

超临界二氧化碳压裂技术研究进展

陈 晨^{1,2}, 朱 颖^{1,2}, 翟梁皓^{1,2}, 潘栋彬^{1,2}, 靳成才^{1,2}

(1. 吉林大学建设工程学院, 吉林 长春 130026; 2. 自然资源部复杂条件钻采技术重点实验室, 吉林 长春 130026)

摘要:对于低渗透油页岩矿藏的开发,超临界二氧化碳(SC-CO₂)压裂技术有效规避了水力压裂引起的地层伤害、诱发地震和环境污染等问题,且由于其在起裂压力、沟通微裂缝、形成复杂缝网上的优势,是目前一项热门的无水压裂技术。本文详细介绍了 SC-CO₂ 压裂技术的技术特点和近年来 SC-CO₂ 压裂的实验与数学模型研究。从裂缝扩展规律性实验、在 SC-CO₂ 作用下的岩性变化实验、SC-CO₂ 压裂液体体系的研制以及 SC-CO₂ 流体携砂流动、井内温度场、裂缝起裂扩展数学模型的相关研究中,探讨目前 SC-CO₂ 压裂技术的研究进展与不足,并在增粘剂的设计、裂缝有效性的评价、填砂裂缝网络提高油页岩储集层传热和渗流能力等方面的研究提出了建议,对 SC-CO₂ 压裂技术的未来发展具有参考意义。

关键词:压裂技术;超临界二氧化碳;无水压裂;油页岩

中图分类号:TE132.8;TE357.7 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2018)10-0021-06

Research Progress on Supercritical Carbon Dioxide Fracturing Technology/CHEN Chen^{1,2}, ZHU Ying^{1,2}, ZHAI Liang-hao^{1,2}, PAN Dong-bin^{1,2}, JIN Cheng-cai^{1,2}(1.College of Construction Engineering, Jilin University, Changchun Jilin 130026, China; 2.Key Laboratory of Drilling and Exploitation Technology in Complex Conditions of Ministry of Natural Resources, Changchun Jilin 130026, China)

Abstract: For the exploitation of low-permeability oil shale deposits, supercritical carbon dioxide (SC-CO₂) fracturing technology avoids the formation damage, possible induced earthquakes and environmental pollution caused by hydraulic fracturing effectively and becomes a hot waterless fracturing technology because of its advantages of reducing initiation pressure, communicating micro cracks and developing complex fracture network. This paper introduced in detail the technical characteristics and the experimental and mathematical model studies of SC-CO₂ fracturing in recent years. From the view of experimental studies about crack propagation mechanism, experimental studies about lithologic change with the interaction of SC-CO₂, the development of SC-CO₂ fracturing fluid and mathematical model studies about the flowing rules of sand carrying SC-CO₂, temperature of wellbore, crack initiation and propagation mechanism, the research progress and deficiency of SC-CO₂ fracturing technology were discussed and suggestions were put forward about the design of tackifier, effective evaluation of fracture and enhancement of oil shale reservoir heat transfer and seepage capacity caused by packed fracture, providing a reference for its development.

Key words: fracturing technology; supercritical carbon dioxide; waterless fracturing; oil shale

0 引言

能源利用情况严重制约着经济建设与发展,常规油气资源已无法满足人们对能源资源的需求。面对能源危机,低渗透、致密等非非常规油气资源由于其储量丰富,分布广泛^[1],已成为主要接替能源。油页岩是一种富含可燃有机质的高灰分有机矿物,“全球油页岩资源评价”工作显示,将我国 1000 m 内的油

页岩矿藏折算成油页岩油,其值约为 476.44 亿 t^[2-3]。作为一种具有极低渗透性与传热系数的非常规油气资源,油页岩的原位开采要求利用压裂技术人为制造便于油气沟通的流通通道。

自 1947 年以来,水力压裂技术广泛应用于油气藏开采增产中,但由于破胶、返排的不彻底以及常规水基压裂液中的大量添加剂,对地层伤害较大^[4]。

收稿日期:2018-07-31

基金项目:国家自然科学基金面上项目“高压低温水射流作用下海底天然气水合物储层破岩过程与机理研究”(编号:41672361);省校共建项目,新能源专项“油页岩原位转化工程共性关键技术研究”(编号: SXGJSF2017-5);省科技厅项目(编号:20160204011SF)

