅下降：水体体积越大，能量供给越充分，气藏压力下降越少，水侵越缓慢。相比于裂缝渗透率，水体体积变化对产水的影响略小，且只影响产水幅度，基本不影响见水时间点。

采气速度是影响水侵的关键因素。按采气速度 1%、2%、3%、4%、5%修改原模型(各方案中单井配产相同)，进行开发预测。采气速度超过 2%后，最终累产气几乎不再升高，但产水仍线性增加。建议维持采气速度 2%生产。

克深 5 气藏成窄条带状，多尺度裂缝发育，翼部相对平缓，两侧水侵严重，适合采用排状井网开发。结合含气面积，按单排、双排分别部署气井。按 2%采气速度进行生产(气水比超过 8 m^3/万 m^3 关井)。双排布井初期采气效果好，但最终累产气小于单排布井，且见水时间早、累产水较多。因此推荐沿轴部部署单排气井开发。

在单排直井方案基础上，对比单排水平井开发效果(气水比超过 8 m^3/万 m^3 关井)。水平井开发最终累产气显著高于直井开发、产水远小于直井开发。实际开发过程中，应结合钻完井成本做进一步分析。

4.2　方案设计与指标预测

克深 5 气藏的大多数高产井位于构造的高部位和构造的裂缝发育带，且与气藏的主要水侵方向连通。因此，研究区开展排水采气，这对保护高产井和稳定主产区采气至关重要。克深 5-3 和克深 5-5 相继水淹，表明西部边水的入侵范围在继续扩大，这对稳定主产区采气已经产生了严重影响。依据克深 5 气藏开采以来的动态特点表明，边水具有一定的能量，但对气藏补给的能力一般，边水表现出次活跃特征，这对开展排水采气提供了重要的地质条件。相似气藏开发实践表明(钟孚勋，2002；王振彪等，2018；吕志凯等，2022)：在气藏边部开展排水采气，不仅有必要而且可行。

基于数值模拟结果、剩余气分布、主控因素分析，考虑气藏不同采气速度、排水方式、排水规模和新井挖潜等指标，设计基础方案一套作为对比方案，即按气藏目前采气速度开发不做任何调整，设计气藏产能分别为 220、150、105 万 m^3/天，在不同的产能下分别设计不同防治水对策(不排水、排水、堵水)、部署不同井型新井等方案，具体方案见表 3。模拟 15 年对比不同方案的开发效果，见表 4。

可以看出，在气藏产能 220 万 m^3/天情况下，各方案指标预测结果：不做任何调整，预测 30 年累产气为 69.40 亿 m^3，采出程度为 15.5%；方案 2-1、2-2 预测 30 年累产气分别为 79.20 亿 m^3、92.60 亿 m^3，采出程度分别为 17.6%、16.8%；方案 3-1、3-2 预测

