

https://doi.org/10.3799/dqkx.2022.449



华北平原典型深部碳酸盐岩热储增产改造技术

王贵玲^{1,2}, 岳高凡^{1,2*}, 蔺文静^{1,2}, 马峰^{1,2}, 刘彦广^{1,2}

1. 中国地质科学院水文地质环境地质研究所, 河北石家庄 050061

2. 自然资源部地热与干热岩勘查开发技术创新中心, 河北石家庄 050061

摘要: 华北地区地热资源丰富, 新发现的蓟县系高于庄组热储层开发利用潜力更大。然而, 高于庄组存在裂缝非均质性强、储层产能低等问题。选取华北平原典型高于庄组地热井, 进行了酸化压裂和加砂压裂两种改造技术的实验研究和现场增储改造, 分析了改造不同阶段的压力监测曲线, 进行了改造效果的评估, 并初步提出了储层评价—改造设计—效果评价综合技术方法。结果显示, 雄安新区高于庄组热储酸化压裂改造后涌水量由 4.72 m³/h 增加到 44.10 m³/h, 单位涌水量由 0.024 m³/h·m 增加到 0.745 m³/h·m; 沧县隆起高于庄组热储加砂压裂使得单位涌水量由 3.009 m³/h·m 翻倍式增加至 6.158 m³/h·m, 单位涌水量增加 1 倍多, 增产改造效果显著。

关键词: 碳酸盐岩热储; 增产改造技术; 酸化压裂; 加砂压裂; 华北平原; 水文地质学。

中图分类号: P641

文章编号: 1000-2383(2024)04-1470-17

收稿日期: 2022-09-17

Deep Carbonate Geothermal Reservoir Production Enhancement Technology in North China Plain

Wang Guiling^{1,2}, Yue Gaofan^{1,2*}, Lin Wenjing^{1,2}, Ma Feng^{1,2}, Liu Yanguang^{1,2}

1. Institute of Hydrogeology and Environmental Geology, Chinese Academy of Geological Sciences, Shijiazhuang 050061, China

2. Technology Innovation Center of Geothermal and Hot Dry Rock Exploration and Development, Ministry of Natural Resources, Shijiazhuang 050061, China

Abstract: North China area is rich in geothermal resources. The newly discovered Gaoyuzhuang geothermal reservoir in the Jixian System has even greater potential for development and utilization. However, there are issues such as high fracture in homogeneity and low productivity in Gaoyuzhuang Formation. Two typical geothermal wells in the Gaoyuzhuang Formation of the North China plain were selected for experimental study and in-situ application of two reconstruction techniques, acid and sand fracturing. The efficiency is evaluated by analyzing the pressure curves at different stages. An integrated technical approach to geothermal reservoir evaluation-plan design-effect evaluation is presented. The water output increased from 4.72 m³/h to 44.10 m³/h after acid fracturing of the Gaoyuzhuang geothermal reservoir in Xiong'an New Area, and the unit water surge increased from 0.024 m³/h·m to 0.745 m³/h·m. The sand fracturing of the Gaoyuzhuang reservoir in the Cangxian uplift has doubled the unit gushing water from 3.009 m³/h·m to 6.158 m³/h·m. Both methods show significant productivity gains.

基金项目: 中国地质科学院项目(No. SK202306).

作者简介: 王贵玲(1964—), 男, 研究员, 博士, 主要从事地热地质研究。ORCID: 0000-0002-2916-7360. E-mail: ihewangguiling@sina.com

* **通讯作者:** 岳高凡(1989—), 男, 副研究员, 博士, 主要从事地热地质、多场耦合研究。E-mail: gaofan3904@163.com

引用格式: 王贵玲, 岳高凡, 蔺文静, 马峰, 刘彦广, 2024. 华北平原典型深部碳酸盐岩热储增产改造技术. 地球科学, 49(4): 1470-1486.

Citation: Wang Guiling, Yue Gaofan, Lin Wenjing, Ma Feng, Liu Yanguang, 2024. Deep Carbonate Geothermal Reservoir Production Enhancement Technology in North China Plain. *Earth Science*, 49(4): 1470-1486.

Key words: carbonate geothermal reservoir; reservoir enhancement technology; acid fracturing; sand fracturing; hydrothermal in North China plain; hydrogeology.

0 引言

地热能作为新能源领域的研究热点之一,对于缓解气候变化、促进能源转型具有重要意义。华北平原京津冀地区是我国重要的经济带之一,同时也是水热型地热资源主要的富集区(蔺文静等, 2013; 王贵玲等, 2017, 2020),大力开发利用地热资源对于调整区域能源结构、缓解雾霾、促进经济社会发展具有重要作用。

华北平原前期主要的开发利用热储层包括新近系明化镇组热储(Nm)、新近系馆陶组热储(Ng)、古近系东营组热储层(E)、中生界寒武系—奥陶系热储层(O-C)、蓟县系雾迷山组热储(Jxw)(陈墨香等, 1996; 张德忠等, 2013; 王贵玲等, 2017; 刘明亮等, 2020)。中国地质调查局在雄安新区和河北献县实施的地热钻孔揭露蓟县系高于庄组热储,研究表明高于庄组热储温度更高、潜力更大(王贵玲等, 2020),而且回灌条件下的开发利用不会引起地质环境问题(马峰等, 2021; 岳高凡等, 2021),有望成为华北地区未来的主力热储层。

高于庄组热储岩性主要为白云岩,受微生物礁滩、构造隆升、破裂及溶蚀作用影响(李朋威等, 2020),储层裂缝非均质性强(魏广仁, 2020)。地热钻井很可能位于裂缝欠发育带,造成热水产量不足,无法满足开发利用需求。如雄安新区容城凸起D22井,天然裂缝发育程度远低于距离200 m处的D16井(Yue *et al.*, 2022),完井后的抽水试验表明水位降深196.68 m时,涌水量仅为4.72 m³/h;沧县隆起献县GRY1井降深43.74 m时,涌水量约为60 m³/h,均无法满足后期开发利用需求。因此,针对低产能地热井进行储层改造是必要措施。

碳酸盐岩储层改造在石油领域应用较广,国内专门针对地热储层的改造始于20世纪90年代,分别在陕西(许宗余, 1991)、山东(姬永红, 2017)、浙江(何铁柱和孙振添, 2019)等地进行了水力压裂、酸化压裂等相关工作。华北平原碳酸盐岩热储改造始于北京、天津(王贵玲等, 2020)的寒武系、奥陶系热储层。随着开发深度的增加,蓟县系雾迷山组也采用了储层改造技术以增加地热井产能,如天津DL-24地热井热储层为蓟县系雾迷山组,于2000年

成井,最大出水量140 m³/h,出水温度90℃。后期开发利用导致出水量减少至100 m³/h,水温81.4℃,产能严重衰减。经过酸化压裂改造后,该井最大出水量增加至157 m³/h,水温恢复至89℃。北京双桥地热田东南部的京通4号地热井(李文等, 2019),取水段为1 730.00~2 800.88 m,前期的抽水和回灌实验结果显示单位涌水量为23.80 m³/d·m,单位回灌量仅为9.09 m³/d·m。经过酸化压裂单位涌水量上升到56.75 m³/d·m,单位回灌量上升到44.6 m³/d·m。河北省地矿局第三水文工程地质大队于2008年对牛驼镇凸起的两眼地热井进行了基质酸化(李砚智和田京振, 2009),经过酸化单位出水量分别提高3.56倍和5.40倍,温度分别提高3℃和4℃,效果显著。在酸化机理方面,国内学者同样进行了大量研究,如林天懿等(2018)结合室内酸岩反应,通过引入表皮系数,研究了北京蓟县系雾迷山组白云岩酸化压裂机理。

综述目前碳酸盐岩热储改造实例可以发现,国内外主要的技术包括基质酸化、酸化压裂和加砂压裂(李德威和王焰新, 2015; 朱丽君和刘国良, 2015; 谭现锋等, 2016),针对深部热储层酸化压裂和加砂压裂往往能获得更好的效果。已有的研究集中于浅部热储的改造机理和现场试验,对于深部热储的研究较少,特别是针对埋藏更深、温度更高和非均质性强的蓟县系高于庄组热储的增产改造更是鲜见报道。

本文以华北平原雄安新区和沧县隆起典型深部高于庄组热储为研究对象,选取典型地热井,进行了酸化压裂和加砂压裂两种改造技术的现场应用,分析了改造不同阶段的压力监测曲线,进行了改造效果的评估,为地热资源高效开发利用提供了理论保证和技术支持。

1 地质背景

华北平原属于渤海湾盆地一部分,渤海湾盆地是一个以新生代为主的中—新生代叠合断陷盆地,自太古宙以来经历了一系列构造运动,其中对研究区格局影响最大的主要包括芹峪运动、蓟县运动、加里东运动、印支运动、燕山运动和喜马拉雅运动

(邱楠生等, 2017), 导致地层抬升和剥蚀(Wang, 2021), 盆地内发育一系列 NE、NWW、近 EW 向的张性大断裂, 总体表现为凹凸相间的构造格局(毛翔等, 2020)。

本次研究的两个场地分别位于冀中拗陷(容城凸起)和沧县隆起两个次级构造单元内(图 1)。两个场地的地层结构相似, 深部热储为蓟县系, 蓟县系上段为雾迷山组热储, 下段为高于庄组。上覆地层主要为新生界和古生界的地层。高于庄组热储经过多次构造运动, 在岩溶作用下形成孔、洞、缝发育的溶蚀型碳酸盐热储体, 热储非均质性强(王贵玲等, 2020; 唐博宁等, 2020; 魏广仁, 2020)。热储岩性为白云岩, 矿物以白云石为主, 岩心 XRD 测试结果表明白云石含量在 80% 以上, 其次为石英和粘土矿物。

2018 年中国地质调查局启动了冀中拗陷容城凸起的深部热储调查评价工作, D16 井是在雄安新区施工的第一批地热地质勘探井, 该井于 2 078 m 钻遇高于庄组地层, 于 3 003 m 停钻, 揭露高于庄组厚度 925 m, 3 000 m 深度地温为 76.75℃。通过现场