作者简介:陈晨,男,汉族,1965 年生,教授,博士生导师,从事岩土工程钻凿技术、基础工程设计、施工与计算机模拟研究及教学工作,吉林省长春市西民主大街 938 号,chenchen@jlu.edu.cn。

通信作者:朱颖,女,汉族,1994 年生,硕士研究生在读,地质工程专业,研究方向为非常规油气资源开发技术,吉林省长春市西民主大街 938 号,zhuying16@mails.jlu.edu.cn。

同时,美国、加拿大等地区经调查发现,水力压裂施工存在诱发频发地震的危害,我国近一年来的松原地区频发地震现象亦存在受水力压裂开采油气资源影响的迹象。加拿大阿尔伯塔省地质调查局和阿尔伯塔大学通过对自2013年以来该省 Duvernay 地区约300口油气开发井与其引发的数百次地震的分析研究,发现了水力压裂法与诱发地震间的联系。目前,在纽约、美国多州等地区禁止了该技术的使用。

基于减少地层损害、降低环境风险的目的,二氧化碳压裂技术、LPG压裂技术等无水压裂技术逐步成为研究焦点。其中,一种利用超临界流体特殊性质的压裂技术——超临界二氧化碳(SC-CO₂)压裂技术,逐渐成为了二氧化碳干法压裂技术的主要发展趋向^[4]。超临界二氧化碳无水相,泵入地层不会产生水锁效应等地层伤害现象。返排时只需改变其温度、压力状态,使其转化为气态,即可快速且无残留地返排回地面^[4-7]。因此,该压裂技术对于减少压裂施工对储层的伤害、节约水资源、降低环境风险均具有较好发展前景,利于油页岩这种储量巨大的低渗矿藏的开发。

1 超临界二氧化碳压裂技术

1.1 概念

超临界二氧化碳压裂技术是一种以超临界态二氧化碳作为压裂液的无水压裂技术。当二氧化碳温度达到31.06℃,压强达到7.39MPa,将转化为超临界流体^[4]。在达到临界点后,流体被压缩亦只表现出密度的变化,不会产生相态变化,如图1所示^[8-9]。超临界二氧化碳在粘度、密度及扩散系数上具有超临界流体共有的特殊性质,如表1所示^[8]。对于绝大多数压裂施工而言,施工条件天然满足SC-CO₂的温度要求,但其低粘的特性,要求施工中

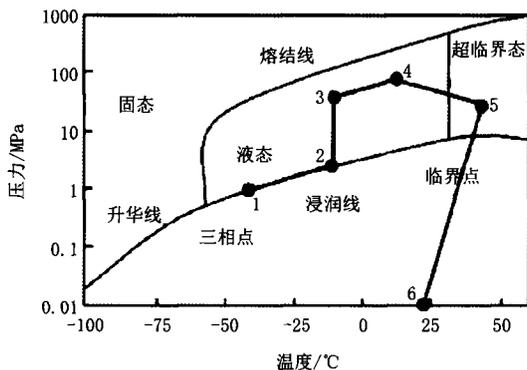


图1 二氧化碳相图

表1 超临界流体与气体、液体性质对比

流体类型	密度/ (g·cm ⁻³)	粘度/ (mPa·s)	扩散系数/ (cm ² ·s ⁻¹)
常温常压气体	(0.6~2)×10 ⁻³	(1~3)×10 ⁻²	0.1~0.4
超临界流体	0.2~0.9	(1~9)×10 ⁻²	(2~7)×10 ⁻⁴
常温常压液体	0.6~1.6	0.2~3	(0.2~3)×10 ⁻⁵