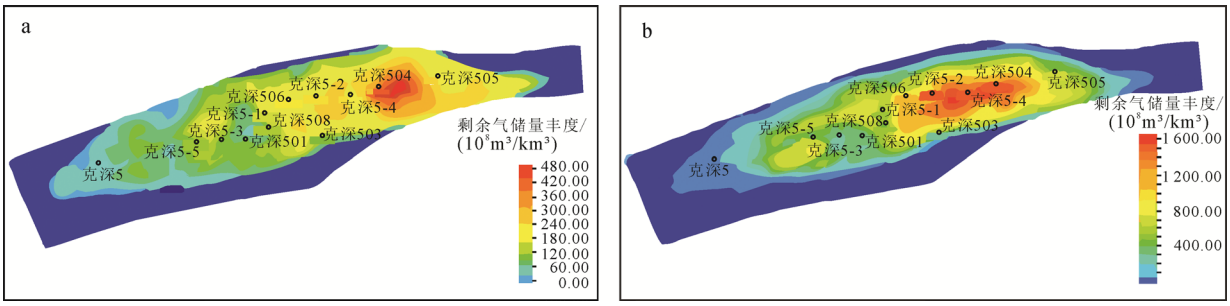

图 10　巴一段(a)、巴二段(b)剩余气储量丰度图

Fig. 10　Abundance of remaining gas reserves in Ba 1 (a) and Ba 2 (b) sections

超星·期刊

表 3 克深 5 气藏提采方案设计表

Table 3 Design for enhanced oil recovery plan of the Keshen 5 gas reservoir

方案名称	气藏配产/(万 m^3/天)	方案要点	新井井数	新井配产
对比方案	220	1、不做任何调整	0	/
方案 2-1	220	1、KeS505, 502, 503, 5, 5-5 排水 2、KeS503 北部部署 1 口定向井作为产能补充井	1	定向井: 20 万 m^3/天
方案 2-2		1、KeS505, 502, 503, 5, 5-5 排水 2、KeS503 北部部署 1 口大幅度斜井作为产能补充井	1	大幅度斜井: 20 万 m^3/天
方案 3-1		1、KeS505, 502, 503, 5, 5-5 排水，西部布署 1 口大幅度斜井排水 2、鞍部部署 2 口井作为产能补充井(KeS503 北部定向井, KeS501 北部水平井)	3	定向井: 20 万 m^3/天 水平井: 30 万 m^3/天
方案 3-2		1、KeS505, 502, 503, 5, 5-5 排水，西部布署 1 口大幅度斜井排水 2、鞍部部署 2 口井作为产能补充井(KeS503 北部水平井, KeS501 北部定向井)	3	定向井: 20 万 m^3/天 水平井: 30 万 m^3/天
方案 4	150	1、不排水	0	/
方案 5		1、边部老井 KeS505, 502, 503 排水	0	/
方案 6		1、边部老井 KeS505, 502, 503 排水，西部部署 1 口排水井，鞍部部署 1 口产能补充井	2	定向井: 20 万 m^3/天
方案 7	105	1、降速，不排水	0	/
方案 8		1、边部老井 KeS505, 502, 503 排水	0	/
方案 9		1、边部老井 KeS505, 502, 503 排水，部署 1 口排水井 2、鞍部部署 1 口产能补充井	2	定向井: 20 万 m^3/天
方案 10	105	1、降速到 105 万 m^3/天，边部老井 KeS505, 502, 503 排水, KES5-5 堵水	0	/
方案 11		1、降速到 105 万 m^3/天，边部老井 KeS505, 502, 503 排水, KeS5-5 堵水，部署 2 口产能补充井	2	定向井: 20 万 m^3/天 水平井: 30 万 m^3/天
方案 12		1、降速到 105 万 m^3/天，边部老井 KeS505, 502, 503 排水, KeS5-5 堵水，部署 2 口产能补充井	2	定向井: 20 万 m^3/天 水平井: 30 万 m^3/天

表 4 不同方案下开发效果对比表

Table 4 Comparison table of development effects under different schemes

方案名称	气藏配产/(万 m^3/天)	方案要点	新井井数	废弃日期/年	累产气/亿 m^3	采收率
对比方案	220	不做任何调整	0	2029	69.40	15.5%
方案 2-1	220	4 口老井排水 1 口定向新井	1	2032	79.20	17.6%
方案 2-2		5 口老井排水 1 口大斜度新井	1	2031	92.60	16.8%
方案 3-1		5 口老井排水 3 口新井生产	3	2034	91.67	18.8%
方案 3-2		5 口老井+1 口新井排水 2 口新井生产	3	2035	95.38	19.6%
方案 4	150	不排水	0	2034	80.23	17.3%
方案 5		3 口老井排水	0	2035	85.60	18.5%
方案 6		3 口老井+1 口新井排水 1 口新井生产	2	2036	93.50	20.1%
方案 7	105	不排水	0	2032	83.80	18.1%
方案 8		3 口老井排水	0	2033	92.60	20.1%
方案 9		3 口老井+1 口新井排水 1 口新井生产	2	2034	104.00	22.5%
方案 10	105	3 口老井排水+KeS5-5 堵水	0	2033	87.90	19.0%
方案 11		3 口老井排水+KeS5-5 堵水 2 口产能补充井	2	2036	106.50	23.0%
方案 12		3 口老井排水+KeS5-5 堵水 2 口产能补充井	2	2037	111.10	23.7%

30 年累产气为 91.67 亿 m^3、95.38 亿 m^3，采出程度分别为 18.8%、19.6%。

在气藏产能 150 万 m^3/天情况下，各方案生产指标预测结果：方案 4，累产气 80.23 亿 m^3，采出程度为 17.3%；方案 5，边部克深 505、503、502 排水，累计产气 85.60 亿 m^3，采出程度为 18.5%；方案 6，边