的降压试验获得高于庄组流量 171.4 m³/h 时, 降深 82.09 m, 渗透系数 0.360 m/d(王贵玲等, 2020)。D22 井位于 D16 井西侧约 200 m, 完钻井深 3 517 m, 但是, D22 井的降压试验表明该井天然情况下的出水量很低, 平均渗透率仅为几个毫达西(1 mD ≈ 10⁻³ μm²), 无法满足生产需求。D22 井一开井径 Φ444.5 mm, 井段 0~987.14 m, 二开井径 Φ311.2 mm, 井段 987.14~2 204.18 m, 三开井径 Φ215.9 mm, 井段 2 204.18~3 517.18 m, 钻井结构详见图 2。结合临井 D16 的水量情况和 D22 井测井结果, 分析 D22 井低产是两个方面的原因造成的: (1) 高于庄组热储层较浅部雾迷山组热储缝洞发育程度弱, 天然裂缝非均质性强, D22 井穿过裂缝数量有限, 与天然裂缝沟通能力差; (2) 钻完井过程中存在泥浆漏失堵塞过井裂缝。因此选用酸化压裂的方式进行改造。

GRY1 井位于京津冀地热资源梯级综合利用(献县)科研基地, 于 2017 年完钻, 井深 4 025.82 m, 井底温度大于 107℃(黄旭等, 2021; 张财华, 2021)。该井揭露高于庄组厚度 252.82 m, 采用 7in

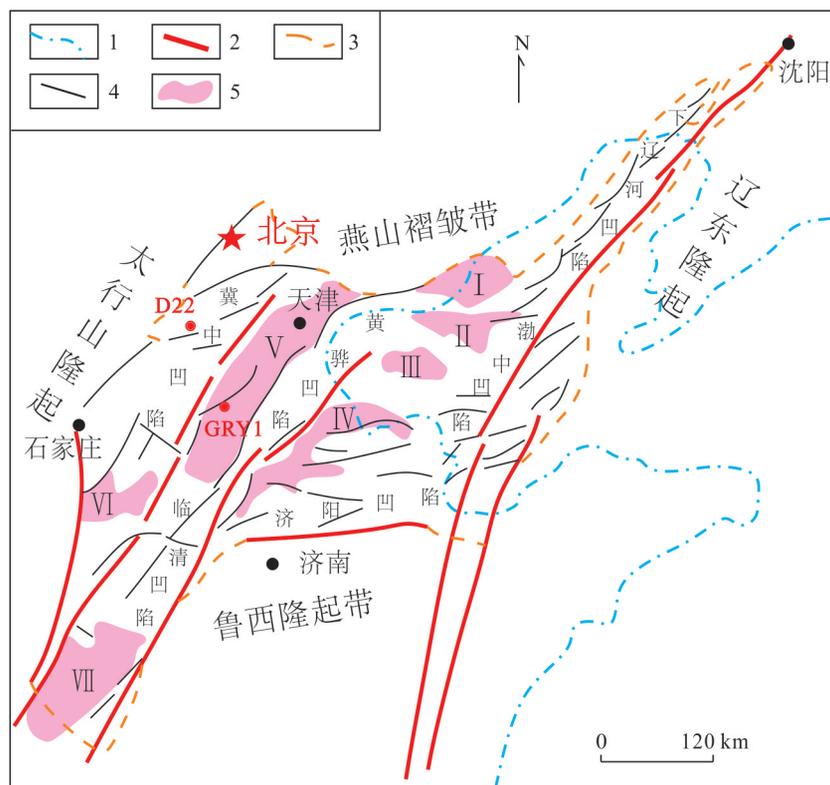


图 1 渤海湾盆地地质构造简图及井位分布

Fig. 1 Sketch map of geological structure and well distribution in Bohai Bay basin

1. 海岸线; 2. 边界断层; 3. 盆地边界; 4. 断层; 5. 隆起区; I. 姜各庄隆起; II. 石白坨—柏各庄隆起; III. 海中隆起; IV. 坦宁隆起; V. 沧县隆起; VI. 邢衡隆起; VII. 内黄隆起。据孙冬胜(2001)和龚育龄(2003)

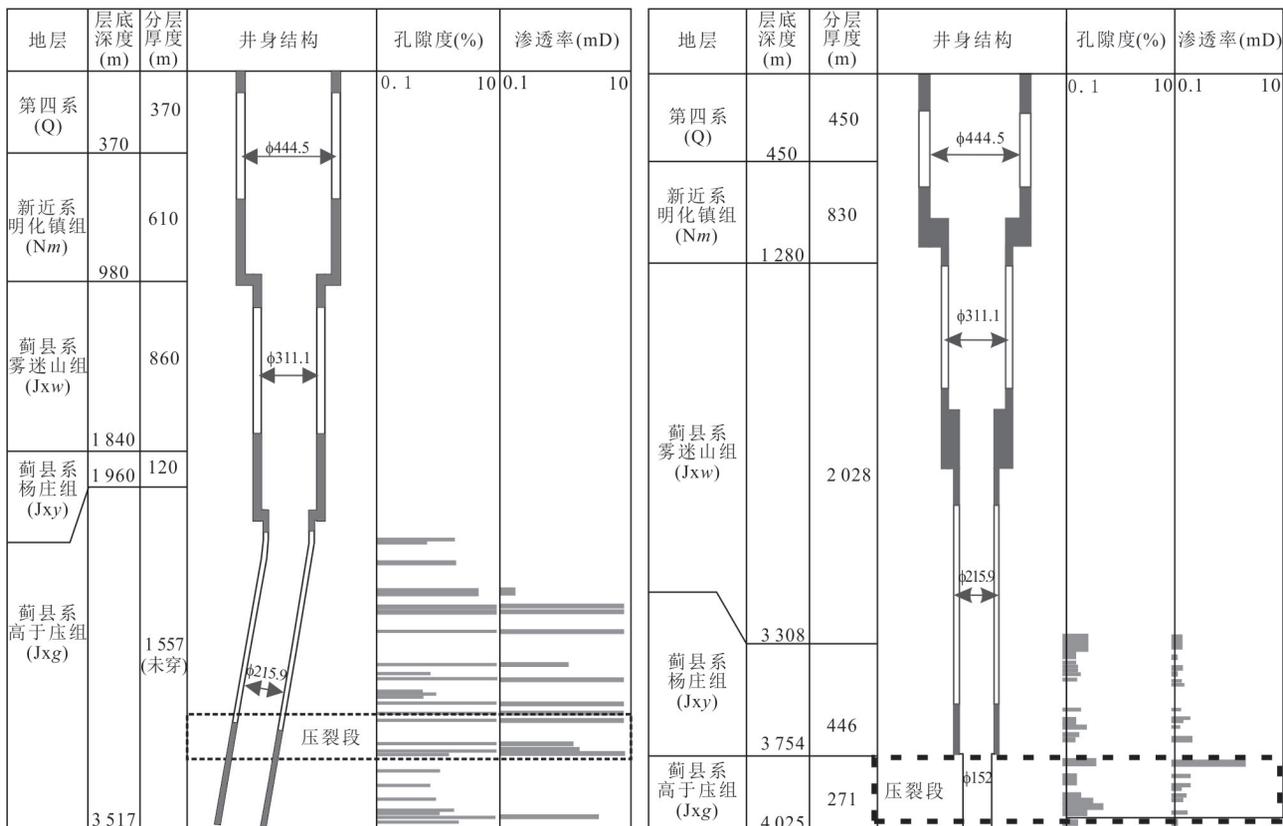


图 2 D22 井及 GRY1 井井身结构图

Fig.2 Structural diagram of D22 and GRY1 wells

套管固井+部分 6in 裸眼井段的完井方式(图 2), 降压试验表明最大降深 43.74 m 时, 最大涌水量 59.62 m³/h, 同样需要通过改造提高水量. 结合该井降压试验结果, 选择水力加砂压裂进行热储改造.

2 室内压裂实验

2.1 酸化压裂实验

针对 D22 井, 通过室内岩心溶蚀实验、酸蚀裂缝导流能力实验、酸液体系性能评价实验等, 确定了主体酸液采用 15% 盐酸+0.7% 稠化剂+1.5% 缓蚀剂+0.5% 铁离子稳定剂+0.5% 助排剂.

2.1.1 岩心溶蚀实验 岩屑溶蚀实验用于确定酸液浓度, 岩屑粉碎, 充分混合, 过筛(80 目筛网). 称重约 25 g 样品, 加入预加热至 60 °C 的不同浓度(15% 和 20%) 的 500 mL HCl 溶液中, 静置 60 min. 准备过滤设备, 称量滤纸. 过滤酸与样品的混合物, 用去离子水冲洗、干燥滤后的样品并称量, 利用质量差计算溶蚀率. 计算方法为:

$$\text{溶蚀率}(\%) = \frac{\text{初始样品质量} - \text{最终样品质量}}{\text{初始样品质量}} \times 100\%$$

不同酸液浓度(15% 和 20%) 对岩屑的溶蚀率结果见表 1. 在 60 °C 条件下, 反应 60 min 后, 15% HCl 对岩屑的溶蚀率分别为 78.1%、87.3% 和 86.9%, 平均为 84.1%. 20% HCl 对岩屑的溶蚀率分别为 82.3%、88.5% 和 87.2%, 平均为 86%.

同一酸液浓度下岩屑的溶蚀率出现差异, 推测是不同的岩屑矿物组成有所差异导致的. 但是总体上岩屑的溶蚀率均大于 80%, 表明 HCl 对于高于庄组热储可以产生很好的酸化改造效果. 20% HCl 相比于 15% HCl 具有更高的溶蚀率, 但是它们的平均差异仅为 2.1%. 考虑到酸化改造效果和酸液用量, 最终确定了 15% HCl 作为酸化改造主体酸液.

2.1.2 酸蚀裂缝导流能力实验 钻取岩心样品(直径 25 mm, 长度 80 mm), 人工造缝. 放入岩心流动仪, 标准盐水正向驱替, 测初始渗透率; 正向驱替酸液(15% HCl+0.5% 稠化酸胶凝剂+3% 缓蚀剂) 2PV(排量 0.5 mL/min); 正向驱替标准盐水, 直至渗透率稳定. 重复以上步骤.