进行大排量压裂。

1.2 技术特点分析

与水力压裂技术相比,SC-CO₂压裂技术在降低地层伤害、提高缝网复杂度、置换吸附态可燃气体等方面具有显著的优越性,主要具有以下优点^[5,7,10-13]:(1)化学稳定性高,不易燃易爆,无腐蚀性;(2)达超临界态的临界温度与临界压力在一般性的非常规油气藏开采中较易达成,具有一定的可行性;(3)具有高密度、低粘度、高扩散系数和低表面张力,一方面压裂液更易于沟通微裂缝、形成大量复杂微裂缝网络,另一方面有利于流体流动、降低了压裂液流动过程中的压力损失;(4)具有无水相型压裂液的共同优势,避免了由于粘土矿物遇水膨胀所导致的水锁效应等危害,避免了储层受损;(5)压裂后可转化为气态并随油气开采排出,返排迅速而彻底,对地层伤害低;(6)破岩门限压力远小于水,降低了压裂难度;(7)溶解能力强,有效缓解近井地带的油层堵塞现象,增强油气通道的渗流能力;(8)特别的,CO₂的置换作用有利于提高甲烷等气体的开采量,并达到CO₂地质封存的目的,永久性封存CO₂。

同时,SC-CO₂压裂中也存在一定的缺陷^[10-15]。

(1)粘度低,不利于支撑剂的携带且其高滤失性要求大排量泵入压裂液。

(2)穿透性强,对压裂设备的密封性和防穿刺性能要求高,需要研制新型设备。

(3)在井筒内的流动过程中,二氧化碳达到超临界态,一方面,流动过程中所产生相态变化要求加强控制;另一方面,在浅井施工中需安装地面加热设备,满足井筒内形成超临界态的温度要求。

(4)存储与运输成本高。

2 国内外超临界二氧化碳压裂技术研究现状

近年来,有关超临界二氧化碳压裂技术的相关研究有跳跃式增加的趋势,相关的实验研究主要分为3大方向:(1)SC-CO₂压裂岩样所形成的裂

缝网络及其形成规律性的相关实验研究;(2) SC - CO₂ 流体性质对岩样本物理力学性质影响的相关实验研究;(3) 压裂液添加剂以其压裂效果的相关实验研究。除此之外,存在大量的有关 SC - CO₂ 流动、携砂流动以及温度场等数学模型的相关研究。

2.1 超临界二氧化碳压裂技术裂缝规律性的相关实验研究

2010 年,Verton 等^[16]利用二氧化碳和水基压裂液同时进行压裂实验,发现二氧化碳压裂能达到与水力压裂相同的效果。2012 年,Ishida 等^[17]进行了超临界二氧化碳压裂和液态二氧化碳压裂实验,并与水力压裂实验进行了对比,发现超临界二氧化碳与液态二氧化碳所需的破岩压力均低于水力压裂。2015 年,Middleton 等^[18]提出了利用超临界二氧化碳进行无水压裂的方法,研究发现 SC - CO₂ 压裂技术有效加强了压裂效果和裂缝延伸情况,不仅降低了流体产生的阻断机制,而且提高了部分页岩中部分甲烷气体的解吸现象。2016 年,Zhang X 等^[19]设计并实施了超临界二氧化碳压裂实验,利用声发射技术与 CT 扫描技术研究了页岩中裂缝起裂及扩展规律。2018 年,Zhao Z 等^[20]针对不同地应力差对超临界二氧化碳压裂的破裂压力、主裂缝形态、次裂缝等裂缝要素的影响,判定这些裂缝的曲折度与表面状况。

对比这些文献中记录的水力压裂与 SC - CO₂ 压裂对比试验,我们可以发现:压裂液的变化会直接影响到起裂压力,但是对于不同的岩样,所产生的变化幅度不同。在 Zhang X 等^[19]的页岩压裂实验研究中发现:SC - CO₂ 压裂的起裂压力比水力压裂低 50% 左右,比纯液态二氧化碳压裂低 15% 左右。在赵志恒等^[13]的花岗岩压裂实验研究中发现:压裂液从水变为 SC - CO₂,凝灰岩压裂实验中起裂压力值从 10.51 MPa 变成了 10.04 MPa,下降幅度约为 4.5%;花岗岩压裂实验中起裂压力值从 11.84 MPa 变成了 9.56 MPa,下降幅度约为 19.6%。从中,我们可以发现压裂液从水变为 SC - CO₂ 使岩石起裂压力降低,但是变化幅度则与岩石本身性质相关,SC - CO₂ 与岩石之间发生的物理化学作用同样会产生一定的影响。