超星·期刊

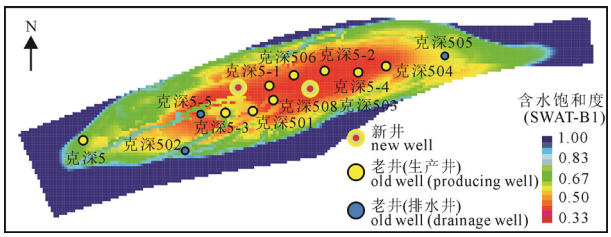

图 11　方案 12 井位部署图

Fig. 11　Well site deployment diagram of plan 12

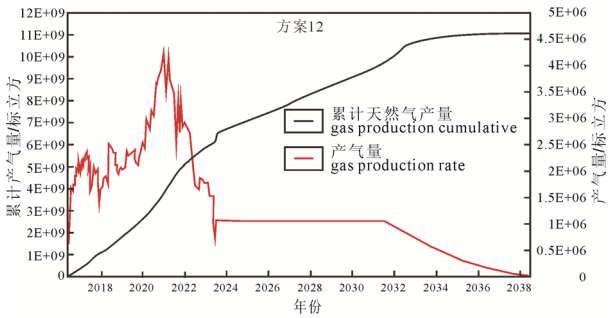

图 12　方案 12 生产指标预测

Fig. 12　Production index prediction for plan 12

部克深 505, 503, 502 排水+新井排水，部署一口产年累产能井，累产气 93.50 亿 m^3，采出程度为 20.1%。

在气藏产能 105 万 m^3/天情况下，各方案指标预测结果：方案 7，不排水，累计产气 83.8 亿 m^3，累计产水 53.79 万 m^3，采出程度为 18.1%；方案 8，边部克深 505、503、502 排水，累计产气 92.6 亿 m^3，累计产水 96.9 万 m^3，采出程度为 20.1%；方案 9，边部老井克深 505、502、503 排水，鞍部部署一口产能补充井在 503 附近，产量 20 万 m^3/天，另外西边部署一口大幅度斜井排水，累计产气 104 亿 m^3，累计产水 158.4 万 m^3，采出程度为 22.5%；方案 10，配产 150 万 m^3/天+堵水，累计产气 87.9 亿 m^3，采出程度为 19%；方案 11，配产 150 万 m^3/天+堵水+部署 2 口产能补充井，边部老井克深 505、502、503 排水，克深 5-5 堵水，部署 2 口产能补充井，累计产气 106.5 万 m^3，采出程度为 23%；方案 12，配产 150 万 m^3/天+堵水+部署 2 口产能补充井，边部老井克深 505, 502, 503 排水，克深 5-5 堵水，部署 2 口产能补充井，累计产气 111.1 万 m^3，采出程度为 23.7%。

综上，推荐方案 12 作为克深 5 气藏提采方案，即边部克深 505、502、503 井排水，克深 5-5 井堵水，鞍部部署 1 口水平井，克深 5-3 北部部署 1 口定向井。定向井产能 20 万 m^3/天；水平井产能 30 万 m^3/天。气藏整体产能 105 万 m^3/天。井位部署见图 11，方案指标见表 4 和图 12。

5　结论

(1)针对塔里木盆地克深 5 气藏储层特征，采用嵌入式离散裂缝模型(EDFM)开展克深 5 气藏数值模拟工作，采用敏感性分析-生产动态拟合相结合、手工调整-自动调整相结合的思路开展历史拟合工作，全区及单井历史拟合符合率高，嵌入式离散裂缝模型对于裂缝-孔隙型气藏适应性强，能够真实反应该类型气藏水侵特征。

(2)克深 5 气藏剩余气较富集区域为克深 5-2—克深 5-4—克深 504 井区构造高点南侧，可在该井区部署产能补充井。

(3)基于克深 5 气藏水侵认识及数值模拟结果，共设计了 3 种不同采气速度下(220 万 m^3/天、105 万 m^3/天、150 万 m^3/天)的不排水、边部老井排水、边部老井排水+部署产能补充井的 13 种提高气藏采收率的方案。根据模拟计算 15 年后气藏累产气、排水规模等因素，优选方案 12 为气藏最优提高采收率方案，即气藏配产 105 万 m^3/天，边部老井克深 505, 502, 503 排水，克深 5-5 堵水，鞍部部署一口水平井，克深 5-3 北部部署一口定向井，最终采出程度为 23.7%。

Acknowledgements:

This study was supported by PetroChina Company Limited (No. 2023ZZ14YJ04).

参考文献:

陈庆轩，2017. 有水气藏动态分析方法及应用研究[D]. 成都：西南石油大学.

黄朝琴，姚军，王月英，等，2011. 基于离散裂缝模型的裂缝性油藏注水开发数值模拟[J]. 计算物理, 28(1): 41-49.

刘念肖，王作豪，闵春荣，等，2022. 裂缝—孔隙型有水气藏开发数值模拟研究[J]. 天津化工, 36(1): 99-102.

罗涛，王阳，2002. 裂缝水窜气藏单井数值模拟研究[J]. 天然气工业, 22(S1): 95-97.

吕志凯，唐海发，刘群明，等，2022. 塔里木盆地库车坳陷超深层裂缝性致密气藏水封气动态评价方法[J]. 天然气地球科学, 33(11): 1874-1882.