酸蚀裂缝评价实验结果表明, 随着酸液的多级注入, 岩心渗透率先增大后减小, 最佳酸液加量为 2~8 PV(图 3); 多级注入酸液对改善储层渗流能力

表 1 不同浓度酸液岩屑溶蚀实验结果

Table 1 Experimental results of acid rock chip dissolution with different concentrations

岩屑取样深度(m)	酸溶反应温度 (°C)	酸溶反应时间 (min)	15% HCl 溶蚀率(%)	20% HCl 溶蚀率(%)
3 158~3 160	60	60	78.1	82.3
3 174~3 176	60	60	87.3	88.5
3 178~3 180	60	60	86.9	87.2

表 2 酸蚀裂缝渗流能力测试结果

Table 2 Acid-etching fracture seepage capacity test results

序号	驱替介质	排量(mL/min)	渗透率(mD)
1	标准盐水	0.5	5.5
2	酸液	0.5	5.3
3	标准盐水	0.5	33.4
4	酸液	0.5	35
5	标准盐水	0.5	61.3
6	酸液	0.5	63.1
7	标准盐水	0.5	132.2
8	酸液	0.5	134.2
9	标准盐水	0.5	208
10	酸液	0.5	205.2
11	标准盐水	0.5	127.6

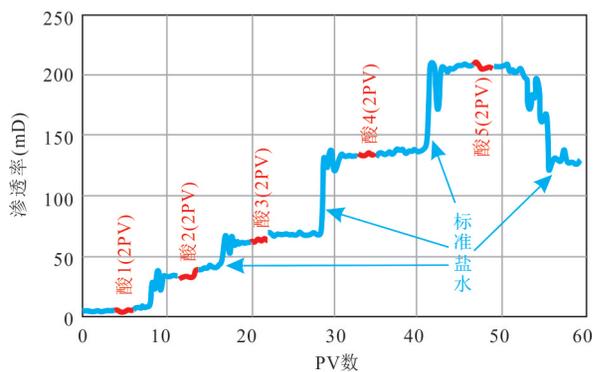


图 3 酸蚀裂缝渗流能力测试结果

Fig.3 Acid-etching fracture seepage capacity test results

是有明显效果的,有助于提高裂缝渗流能力(表2)。

2.1.3 酸液性能评价实验 本次研究通过酸盐反应动力学实验、酸蚀裂缝导流能力实验、酸液体系腐蚀速率实验,评价了酸液表观黏度、酸液配伍性、酸液流变性能、铁离子稳定能力、酸化助排剂界面张力。

通过酸液性能综合评价实验,获得了本次用酸的表观黏度 39 mPa·s,在 90 °C 和 170 s⁻¹ 剪切速率情况下,60 min 后仍能保持 17.62 mPa·s 的粘度。酸液配伍性良好,状态稳定,无分层、无絮凝物沉淀。铁离子稳定能力为 682.31 mg/mL。酸液能够满足酸化

压裂要求(表3)。

2.2 水力加砂压裂实验

针对 GRY1 井,通过室内实验确定了压裂液为低浓度羟丙基瓜尔胶络合交联压裂液,满足高温地层要求,压裂液配方:0.45%HPG+0.2% 高效粘土稳定剂+0.3% 助排剂+0.1% 杀菌剂+0.3% 调理剂+0.55%FAL-120 交联剂+胶囊破胶剂+过硫酸铵,支撑剂选取 30/50 目,抗 69 MPa 中密高强陶粒。

2.2.1 岩石力学实验 储层岩石的力学特性对于开展水力压裂的工艺以及改造效果具有至关重要的影响,因此,开展单轴压缩、巴西劈裂与常规三轴压缩实验,对碳酸盐岩的弹性模量、应力—应变曲线、抗拉强度、内摩擦角、粘聚力等试验数据进行定量分析,确定白云岩的基本力学性能。

数字控制式电液伺服试验机 RMT-150C 岩石力学试验系统(图4)用于本次的巴西劈裂和单轴压缩实验。该仪器所测试的岩石试样标准样尺寸直径为 50 mm,高度应在 100 mm 左右。

通过试验得到了白云岩在高温下的力学参数。当温度由室温增加至 150 °C 时,在 40、50 与 60 MPa 下峰值强度增加 27.0、65.2 与 32.1 MPa,峰值强度提升 7.2%、18.0% 与 8.1%。随着温度的升高,碳酸盐岩的峰值强度与峰值应变有增加趋势,但数值随着围压的升高产生一定波动,这与岩石本身的裂隙发育情况有关。泊松比与弹性模量随温度升高变化不大(表4)。

随着温度升高,碳酸盐岩颗粒产生热膨胀效应,天然裂隙由于热膨胀作用被压实,裂隙咬合更加紧密,并减小了接触面的粗糙度,增加了岩石颗粒间与裂隙面间的咬合摩擦(表5)。含天然裂隙的碳酸盐岩基质,在天然裂隙未被激活的状态下,高温下力学性能较好。

本项目所使用的碳酸盐岩试样虽然本身裂隙较为发育,但起裂强度占比较高,均在 0.7 以上(参考花岗岩的起裂强度占比约为 0.4),即在加载过程

表 3 酸液体系性能评价结果汇总
Table 3 Acid system performance evaluation results

项目	实验结果	
酸液	表观黏度(mPa·s)	39
	剪切速率(s ⁻¹)	170
耐高温剪切性	温度(°C)	90
	剪切时间(min)	60
	表观黏度(mPa·s)	17.62
	常温 2 h	酸液状态稳定,无分层、无絮凝物沉淀
酸液配伍性	90 °C, 加热 2 h	酸液状态稳定,无分层、无絮凝物沉淀
	pH	6
铁离子稳定剂	铁离子稳定能力(mg/mL)	682.31
	酸化助排剂	表面张力(mN/m)
腐蚀速率	(g/m ² ·h)	3.82
酸岩反应动力学方程		$J=1.846 6 \times 10^{-5} C^{0.363 7}$

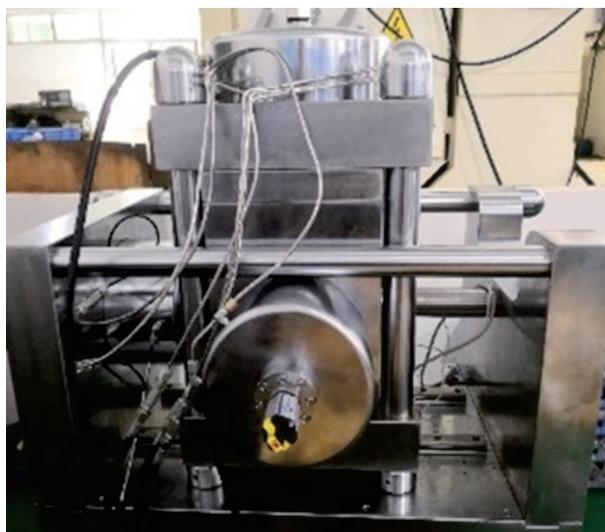


图 4 实时高温真三轴试验系统

Fig.4 Real-time high temperature true triaxial test system

中,轴向应力—应变曲线在峰值强度 70% 内均为线性增长,基本不产生新裂纹(图 5)。这说明本次研究的碳酸盐岩基质的力学性能较为稳定,且有较强的脆性。随着温度增加,起裂强度与损伤强度占比有降低的趋势,即在高温下,裂隙在应力应变曲线中的发育点逐渐前移,而峰值强度却随之增高,即本碳酸盐岩在温度应力耦合环境中,试样在达到峰值强度产生脆性破坏前对裂隙的增长具有一定的包容性,可在破坏前积累足够多的弹性应变能,弹性应变能积累程度越多,破坏时的脆性越强。

2.2.2 真三轴水力压裂实验 深部地层压裂是十分复杂的物理过程,压裂模拟实验是认识裂缝扩展机制的重要手段,通过模拟地层条件下的压裂过

表 4 常规三轴试验结果
Table 4 Results of conventional triaxial tests

温度(°C)	围压(MPa)	峰值强度(MPa)	峰值应变	弹性模量(MPa)	泊松比
室温	0	198	0.003 76	63 048	0.275 0
	40	373	0.007 00	60 793	0.091 0
	50	361.9	0.007 00	61 576	0.076 0
	60	395	0.007 35	62 594	0.074 0
70	40	404	0.007 17	60 551	0.060 0
	50	412.7	0.007 23	64 960	0.074 5
	60	465	0.008 37	59 887	0.079 0
	40	391.8	0.007 35	59 436	0.113 0
110	50	390.2	0.006 98	62 826	0.090 5
	60	434.5	0.007 35	62 405	0.114 5
150	40	400.2	0.007 59	61 223	0.113 0
	50	427.1	0.007 66	62 905	0.085 0
	60	429.0	0.007 96	59 574	0.055 0

表 5 剪切强度参数随温度的变化
Table 5 Variation of rock shear strength parameters with temperature

温度(°C)	摩擦角(°)	粘聚力(MPa)
室温	46.14	47.41
70	37.15	68.26
110	31.13	84.27
150	24.74	116.80

程,可以对裂缝起裂与扩展过程进行监测,对形成的裂缝进行直接观察。

本次实验采用大尺寸真三轴水力压裂试验系统(图 6),试样尺寸为 300 mm×300 mm×300 mm。通过加载实际的地层应力,分别进行了不同压裂

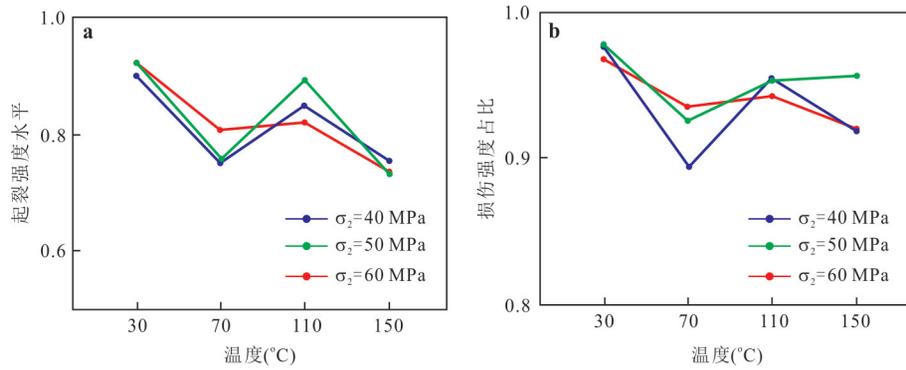


图 5 起裂强度占比(a)和损伤强度占比(b)随温度的变化

Fig.5 Variation of cracking strength as a percentage of temperature (a), variation of damage intensity percentage with temperature (b)

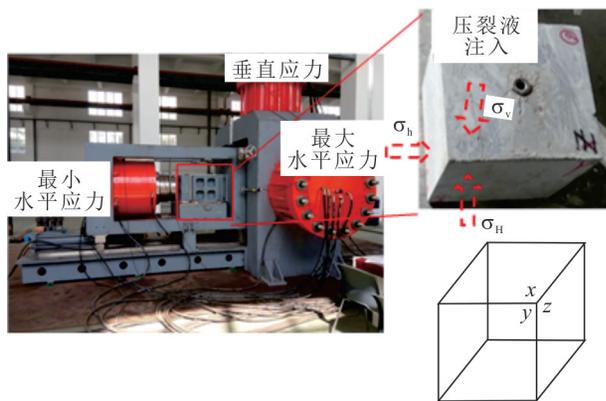


图 6 大尺寸真三轴水力压裂试验系统

Fig.6 Large-scale true triaxial hydraulic fracturing test system

表 6 真三轴水力压裂试验方案

Table 6 True triaxial hydraulic fracturing test scheme

试样编号	应力状态 (MPa)	处理方式	裂缝发育	排量 (mL/min)
1	$\sigma_v=60$;	正常	较少	1.0
2		正常	较多	1.0
3	$\sigma_h=38.5$;	正常	较少	1.5
4		酸化处理(5% HCl)	较少	1.0
5	$\sigma_H=50$	酸化处理(5% HCl)	较多	1.0

液、裂缝发育程度、排量的 5 组实验, 实验方案见表 6.