2.2 超临界二氧化碳影响岩石岩性的相关实验研究

1996 年,Shiraki^[21]研究发现二氧化碳会轻微

溶解砂岩中铁白云石/白云岩和硅酸铝矿物。2005 年,Kaszuba 等^[22]对二氧化碳会轻微溶解砂岩中铁白云石/白云岩和硅酸铝矿物这种溶解现象所带来的孔隙度与渗透率变化进行了实验。2008 年,Busch 等^[23]研究发现超临界二氧化碳会溶解页岩中的碳酸盐矿物,从而改变其孔隙度、渗透率和扩散特性。2013 年,Lahann 等^[24]测量了页岩注入超临界二氧化碳后的孔隙变化。2016 年,陈钰婷^[25]设计了超临界二氧化碳浸泡页岩实验,测得力学性质、声发射特征的变化,结合 XRD、SEM 测试所得的实验前后岩石矿物组成与微观结构,分析了超临界二氧化碳对页岩力学性质的作用机制。2017 年,Ao X 等^[26]设计 4 组对照实验,研究超临界二氧化碳流体对页岩各项物理力学性质的影响,发现在页岩比面积与矿物含量均降低的同时孔隙率提高,且各项力学性质指标均下降,呈现出明显的强度性质弱化。2018 年,Dai C 等^[27]研究了超临界二氧化碳压裂液对岩石渗透率的影响及机理,针对不同渗透率的岩样进行了水力压裂与超临界二氧化碳压裂对比试验,得出了超临界二氧化碳压裂液对于高渗透率的岩样产生更大的渗透破坏,而水则对低渗透率的岩样产生更大的渗透破坏。

除了上述的压裂规律性和 SC - CO₂ 与岩石之间发生的相互作用的实验性研究之外,还有部分针对 SC - CO₂ 压裂所制备的增粘剂效果的实验研究。2014 年,范志等^[28]针对增粘剂(BEA 与 FA)对 SC - CO₂ 粘度的影响进行了实验。2016 年,刘真光等^[29]对二氧化碳压裂液的滤失规律进行了研究,分析了注入压力、压差、裂缝开启度等影响参数变化条件下的压裂液滤失速率。2018 年,Du M 等^[30]采用以甲苯作为共溶剂、聚二甲基硅氧烷作为增粘剂,测试了增粘后的 SC - CO₂ 压裂液的粘度值,利用分子动力学模拟研究了该压裂液体系的溶解度参数。分子模拟与实验是设计并检验 SC - CO₂ 增粘剂效用的有效手段,为成功设计出性能优良的 SC - CO₂ 压裂液体系有较好的指导作用。

2.3 超临界二氧化碳压裂技术的数学模型研究

2015 年,郭建春等^[31]建立了描述 SC - CO₂ 温度、压力、相态与物理性质之间相互影响的井筒温度-压力耦合模型,对不同注入温度、注入压力、注入排量与油管粗糙度所引起的井底参数的变化进行了研究,分析了二氧化碳井底达到超临界态的参数范围。

同年,孙小辉等^[32]构建了裂缝温度场模型,研究了在不同滤失系数和不同压裂时间的条件下压裂裂缝的温度场变化。井筒内以及裂缝内温度场的相关研究,有利于SC-CO₂压裂时各项施工参数的选择,以保证井底及裂缝内SC-CO₂的超临界态。

2015年,王金堂等^[33]采用双流体模型对SC-CO₂携带支撑剂的流动情况进行了模拟计算,分析了不同流体流速、不同支撑剂浓度、不同温度及压力条件下的支撑剂沉降情况。2016年,侯磊等^[34]建立了支撑剂在SC-CO₂中的跟随性计算模型,评价了SC-CO₂压裂液的携砂性能,研究了支撑剂粒径与密度、SC-CO₂的密度与流速等参数对携砂能力的影响,并通过跟随性实验进行了模型检验。SC-CO₂携砂流动模型的研究,为获得优良的裂缝填充效果提供了合适的支撑剂参数和流体参数选择范围,对于研制合适的压裂液体系提出了设计需求,有利于压裂液添加剂以及支撑剂的选择。