孙致学，姜传胤，张凯，等，2020. 基于离散裂缝模型的 CO_2 增强型地热系统 THM 耦合数值模拟[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 44(6): 79-87.

王振彪，孙雄伟，肖香姣，2018. 超深超高压裂缝性致密砂岩气藏高效开发技术——以塔里木盆地克拉苏气田为例[J]. 天然气工业, 38(4): 87-95.

夏崇双，2002. 不同类型有水气藏提高采收率的途径和方法[J]. 天然气工业, 22(S1): 73-77.

张世明，严侠，孙红霞，等，2014. 基于离散裂缝模型的裂缝性介质等效渗透率求解新方法[J]. 科学技术与工程, 14(16): 34-40, 54.

张岩，郑智君，鲁改欣，等，2010. 三维地质建模与数值模拟技术在裂缝型有水气藏开发中的应用[J]. 天然气地球科学, 21(5): 863-867.

钟孚勋，2002. 四川盆地天然气开发实践与认识[J]. 天然气工业, 5(S1): 8-10, 12.

超星·期刊

References:

CHEN Qingxuan, 2017. Research on Dynamic Analysis Method and Application of Water Drive Gas Reservoir[D]. Chengdu: Southwest University of Petroleum(in Chinese with English abstract).

HUANG Zhaoqin, YAO Jun, WANG Yueying, et al., 2011. Numerical simulation on water flooding development of fractured reservoirs in a discrete-fracture model[J]. Chinese Journal of Computational Physics, 28(1): 41-49(in Chinese with English abstract).

LEE S H, JENSEN C L, LOUGH M F, 2001. Hierarchical modeling of flow in naturally fractured formations with multiple length scales[J]. Water Resources Research, 37(3): 443-455.

LI Liyong, LEE S H, 2008. Efficient field-scale simulation of black oil in a naturally fractured reservoir through discrete fracture networks and homogenized media[J]. SPE Reservoir Evaluation &. Engineering, 11(4): 750-758.

LIU Nianxiao, WANG Zuohao, MIN Chunrong, et al., 2022. Numerical simulation study on the development of fractured porous water-bearing gas reservoirs[J]. Tianjin Chemical Industry, 36(1): 99-102(in Chinese).

LÜ Zhikai, TANG Haifa, LIU Qunming, et al., 2022. Dynamic evaluation method of water sealed gas for ultra-deep fractured tight gas reservoir in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 33(11): 1874-1882(in Chinese with English abstract).

LUO Tao, WANG Yang, 2002. Research on individual well numerical simulation of fracture water breakthrough gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 22(S1): 95-97(in Chinese with English abstract).

MOINFAR A, VARAVEI A, SEPEHRNOORI K, et al., 2012. Development of a novel and computationally-efficient discrete-fracture model to study IOR processes in naturally fractured reservoirs[C]//SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa: SPE-154246-MS.

MOINFAR A, VARAVEI A, SEPEHRNOORI K, et al., 2014. Development of an efficient embedded discrete fracture model for 3D compositional reservoir simulation in fractured reservoirs[J]. SPE Journal, 19(2): 289-303.

NOORISHAD J, MEHRAN M, 1982. An upstream finite element method for solution of transient transport equation in fractured porous media[J]. Water Resources Research, 18(3): 588-596.

SUN Zhixue, JIANG Chuanyin, ZHANG Kai, et al., 2020. Numerical simulation for heat extraction of CO_2-EGS with thermal-hydraulic-mechanical coupling method based on discrete fracture models[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 44(6): 79-87(in Chinese with English abstract).

WANG Zhenbiao, SUN Xiongwei, XIAO Xiangjiao, 2018. Efficient development technologies for ultradeep, overpressured and fractured sandstone gas reservoirs: A case study of the Kelasu Gas Field in the Tarim Basin[J]. Natural Gas Industry, 38(4): 87-95(in Chinese with English abstract).

XIA Chongshuang, 2002. Ways and methods of enhancing recovery in various water-carrying gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 22(S1): 73-77(in Chinese with English abstract).

ZHANG Shiming, YAN Xia, SUN Hongxia, et al., 2014. An Efficient Calculation of Equivalent Permeability of Fractured Porous Media Based on Discrete Fracture Model[J]. Science Technology and Engineering, 14(16): 34-40, 54(in Chinese with English abstract).

ZHANG Yan, ZHENG Zhijun, LU Gaixin, et al., 2010. Application of Three-dinensional Geological Modeling and Numerical Simulation in Exploitation of Fractured Water-Gas Reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 21(5): 863-867(in Chinese with English abstract).

ZHONG Fuxun, 2002. Practice and knowledge of natural gas development in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 5(S1): 8-10, 12(in Chinese with English abstract).