岩样 1 的岩石裂缝不发育, 使用清水压裂, 压后裂缝主要沿最小主应力方向, 分布在试样的前面和后面, 形态较为单一, 为 1 条垂直于井筒轴线(水平最小主应力方向)的主裂缝. 对试样的逐层剖切也表明, 主裂缝中具有红色示踪剂为新鲜裂缝, 而部分层理中存在示踪剂但裂缝并未贯穿试样(图 7).

岩样 2 的岩样裂缝比 1 号岩样裂缝发育程度高, 压裂液和泵速均相同, 压后裂缝主要分布在试样的上面和右面, 右面的裂缝形态最为复杂, 由 1 条垂直于井筒轴线(水平最小主应力方向)的主裂缝和 1 条开启的层理缝组成. 形成的裂缝形态纵横交错, 具有一定的复杂度. 对试样的逐层剖切也表明, 主裂缝和层理缝具有红色示踪剂, 确定为压裂形成的新鲜裂缝(图 8).

岩样 3 裂缝发育程度与岩样 1 类似, 但是采用大排量的压裂方式, 压后裂缝主要垂直于最小主应力方向, 分布在试样的前面和后面, 其中前面形态更为复杂, 为 1 条垂直于井筒轴线(水平最小水平主应力方向)的主裂缝和 1 条分支裂缝组成. 形成的裂缝形态较为单一, 复杂度低. 对试样的逐层剖切也表明, 主裂缝中具有红色示踪剂为新鲜裂缝, 而层理中并未存在(图 9).

岩样 4 裂缝发育程度较低, 采用酸液压裂液, 酸化压裂后裂缝垂直最小主应力方向, 分布在试样的前面和后面, 其中前面形态更为复杂. 由 1 条垂直于井筒轴线(水平最小主应力方向)的主裂缝和多条层理裂缝组成. 形成的裂缝形态较为复杂, 曲折度较高. 对试样的逐层剖切也表明, 主裂缝中具有红色示踪剂为新鲜裂缝, 同时沿层理中也存在示踪剂, 并且贯穿整个试样(图 10). 表明在压裂过程中裂缝激活层理, 导致破裂网络复杂度更高.

岩样 5 裂缝发育, 压裂液采用酸液, 压裂裂缝主要分布在试样的前面, 裂缝形态最为复杂, 由 1 条垂直于井筒轴线(水平最小主应力方向)的主裂缝和 3 条开启的天然裂缝组成, 其中激活的天然裂缝与主裂缝之间交叉纵横, 破裂形态复杂(图 11). 对试样的逐层剖切也表明, 主裂缝和天然裂缝具有红色示

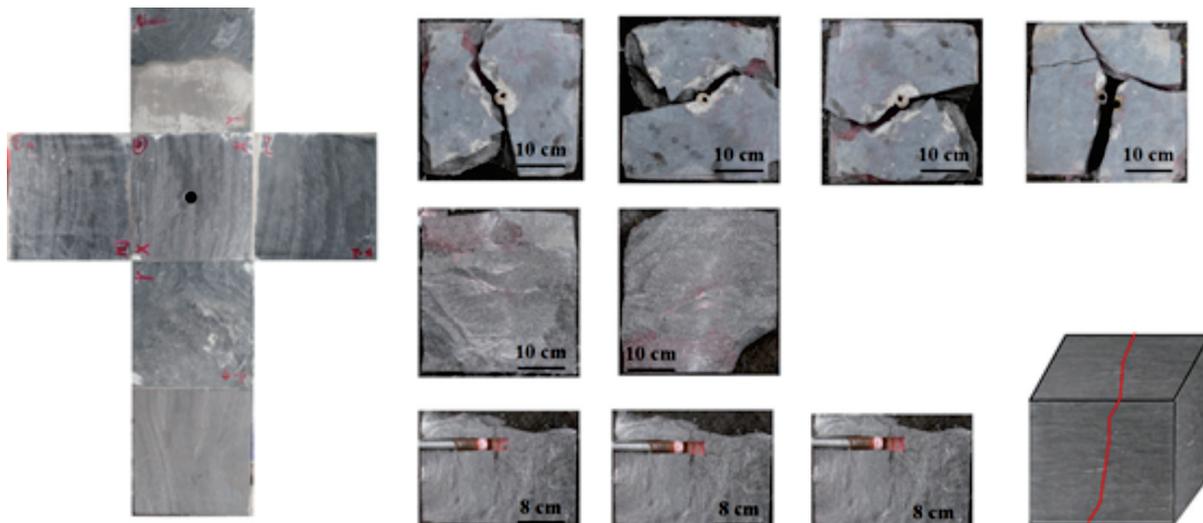


图 7 岩样 1 水力压裂后岩石破裂

Fig.7 Rock fracture diagram after hydraulic fracturing of rock sample 1

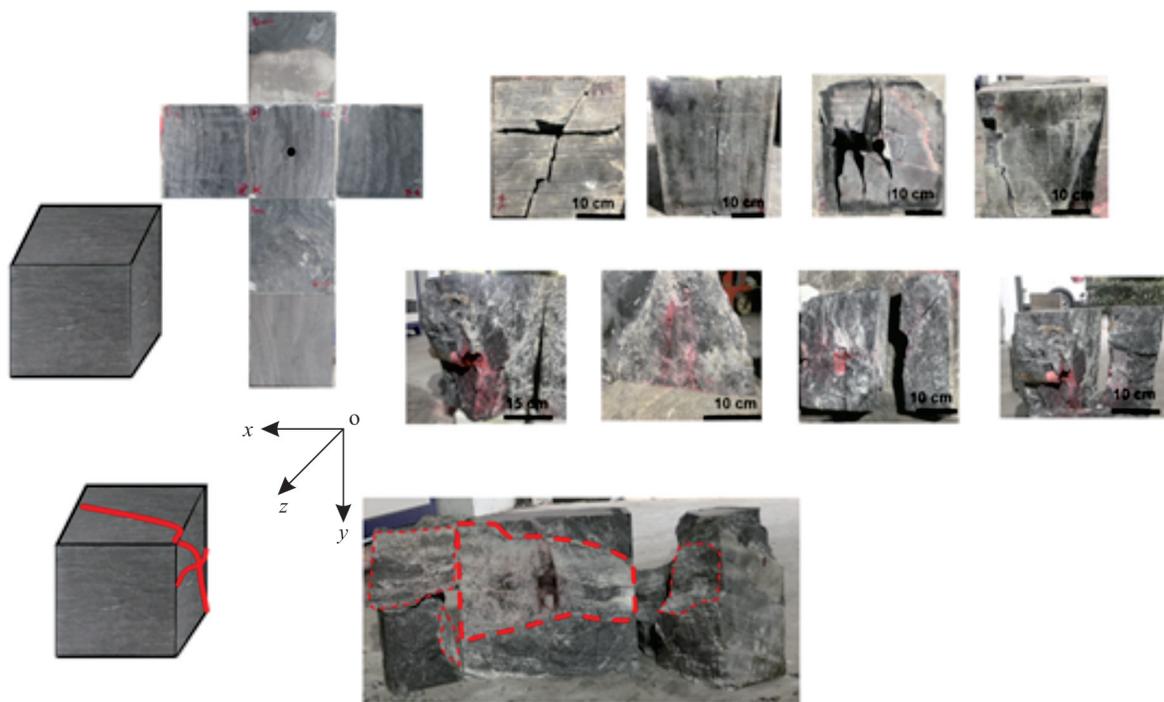


图 8 岩样 2 水力压裂后岩石破裂

Fig.8 Rock fracture diagram after hydraulic fracturing of rock sample 2

踪剂,同时主裂缝明显存在腐蚀痕迹,天然裂缝存在摩擦痕迹,表明酸化压裂利于裂缝剪切激活.

3 现场压裂试验

酸化压裂中的酸岩反应是裂缝表面刻蚀的重要作用,通过室内的酸岩反应实验,明确了酸液对热储岩石的溶蚀机理,并获得了最佳的酸液配方;加砂压裂主要是采取力学破裂和支撑的方式对热

储进行改造,通过室内实验获得了热储原位力学性质,明确了裂缝扩展的机理,以上的室内实验均为现场热储改造提供了充足的理论依据,指导现场作业.