2015年,方长亮等^[35]建立了二维平面页岩裂缝模型,分别以水、滑溜水以及SC-CO₂为压裂液进行压裂模拟,对比了不同压裂液条件下裂缝的张开和长度。同年,陈立强等^[36]建立了适用于SC-CO₂压裂的裂缝起裂压力预测模型,进行了与水力压裂、液态二氧化碳压裂的对比,其结果与前人的实验数值仅有3%的误差。SC-CO₂压裂模型的建立,有利于裂缝几何尺寸和缝网形态的预测,对压裂参数的选择提供了参考范围。

3 超临界二氧化碳压裂技术研究的不足与改进

3.1 超临界二氧化碳压裂技术研究的不足

超临界二氧化碳压裂技术因压裂液的清洁性能和介于气体、液体之间的特殊性质而受益,但同样因压裂液产生的井内相态控制问题、低粘度所导致的携砂问题、穿透性强而产生的设备研制需求等,是目前SC-CO₂压裂技术急需解决的研究重点。目前,SC-CO₂压裂技术的研究存在以下几点不足。

(1)井内二氧化碳的相态控制。需要建立耦合温度与压力影响参数的井筒内流体流动模型,模拟计算井筒内的流体温度-压力分布情况,控制井内流体相态。

(2)压裂液体系的研究,主要可以分为压裂液添加剂的研究与支撑剂的研究。前者前人往往只是针对制得的压裂液体系的粘度测试进行了实验,但对

于新型压裂液体系用于室内压裂实验和现场小型压裂试验中的测试尚有缺失,且分子模拟作为设计压裂液体系的有效手段,在现有的计算方法下未能达到模拟结果与实验的吻合。后者主要针对支撑剂的运移模型进行了研究,缺少针对超临界二氧化碳特殊返排条件下的支撑剂回流模型的研究,且缺少携砂压裂实验以验证和支持数学模型的研究成果。

(3)在SC-CO₂室内压裂实验中,总结得出的起裂压力、裂缝复杂度、裂缝粗糙度以及施工参数的影响等方面的实验结果具有一定的规律性,但缺少SC-CO₂压裂裂缝扩展的机理研究,且未分析对于不同岩石对压裂液变化的敏感性成因。

(4)缺少SC-CO₂压裂裂缝有效性的相关研究。SC-CO₂压裂所形成的裂缝较窄,不利于支撑剂的铺放,需要对裂缝支撑剂填充的有效性进行分析。

(5)缺少SC-CO₂压裂技术对油气开采增产作用的相关研究。压裂技术的研究,最终目的是作用于后续的油气开采工作。油页岩是一种渗透率与传热能力都极低的非常规油气藏,SC-CO₂压裂技术所构造的填砂裂缝网络是扩大储层传热范围和油气渗透能力的手段,需要对SC-CO₂压裂裂缝网络对油页岩储集层传热和渗流能力的改变进行研究。

3.2 超临界二氧化碳压裂技术研究改进措施

(1)引入粗粒度分子模拟技术,进行SC-CO₂增粘剂的优化设计。通过前人研究已知,拥有供电子基团、路易斯碱属性的聚合物与二氧化碳之间存在特定的相互作用,可用于设计二氧化碳压裂液^[37]。粗粒度分子模拟技术可在聚合物分子尺度上进行增粘剂与SC-CO₂相行为的研究,避免了单一的基团与二氧化碳之间的相互作用等因素而导致的模拟结果与实际效果不同。采用设计的增粘剂与合适的助溶剂进行实验,检测设计的压裂液体系的粘度,进行室内压裂实验并将实验结果与纯SC-CO₂压裂实验结果进行对比。

(2)建立SC-CO₂压裂复杂缝网下的支撑剂运移模型,设计携砂压裂实验。进行不同支撑剂浓度、粒径、携砂液流速等参数对支撑剂运移影响的模拟计算研究,分析形成合适的砂堤区、颗粒滚流区、悬浮区和无砂区范围的参数^[38],分析SC-CO₂压裂形成的窄而复杂的裂缝缝网对形成较好的填砂裂缝所需的支撑剂参数。在此基础上,进行携砂压裂实