3.1 试压裂试验

3.1.1 酸化压裂测试压裂试验(D22井) 在正式压裂前进行了小型试压裂,以确定施工方案.试压裂阶段排量为 0.59~3.61 m³/min,累计泵入线性胶

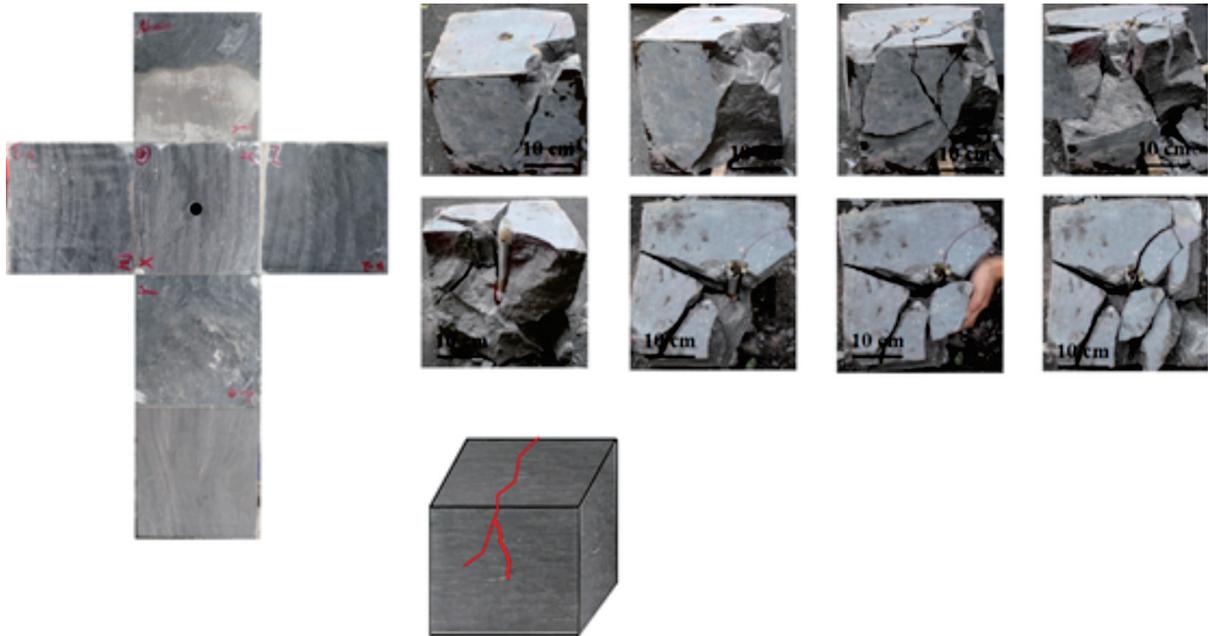


图 9 岩样 3 水力压裂后岩石破裂

Fig.9 Rock fracture diagram after hydraulic fracturing of rock sample 3

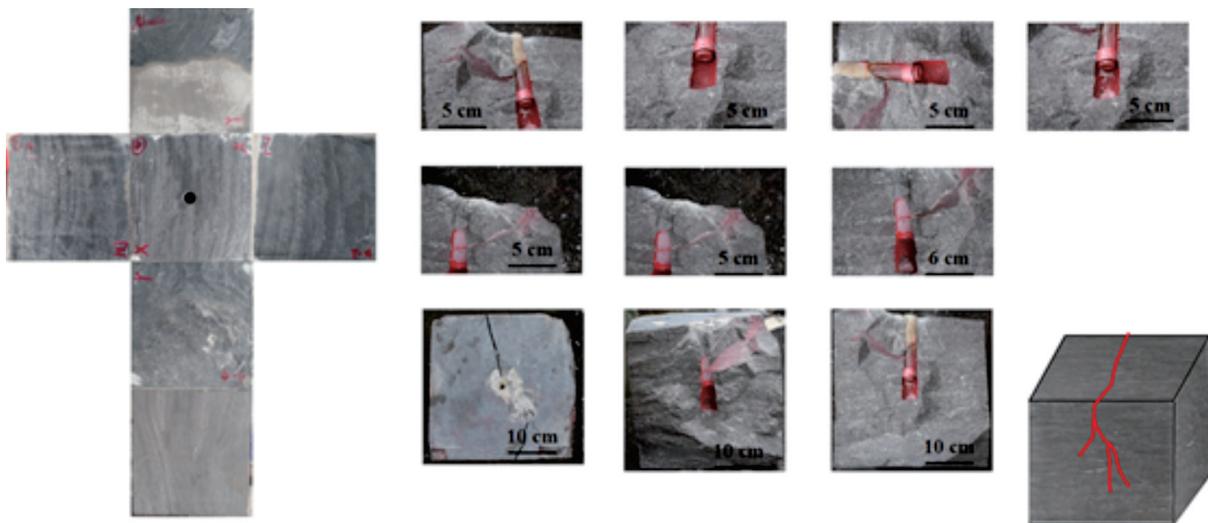


图 10 岩样 4 水力压裂后岩石破裂

Fig.10 Rock fracture diagram after hydraulic fracturing of rock sample 4

33.50 m³, 测压降 0.5 h, 施工曲线如图 12 所示. 得出的主要认识是: ①升排量阶段, 0 升至 3.5 m³/min, 井口压力升高至 50.7 MPa, 显示出地层破裂压力较高, 折算破裂压力梯度 0.025 MPa/m, 表明近井污染比较严重; ②压力稳定阶段, 施工排量稳定在 3.5 m³/min, 压力由 50.7 MPa 下降到 33.7 MPa, 压力降幅 17 MPa, 显示近井裂缝比较发育; ③阶梯降排量阶段, 排量分别为 3.5、3.0、2.0 和 1.0 m³/min, 对应的井口压力分别为 33.7、28.2、22.2 和 17.2 MPa, 计算出总摩阻为 21.3 MPa, 其中压裂液摩阻

17.45 MPa, 射孔孔眼摩阻 3.85 MPa; ④压降测试阶段, 通过裂缝延伸压力曲线分析, 瞬时停泵压力 12.41 MPa, 折算裂缝延伸压力 43.46 MPa, 延伸压力梯度 0.014 MPa/m. 通过 G 函数分析, 折算井底闭合应力 35.79 MPa, 闭合应力梯度 0.012 MPa/m.

根据小型试压裂结果, 结合数值模拟, 分析不同酸液用量对裂缝参数的影响. 当模拟压裂酸液用量增加到 100 m³后, 酸蚀裂缝长度扩展随酸液用量的增加而变缓, 且酸液对于裂缝高度影响较小, 裂缝导流能力变化不显著, 优选酸液用量 100 m³可以

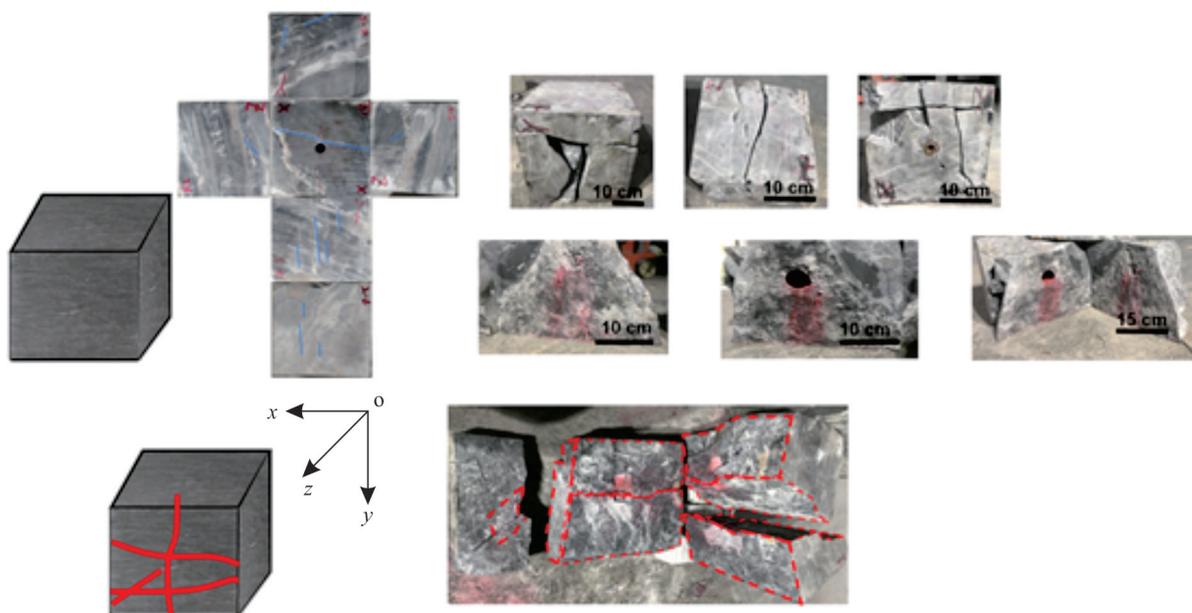


图 11 岩样 5 水力压裂后岩石破裂

Fig.11 Rock fracture diagram after hydraulic fracturing of rock sample 5

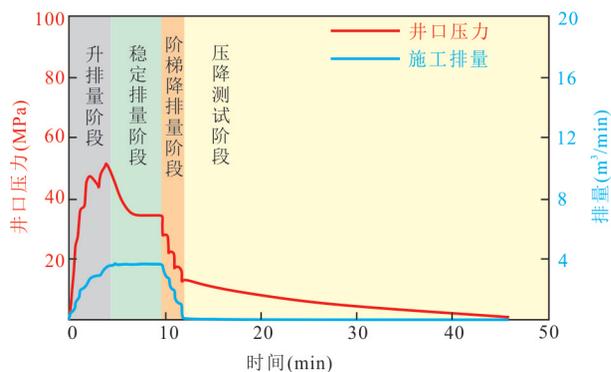


图 12 D22 井小型试压裂阶段施工曲线

Fig.12 The construction curve of the mini-test fracturing phase of well D22

达到增产目的,模拟裂缝剖面如图 13 所示.以此确定了本次酸化压裂试验压裂液用量 400 m^3 ,排量 $2.5\sim 3.5 \text{ m}^3/\text{min}$,酸液用量 100 m^3 ,酸液排量 $1.5\sim 2.5 \text{ m}^3/\text{min}$.

3.1.2 加砂压裂测试压裂试验(GRY1 井) 现场小型试压裂获得地层参数如下:①瞬间停泵压力 41.76 MPa ,压力梯度为 0.011 MPa/m ,瞬时停泵的数据为 4.03 MPa (图 14);②通过 3 种数学方法求解地层闭合压力等相关参数(表 7),G 函数分析获得井底的闭合压力 39.06 MPa ,闭合压力梯度 $0.010 3 \text{ MPa/m}$,地面闭合的压力 1.37 MPa ,液体造缝有效率为 13.5% ,停泵后地层 2.8 min 裂缝闭合,

分析地层滤失较大,评估净压力 2.69 MPa .算术平方根函数分析井底闭合压力 38.51 MPa ,闭合压力梯度 $0.010 2 \text{ MPa/m}$,地面闭合压力 0.84 MPa ,液体造缝有效率 19.7% ,停泵后地层 3.3 min 裂缝闭合,地层滤失较大,净压力 3.25 MPa .双对数函数分析井底闭合压力 38.84 MPa ,闭合压力梯度 $0.010 2 \text{ MPa/m}$,地面闭合压力 1.16 MPa ,液体造缝有效率 15.2% ,停泵后地层 3.3 min 裂缝闭合,地层滤失较大,净压力 2.92 MPa .

对 GRY1 井小型试压裂认识如下:地层闭合应力平均为 38.8 MPa ,液体造缝有效率 16.2% ,停泵后地层 $2.8\sim 4.7 \text{ min}$ 裂缝闭合,地层滤失较大,评估净压力 2.76 MPa ;由于天然裂缝或溶洞在储层中发育,会引起严重的压裂液滤失,从而发生造缝效率低,大规模加砂较困难导致地层砂堵;裂缝闭合压力低,裂缝内支撑剂难稳定压实,而且陶粒进溶洞无法固砂,后期生产易出砂,小型压裂效果并不明显.

结合室内压裂物理模拟实验和小型压裂测试结果,对压裂施工相关参数进行了优化.①考虑到液体滤失严重,地层裂缝发育不易固砂,因此降低砂量,避免堵砂,总砂量设计为 2 m^3 ;②设计加砂方式为段塞式,利于打磨天然裂缝提高裂缝宽度;③总液量为 280 m^3 ,与加砂量相对应.

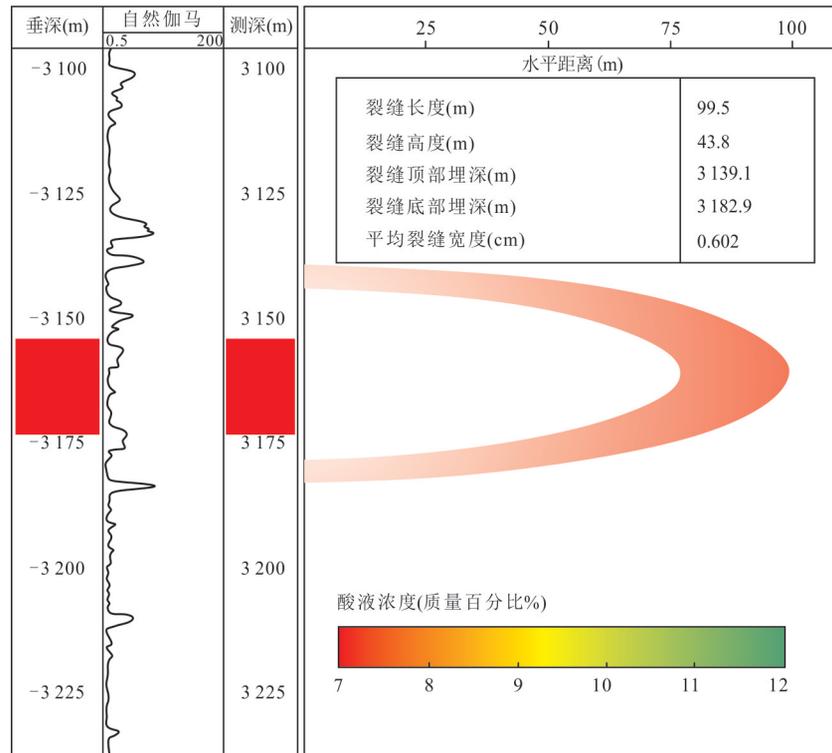


图 13 酸压酸蚀裂缝形态模拟结果

Fig.13 Simulation results of acid-pressure and acid-etching fracture morphology

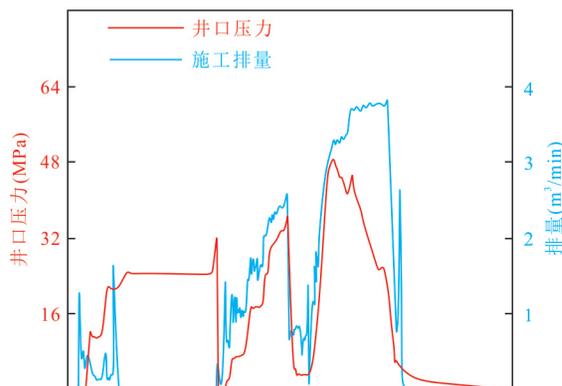


图 14 GRY1 井小型试压裂施工曲线

Fig.14 The construction curve of the mini-test fracturing phase of well GRY1

3.2 正式压裂裂缝起裂与扩展

3.2.1 酸化压裂裂缝扩展(D22 井) D22 井酸化压裂井口压力曲线如图 15 所示,酸压采用多级注入的施工工艺,分两次注入主体酸液(15% HCl 酸液体系),累计注入液量 492 m³,其中酸液 96 m³,施工时间总计 160 min.①第 1 阶段前置胶液注入,井口压力最高升至 50.68 MPa,发生破裂,在约 40 min 时压力由 49.1 MPa 下降至 43.8 MPa,表明人工裂缝与远端天然裂缝沟通.②第 2 阶段酸液注入,在稳定的

3 m³/min 的排量下,井口压力由 34.8 MPa 持续下降至 28.1 MPa,降幅 6.7 MPa,显示酸液对热储裂缝的改造作用明显,裂缝导流能力显著增强.③第 3 阶段继续注入胶液,暂堵微小裂缝,使酸液进入具有导流能力的裂缝中.④第 4 阶段再次注入酸液,虽然降排量无法明显指示出酸液的溶蚀效果,但 124~128 min 的稳定低排量阶段,仍然可以看出压力的下降,说明酸液继续对热储进行改造.此外,在酸压过程中,以 D22 井为中心,均匀布设了 28 个 smartsolo 高分辨率节点式智能地震检波器,用以监测压裂产生的地震波.

整个酸压改造过程表明,D22 井高于庄组热储破裂压力为 50.68 MPa,人工裂缝的产生主要在前置胶液注入阶段,但是压裂产生的裂缝数量和规模均有限.地震检波器采集的数据在原始记录和噪声压制后记录中均未发现微震事件.原因可能是压裂时间过短,在少量压裂液进入碳酸盐岩地层时,产生的事件能量较小,经过 3 000 m 的滤波后,地面检波器未能收集到有效的微震事件信号.因此,可以认为本次热储改造过程中酸化溶蚀起到主要作用,且第 2 阶段的酸液注入主导了 D22 井井周高渗通道的形成.

表 7 GRY1 井小型压裂测试分析结果

Table 7 GRY1 well mini-fracture test analysis results

分析方法	井下闭合压力 (MPa)	闭合压力梯度 (MPa/m)	地层闭合时间 (min)	瞬时停泵压力 (MPa)	液体效率 (%)
G 函数法	38.51	0.103	4.70	41.7	19.6
双对数法	39.06	0.102	2.84	41.7	13.5
平方根法	38.84	0.102	3.27	41.7	15.2

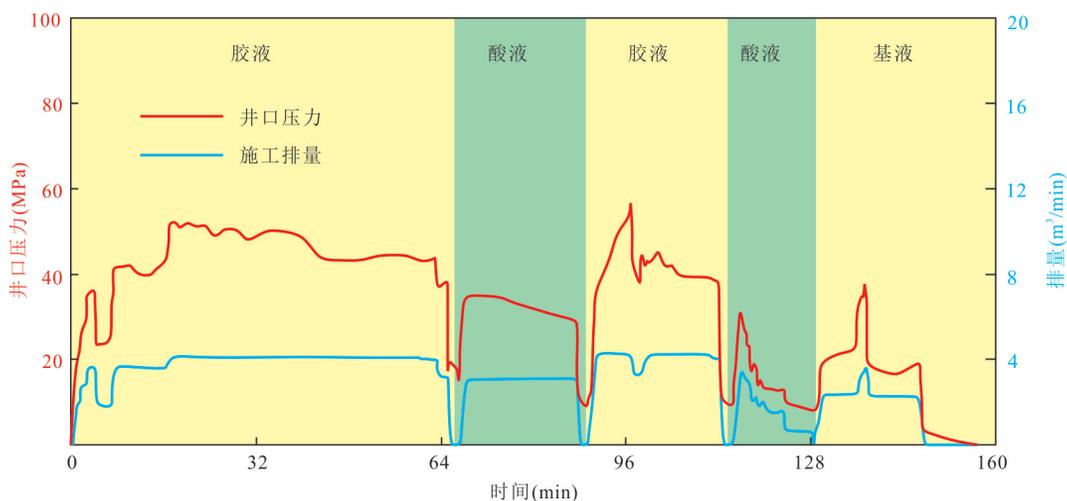


图 15 D22 井酸化压裂压力曲线

Fig.15 Acid fracturing pressure curve for well D22



图 16 GRY1 水力加砂压裂压力曲线

Fig.16 GRY1 hydraulic sand fracturing pressure curve

3.2.2 水力加砂压裂裂缝扩展(GRY1 井) GRY1 井水力加砂压裂压力曲线如图 16 所示.在压裂前期排量呈阶梯型增长时,井口压力响应出现跃变,反映出流体在裂缝内运移受到较大摩阻.在排量稳定后,井口压力基本呈稳定状态,仅出现一次压降,而后迅速回升稳定,表明井周裂缝不是很发育,压裂形成的人工裂缝沟通了天然裂缝.在后期加砂过程中,井口压力总体保持稳定,并出现频繁波动,表明

储层裂隙相对发育,压裂液不断开启微裂隙,引起缝内压力频繁波动.最后一次加砂沙比达到 12%,之后井口压力出现下降,说明水力压裂效果较好,沟通了大量天然裂缝.

3.3 产能评价

3.3.1 D22 井降压试验 D22 井酸化压裂后进行了 144 h 的抽水试验,其中抽水时间 96 h,恢复水位时间 48 h.抽水试验分 3 个落程,持续时间分别为 48、

表 8 D22 井改造后抽水试验数据

Table 8 Data sheet of pumping test after reconstruction of well D22

落程	静止水位埋深 (m)	动水位埋深 (m)	水位降深 (m)	涌水量 (m ³ /h)	单位涌水量 (m ³ /h·m)	水温 (°C)	稳定时间 (h)
S3	101.43	160.66	59.23	44.10	0.745	66.5	40
S2	101.43	136.54	35.11	33.40	0.951	66.0	21
S1	101.43	114.77	13.34	18.9	1.417	60.5	9

表 9 GRY1 井压裂后抽水试验成果表

Table 9 Data sheet of pumping test after reconstruction of well GRY1

落程	水位降深(m)	涌水量(m ³ /h)	单位涌水量(m ³ /h·m)	延续时间(h)	稳定时间(h)
S1	25.33	69.379	2.739	72	10
S2	16.42	61.186	3.726	48	10
S3	8.32	51.242	6.159	48	10

31、17 h. 抽水试验获得热水头为 101.43 m, 动水位埋深为 160.66 m, 水位降深 59.23 m, 涌水量 44.10 m³/h, 单位涌水量 0.745 m³/h·m, 井口水温 66.5 °C. 从产能上来看, 增产改造后, 涌水量由 4.72 m³/h 增加到 44.10 m³/h, 单位涌水量由 0.024 m³/h·m 增加到 0.745 m³/h·m, 增产改造效果十分显著. 试验所得数据见表 8.

3.3.2 GRY1 井压降实验 GRY1 井压裂后压裂后进行了 3 个降深的抽水试验, 最大降深 25.33 m, 最大涌水量 69.379 m³/h, 稳定恢复水位为 38.48 m. 压裂前后水位降深由 43.74 m 降至 25.33 m, 水位变化的幅度为 18.41 m; 单位涌水量由 3.009 m³/h·m 翻倍式增加至 6.159 m³/h·m, 单位涌水量增加 1 倍多, 压裂后效果增加 104.66%, 压裂效果明显. 抽水试验数据详见表 9.

4 讨论

4.1 热储评价与目的层筛选

由于碳酸盐岩热储层往往发育天然缝洞, 具有更强的非均质性, 井筒附近与远井带、临井之间的热储性质常常表现出巨大的差异, 加之钻完井工艺的不同, 这些因素均对热储改造方法的选择、改造方案的设计及改造效果产生显著影响.

对于近井带的热储性质可以通过测井、抽水降压试验等手段进行评估(罗利等, 2001; 李曦宁, 2019). 本次研究在雄安新区 D22 井酸化压裂前, 进行了详细的测井和解译工作, 包括常规测井和成像测井, 获得了近井热储的孔渗分布规律. 成像测井获得了过井裂缝统计信息, 包括倾向、倾角、开度、

密度等, 指示出热储的裂缝分布规律. 综合测井结果, 借助合适的手段可对近井和井间热储的天然孔渗特征进行有效预测(Yue *et al.*, 2022), 为后期的改造提供基础.

地热井的储层改造与石油井存在差异, 地热井改造更加关注井间的有效连通, 希望获得更大的热交换面积而又不发生短路. 在选择改造目的层位时, 需要综合考虑对井的裂缝分布情况. 本次研究拟将 D22 井和 D16 井打造成地热对井系统, 因此 D22 井目的层段筛选原则为: (1) 选层应结合临井 D16 井参考资料优化选层, 确保对井系统改造后的连通性; (2) 选层应基于低产水层, 以增加改造后的换热面积; (3) 充分考虑白云岩、裂缝发育地质情况, 选层应充分研究二三类裂缝层选层可能性.

4.2 改造方案优选

酸化压裂和加砂压裂均是碳酸盐岩热储层有效的改造措施. 酸化压裂注入的酸液与储层矿物发生反应, 在裂缝表面形成粗糙面, 在停止注入后, 裂缝不会完全闭合, 为流体提供了渗流路径. 加砂压裂使用支撑剂替代酸液, 从而允许在更高的闭合应力下保持裂缝的导流能力.

上述两种改造措施针对的储层条件是不同的. (1) 温度条件: 由于酸岩反应速率受温度影响较大, 在高温储层内, 反应速率非常大, 导致酸化压裂的作用范围较小. 因此, 酸化压裂不适用于高温热储. (2) 地应力条件及地层力学性质: 当地层的闭合应力较高或储层岩石较软时, 酸液溶蚀后的裂缝面粗糙度支撑作用会变得不明显, 导致裂缝导流能力不足. 正如 Zhang *et al.* (2018) 的研究表明, 在低的闭

合应力下,酸化裂缝具有最高的导流能力,但是在很高的闭合应力下,加入支撑剂的裂缝具有最高的导流能力.因此,加砂压裂在闭合应力较高或岩石较软的储层中的改造效果更加显著.(3)储层天然裂缝发育程度:天然裂缝是碳酸盐岩热储的重要特征,对于天然裂缝十分发育的储层,支撑剂可能出现脱砂的风险.因此加砂压裂不适用于天然裂缝发育的储层,酸液则能激活支撑剂无法到达的天然裂缝.

4.3 改造方案设计与优化

增产方案设计与优化是确保现场试验顺利进行的重要保障.本次研究进行了酸化压裂和加砂压裂两种增产技术的现场应用,包含了化学、力学、渗流等过程.在方案设计过程中进行了大量的室内实验,为压裂液的筛选、泵注工艺优化提供了支撑.雄安新区D22井改造前进行了全岩矿物分析,明确了热储岩性;岩心溶蚀实验,确定了浓度15%盐酸作为酸液主剂;压裂液性能评价实验,明确了压裂液的流变特性;酸蚀裂缝导流实验,明确了多级注入工艺产生的改造效果.献县GRY1井改造前进行了岩心力学参数实验、大规模水力压裂实验等.

室内试验为改造方案设计提供数据与支撑,现场压降试验结果则可以用于进一步优化方案.如D22井的小型压裂试验确定了地层的破裂压力、裂缝延伸压力、摩阻等关键参数,在正式酸压阶段调整了排量及注入速度.GRY1井通过小型压裂试验的双对数函数、平方根函数和G函数分析获得了地层闭合应力、液体效率等,调整了液量、加砂量和加砂方式,获得了良好的改造效果.

4.4 华北地区深部碳酸盐岩热储改造潜力

华北地区地热资源丰富,以雄安新区蓟县系高于庄组热储为例,经计算全区高于庄组热储地热资源总量为 $1\,274.82 \times 10^{16}$ J,地热流体储量 16.00×10^8 m³,采灌均衡条件下地热流体可开采量为 78.94×10^6 m³/a,采灌均衡条件下地热流体可开采热量为 221.50×10^{14} J/a,折合标准煤75.86万吨(吴爱民等,2018;戴明刚等,2019;马峰等,2020).虽然地热开发潜力巨大,但碳酸盐岩热储的非均质性特征决定了其在天然条件下无法实现大规模开采,热储改造是必要措施.本文探索的酸化压裂和水力加砂压裂技术分别适用于超低渗、低渗碳酸盐岩热储,改造后涌水量至少达到2倍以上,证明增产改造技术是实现深部碳酸盐岩热

储规模化开发的有力保障.

5 结论

本文选取华北平原典型高于庄组地热井,进行了酸化压裂和加砂压裂两种改造技术的现场应用,分析了改造不同阶段的压力监测曲线,进行了改造效果的评估,得到结论如下:

(1)蓟县系高于庄组热储是华北平原深部第二热储,本文首次对该套热储层开展了系统的改造机理与现场试验研究,取得了良好的增产效果,证明了该工艺用于华北平原高于庄组热储增产的可行性,为今后华北平原深部碳酸盐岩热储增产改造提供借鉴经验.

(2)酸化压裂技术可以有效解决近井污染、扩展裂隙通道,提高地热井的产能.用于天然渗透率较低、存在近井污染的情况.本次雄安新区地热井的酸化压裂使得涌水量由4.72 m³/h增加到44.10 m³/h,单位涌水量由0.024 m³/h·m增加到0.745 m³/h·m,增产改造效果十分显著.

(3)加砂压裂适用于存在一定渗透能力的储层.本次献县地热井的加砂压裂使得单位涌水量由3.009 m³/h·m翻倍式增加至6.158 m³/h·m,单位涌水量增加1倍多,压裂后效果增加104.66%,压裂效果明显.

(4)地热井增产改造需要综合考虑热储特征及后期的开发利用和储层保护需求,在改造目的层筛选上既要保证改造后的连通性,又要确保足够的换热面积而不过早出现热突破.本次研究中选择相对低产水层的二三类裂缝层作为目的层.

(5)正式改造前的室内实验和小型压裂试验是确保改造效果的重要基础.本次研究系统地进行了酸岩化学反应机理、岩石力学参数、大规模岩石水力压裂实验、施工工艺设计实验等,并结合现场小型压裂试验,确定最终的施工方案,取得了良好的改造效果.

(6)无论是酸化压裂还是加砂压裂,压裂液配比和施工方案对增产效果尤其重要,需要前期进行系统的实验分析和数值模拟,另外现场需时刻关注施工压力曲线,根据压力变化研判施工效果并及时调整方案.

References

Chen, M. X., Wang, J. Y., Deng, X., 1996. The Map of

- Geothermal System Types in China and Its Brief Explanation. *Chinese Journal of Geology*, 31(2): 114–121(in Chinese with English abstract).
- Dai, M. G., Lei, H. F., Hu, J. G., et al., 2019. Evaluation of Recoverable Geothermal Resources and Development Parameters of Mesoproterozoic Thermal Reservoir with the Top Surface Depth of 3 500 m and Shallow in Xiong'an New Area. *Acta Geologica Sinica*, 93(11): 2874–2888(in Chinese with English abstract).
- Gong, Y.L., 2003. Thermal Structure and Thermal Evolution of Bohai Bay Basin in Eastern China (Dissertation). Nanjing University, Nanjing (in Chinese with English abstract).
- He, T.Z., Sun, Z.T., 2019. Application of Acid Fracturing Technology for Increasing the Production of Geothermal Wells in Tongxiang Area, Zhejiang Province. *Urban Geology*, 14(4): 49–54(in Chinese).
- Huang, X., Shen, C.B., Du, L., et al., 2021. Geothermal Geological Characteristics of the Xianxian High and Fucheng Sag in the Middle Cangxian Uplift, Bohai Bay Basin. *Geoscience*, 35(4): 997–1008(in Chinese with English abstract).
- Ji, Y.H., 2017. Application of Acid Fracturing Technology in Geothermal Well of Carbonate Rock in Southwest of Shandong Province. *Site Investigation Science and Technology*, (4): 62–64(in Chinese with English abstract).
- Li, D. W., Wang, Y.X., 2015. Major Issues of Research and Development of Hot Dry Rock Geothermal Energy. *Earth Science*, 40(11): 1858–1869(in Chinese with English abstract).
- Li, P.W., He, Z.L., Luo, P., et al., 2020. Characteristics of and Main Factors Controlling the Dolomite Reservoir of Gaoyuzhuang–Wumishan Formations in the Jixian System, the North of North China. *Oil & Gas Geology*, 41(1): 26–36, 49(in Chinese with English abstract).
- Li, W., Kong, X.J., Yuan, L.J., et al., 2019. Study on Geothermal Acid Fracturing Increasing Reinjection Test in Tongzhou Area, Beijing. *Urban Geology*, 14(4): 43–48 (in Chinese).
- Li, X.N., 2019. Study on Comprehensive Logging Evaluation Method of Fractured–Vuggy Reservoir (Dissertation). China University of Petroleum, Beijing(in Chinese with English abstract).
- Li, Y. Z., Tian, J., 2009. Application of Acid Well Flushing in 2 Wells of Niutuo Geothermal Field in Hebei. *Exploration Engineering(Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 36(6): 16–18(in Chinese with English abstract).
- Lin, T.Y., Ke, B.L., Yang, M., et al., 2018. The Acid–Fracturing Stimulation Mechanism and Application in Hydrothermal–Carbonate Geothermal Reservoir. *Urban Geology*, 13(3): 21–26(in Chinese with English abstract).
- Lin, W.J., Liu, Z.m., Wang, W.L., et al., 2013. The Assessment of Geothermal Resources Potential of China. *Geology in China*, 40(1): 312–321(in Chinese with English abstract).
- Liu, M.L., He, T., Wu, Q.F., et al., 2020. Hydrogeochemistry of Geothermal Waters from Xiongan New Area and Its Indicating Significance. *Earth Science*, 45(6): 2221–2231(in Chinese with English abstract).
- Luo, L., Hu, P.Y., Zhou, Z.Y., 2001. Log Identification for Fracture in Carbonate. *Acta Petrolei Sinica*, 22(3): 32–35, 7(in Chinese with English abstract).
- Ma, F., Wang, G.L., Zhang, W., et al., 2020. Structure of Geothermal Reservoirs and Resource Potential in the Rongcheng Geothermal Field in Xiongan New Area. *Acta Geologica Sinica*, 94(7): 1981–1990(in Chinese with English abstract).
- Ma, F., Wang, G. L., Zhang, W., et al., 2021. Influence Mechanism of Ancient Buried Hill Geothermal Development on Land Subsidence. *Geology in China*, 48(1): 40–51(in Chinese with English abstract).
- Mao, X., Luo, L., Wang, X. W., et al., 2020. Distribution Characteristics of Cenozoic Volcanic Rocks and Its Geothermal Exploration Potential in Bohai Bay Basin. *Geoscience*, 34(4): 858–864(in Chinese with English abstract).
- Qiu, N.S., Xu, W., Zuo, Y.H., et al., 2017. Evolution of Meso–Cenozoic Thermal Structure and Thermal–Rheological Structure of the Lithosphere in the Bohai Bay Basin, Eastern North China Craton. *Earth Science Frontiers*, 24(3): 13–26(in Chinese with English abstract).
- Sun, D. S., 2001. Meso–Cenozoic Composite Extensional Structure in the Central Area of Jizhong Depression (Dissertation). Northwest University, Xi'an (in Chinese with English abstract).
- Tan, X. F., Wang, H., Kang, F.X., 2016. Experimental Study on Fracturing of GRY1 Hot Dry Rock Hole in Chen Zhuang Town, Lijin County. *Exploration Engineering(Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 43(10): 230–233(in Chinese with English abstract).

- Tang, B.N., Zhu, C.Q., Qiu, N.S., et al., 2020. Characteristics of the Karst Thermal Reservoir in the Wumishan Formation in the Xiongan New Area. *Acta Geologica Sinica*, 94(7): 2002–2012(in Chinese with English abstract).
- Wang, G.L., Liu, Y.G., Zhu, X., et al., 2020. The Status and Development Trend of Geothermal Resources in China. *Earth Science Frontiers*, 27(1): 1–9(in Chinese with English abstract).
- Wang, G.L., Zhang, W., Lin, W.J., et al., 2017. Research on Formation Mode and Development Potential of Geothermal Resources in Beijing–Tianjin–Hebei Region. *Geology in China*, 44(6): 1074–1085(in Chinese with English abstract).
- Wang, Z.T., 2021. Terrestrial Heat Flow of Jizhong Depression, China, Western Bohai Bay Basin and Its Influencing Factors. *Geothermics*, 96: 102210. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2021.102210>
- Wei, G.R., 2020. Study on the Development Law of Karst Thermal Fracture Cave Reservoir in Jixian System, Xiong'an New Area. *Petrochemical Industry Technology*, 27(8):248–249(in Chinese with English abstract).
- Wu, A.M., Ma, F., Wang, G.L., et al., 2018. A Study of Deep-Seated Karst Geothermal Reservoir Exploration and Huge Capacity Geothermal Well Parameters in Xiongan New Area. *Acta Geoscientia Sinica*, 39(5): 523–532(in Chinese with English abstract).
- Xu, Z.Y., 1991. Well Completion and Fracturing Techniques in Xi'an. *Coal Geology of China*, (2): 83–85(in Chinese with English abstract).
- Yue, G.F., Wang, G.L., Ma, F., et al., 2021. Evaluation of Fault Slip Probability of Geothermal Large-Scale Development: A Case Study of Deep Karst Geothermal Reservoir in Xiongan New Area. *Geology in China*, 48(5): 1382–1391(in Chinese with English abstract).
- Yue, G. F., Wang, G. L., Ma, F., et al., 2022. Fracture Characteristics and Reservoir Inhomogeneity Prediction of the Gaoyuzhuang Formation in the Xiong'an New Area: Insights from a 3D Discrete Fracture Network Model. *Frontiers in Earth Science*, 10: 849361. <https://doi.org/10.3389/feart.2022.849361>
- Zhang, C. H., 2021. Study on Anteklise Geothermal Energy Reservoiring Mechanism in Cangxian County, Hebei Province. *Coal Geology of China*, 33(7): 72–77(in Chinese with English abstract).
- Zhang, D.Z., Liu, Z.G., Lu, H. L., 2013. Hebei Geothermal. Geological Publishing House, Beijing(in Chinese).
- Zhu, L.J., Liu, G.L., 2015. Summary of Acidizing Fracturing Technology. *Anhui Chemical Industry*, 41(2): 9–12 (in Chinese).
- Zhang, L.F., Zhou F.J., Wang J., et al., 2018. An Experimental Investigation of Long-Term Acid Propped Fracturing Conductivity in Deep Carbonate Reservoirs. 52nd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Washington, ARMA-2018-545: 1–9.

中文参考文献

- 陈墨香, 汪集旸, 邓孝, 1996. 中国地热系统类型图及其简要说明. *地质科学*, 31(2):114–121.
- 戴明刚, 雷海飞, 胡甲国, 等, 2019. 雄安新区顶面埋深在3500m以浅的中元古界热储可采地热资源量和开发参数评估. *地质学报*, 93(11): 2874–2888.
- 龚育龄, 2003. 中国东部渤海湾盆地地热结构和热演化(博士学位论文). 南京: 南京大学.
- 何铁柱, 孙振添, 2019. 酸化压裂工艺在浙江桐乡地热井增产中的应用. *城市地质*, 14(4): 49–54.
- 黄旭, 沈传波, 杜利, 等, 2021. 沧县隆起中段献县凸起和阜城凹陷岩溶型地热资源特征. *现代地质*, 35(4): 997–1008.
- 姬永红, 2017. 酸化压裂技术在鲁西南碳酸盐岩地热井中的应用. *勘察科学技术*, (4): 62–64.
- 李德威, 王焰新, 2015. 干热岩热能研究与开发的若干重大问题. *地球科学*, 40(11): 1858–1869.
- 李朋威, 何治亮, 罗平, 等, 2020. 华北北部地区蓟县系高于庄组一雾迷山组白云岩储层特征与形成主控因素. *石油与天然气地质*, 41(1): 26–36, 49.
- 李文, 孔祥军, 袁利娟, 等, 2019. 北京通州区地区地热井酸化压裂增灌试验研究. *城市地质*, 14(4): 43–48.
- 李曦宁, 2019. 缝洞型储层综合测井评价方法研究(博士学位论文). 北京: 中国石油大学.
- 李砚智, 田京振, 2009. 酸化洗井在河北牛驼镇地热田两口井中的应用. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 36(6): 16–18.
- 林天懿, 柯柏林, 杨森, 等, 2018. 碳酸盐岩热储酸化压裂增产机理研究及应用. *城市地质*, 13(3): 21–26.
- 蒯文静, 刘志明, 王婉丽, 等, 2013. 中国地热资源及其潜力评估. *中国地质*, 40(1): 312–321.
- 刘明亮, 何瞳, 吴启帆, 等, 2020. 雄安新区地热水化学特征及其指示意义. *地球科学*, 45(6): 2221–2231.
- 罗利, 胡培毅, 周政英, 2001. 碳酸盐岩裂缝测井识别方法. *石油学报*, 22(3): 32–35, 7.
- 马峰, 王贵玲, 张薇, 等, 2020. 雄安新区容城地热田热储空

- 间结构及资源潜力. 地质学报, 94(7): 1981—1990.
- 马峰, 王贵玲, 张薇, 等, 2021. 古潜山热储开发对地面沉降的影响机制研究. 中国地质, 48(1): 40—51.
- 毛翔, 罗璐, 汪新伟, 等, 2020. 渤海湾盆地新生代火山岩分布特征及其地热勘探潜力. 现代地质, 34(4): 858—864.
- 邱楠生, 许威, 左银辉, 等, 2017. 渤海湾盆地中—新生代岩石圈热结构与热—流变学演化. 地学前缘, 24(3): 13—26.
- 孙冬胜, 2001. 冀中坳陷中区中生代复合伸展构造(博士学位论文). 西安: 西北大学.
- 谭现锋, 王浩, 康凤新, 2016. 利津陈庄干热岩 GRY1 孔压裂试验研究. 探矿工程(岩土钻掘工程), 43(10): 230—233.
- 唐博宁, 朱传庆, 邱楠生, 等, 2020. 雄安新区雾迷山组岩溶裂隙发育特征. 地质学报, 94(7): 2002—2012.
- 王贵玲, 刘彦广, 朱喜, 等, 2020. 中国地热资源现状及发展趋势. 地学前缘, 27(1): 1—9.
- 王贵玲, 张薇, 蔺文静, 等, 2017. 京津冀地区地热资源成藏模式与潜力研究. 中国地质, 44(6): 1074—1085.
- 魏广仁, 2020. 雄安新区蓟县系岩溶热储缝洞储层发育规律研究. 石化技术, 27(8): 248—249.
- 吴爱民, 马峰, 王贵玲, 等, 2018. 雄安新区深部岩溶热储探测与高产能地热井参数研究. 地球学报, 39(5): 523—532.
- 许宗余, 1991. 西安地区地热井成井及压裂增产的新工艺. 中国煤田地质, (2): 83—85.
- 岳高凡, 王贵玲, 马峰, 等, 2021. 地热规模化开发断层滑动概率评估: 以雄安新区深部岩溶热储为例. 中国地质, 48(5): 1382—1391.
- 张财华, 2021. 河北沧县抬拱带地热能蕴藏机制研究. 中国煤炭地质, 33(7): 72—77.
- 张德忠, 刘志刚, 卢红柳, 2013. 河北地热. 北京: 地质出版社.
- 朱丽君, 刘国良, 2015. 酸化压裂工艺技术综述. 安徽化工, 41(2): 9—12.