验,利用 CT 扫描技术观察裂缝填充情况以及支撑剂参数与携砂液排量对裂缝填充的影响,验证支撑剂运移模型,最终评价 SC-CO₂ 压裂裂缝填充的有效性。

(3)建立油页岩富含天然裂缝地层中的 SC-CO₂ 压裂裂缝扩展模型。通过设置不同的裂缝类型、相交角、距离等参数,研究 SC-CO₂ 压裂裂缝与天然裂缝发生交汇、穿过等交互现象的规律,与水力压裂裂缝扩展模型相对比,分析 SC-CO₂ 压裂沟通天然裂缝的能力,优化合理的压裂参数选择范围。同时,设计室内 SC-CO₂ 压裂实验验证模型。

(4)与水基压裂液相比,SC-CO₂ 虽在裂缝长度、复杂度和沟通微裂缝上有明显的优势,但裂缝张开度小,不利于支撑剂的铺放,影响了有效裂缝长度及导流能力。裂缝网络的几何尺寸以及空间分布是影响油页岩加热开采过程中的储集层温度场变化的重要因素,将直接影响到开采井的油气产量。设计 SC-CO₂ 携砂压裂后的导流能力实验,从 SC-CO₂ 对油页岩岩石渗流能力的影响与裂缝充填层导流能力对各项压裂参数的敏感性两方面对 SC-CO₂ 压裂所获得的油气流通通道的渗流能力进行研究。通过室内试验获取油页岩密度、导热系数等参数,建立 SC-CO₂ 压裂裂缝扩展模型,对比水力压裂裂缝网,研究 SC-CO₂ 压裂形成的窄而复杂的裂缝网络条件下,油页岩注热开采时的储集层温度场变化情况,分析裂缝几何尺寸与空间分布对油气产量及产油效率的影响。

4 认知与结论

(1)国内外大量超临界二氧化碳压裂实验与水力压裂实验对比研究证明,超临界二氧化碳压裂技术在降低岩石起裂压力、提高裂缝网络复杂程度等方面具有显著的优越性。我国延长地区的页岩气超临界二氧化碳压裂现场试验的成功,为该技术的实际应用提供了现实依据。

(2)目前 SC-CO₂ 压裂技术的研究,已初涉了有利于相态控制的温度场模型、有利于支撑剂选择的压裂液携砂流动模型、裂缝起裂和扩展模型、裂缝扩展规律性实验等方面的研究,但对于设计压裂液体系的分子模拟计算方式、携砂压裂室内实验、裂缝扩展机理研究以及 SC-CO₂ 压裂裂缝网络条件下的油气产能等方面的研究尚有欠缺。

(3)提出了引入粗粒度分子模拟技术优化设计增粘剂、利用 SC-CO₂ 压裂复杂缝网下的支撑剂运移模型与携砂压裂实验共同评价裂缝填充有效性、建立油页岩富含天然裂缝地层中的 SC-CO₂ 压裂裂缝扩展模型以研究 SC-CO₂ 沟通天然裂缝的能力、SC-CO₂ 压裂复杂裂缝网络条件下的油页岩裂缝导流能力研究与注热开采产能研究,为超临界二氧化碳压裂技术的研究提供了参考帮助。

参考文献:

- [1] 胡文瑞.中国低渗透油气的现状与未来[J].中国工程科学,2009,11(8):29-37.
- [2] 刘招君,董清水,叶松青,等.中国油页岩资源现状[J].吉林大学学报(地球科学版),2006,(6):869-876.
- [3] 高帅.油页岩水平井水力压裂裂缝起裂与延伸机理研究[D].吉林长春:吉林大学,2017.
- [4] 孙鑫,杜明勇,韩彬彬,等.二氧化碳压裂技术研究综述[J].油田化学,2017,34(2):374-380.
- [5] 毛金成,张照阳,赵家辉,等.无水压裂液技术研究进展及前景展望[J].中国科学:物理学 力学 天文学,2017,(11).
- [6] 刘合,王峰,张劲,等.二氧化碳干法压裂技术——应用现状与发展趋势[J].石油勘探与开发,2014,41(4):466-472.
- [7] 张怀文,周江,高燕.二氧化碳干法压裂技术综述[J].新疆石油科技,2018,28(1):30-34.
- [8] Kumar K K, Johnston K P. Modeling the solubility of solids in supercritical fluids with density as the independent variable[J]. Journal of Supercritical Fluids,1988,(1):15-22.
- [9] Fang C, Chen W, Amro M, et al. Simulation Study of Hydraulic Fracturing Using Super Critical CO₂ in Shale[R]. SPE172110,2014.
- [10] 彭英利,马承恩.超临界 CO₂ 流体技术应用手册[M].北京:化学工业出版社,2005:1-40.
- [11] 王海柱,沈忠厚,李根生.超临界开发页岩气技术[J].石油钻探技术,2011,39(3):30-34.
- [12] 张树立,韩增平,潘加东.CO₂ 无水压裂工艺及核心设备综述[J].石油机械,2016,44(8):79-84.
- [13] 赵志恒,李晓,张博,等.超临界二氧化碳无水压裂新技术实验研究展望[J].天然气勘探与开发,2016,39(2):58-63.
- [14] Wang H, Li G, Shen Z. A Feasibility Analysis on Shale Gas Exploitation with Supercritical Carbon Dioxide[J]. Energy Sources,2012,34(15):1426-1435.
- [15] Gupta A P, Gupta A, Langlinais J. Feasibility of Supercritical Carbon Dioxide as a Drilling Fluid for Deep Underbalanced Drilling Operation[M]. Society of Petroleum Engineers,2005.
- [16] Verdon J P, Kendall J M, Maxwell S C. A comparison of passive seismic monitoring of fracture stimulation from water and CO₂ injection[J]. Geophysics,2010,75(3):MA1-MA7.
- [17] Ishida T, Aoyagi K, Niwa T, et al. Acoustic emission monitoring of hydraulic fracturing laboratory experiment with supercritical and liquid CO₂[J]. Geophysical Research Letters, 2012,39(16):16309.
- [18] Middleton R S, Carey J W, Currier R P, et al. Shale gas and

- non-aqueous fracturing fluids: Opportunities and challenges for supercritical CO₂ [J]. *Applied Energy*, 2015, 147(3): 500–509.
- [19] Zhang X, Lu Y, Tang J, et al. Experimental study on fracture initiation and propagation in shale using supercritical carbon dioxide fracturing[J]. *Fuel*, 2016, 190: 370–378.
- [20] Zhao Z, Li X, He J, et al. A laboratory investigation of fracture propagation induced by supercritical carbon dioxide fracturing in continental shale with interbeds[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2018, 166: 739–746.
- [21] Shiraki R, Dunn T L. Experimental study on water-rock interactions during CO₂ flooding in the Tensleep Formation, Wyoming, USA[J]. *Applied Geochemistry*, 1996, 12(1): 233–237.
- [22] Kaszuba J P, Janecky D R, Snow M G. Experimental evaluation of mixed fluid reactions between supercritical carbon dioxide and NaCl brine: Relevance to the integrity of a geologic carbon repository[J]. *Chemical Geology*, 2005, 217(3–4): 277–293.
- [23] Busch A, Alles S, Gensterblum Y, et al. Carbon dioxide storage potential of shales[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2008, 2(3): 297–308.
- [24] Lahann R, Mastalerz M, Rupp J A, et al. Influence of CO₂ on New Albany Shale composition and pore structure[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2013, 108(12): 2–9.
- [25] 陈钰婷. 超临界二氧化碳作用下页岩力学特性研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2016.
- [26] Ao X, Lu Y, Tang J, et al. Investigation on the physics structure and chemical properties of the shale treated by supercritical CO₂[J]. *Journal of CO₂ Utilization*, 2017, 20: 274–281.
- [27] Dai C, Wang T, Zhao M, et al. Impairment mechanism of thickened supercritical carbon dioxide fracturing fluid in tight sandstone gas reservoirs[J]. *Fuel*, 2018, 211: 60–66.
- [28] 范志, 孙宝江, 孙文超, 等. 超临界二氧化碳压裂液增黏实验方法浅析[C]//全国水动力学研讨会, 2014.
- [29] 刘真光, 邱正松, 钟汉毅, 等. 页岩储层超临界 CO₂ 压裂液滤失规律实验研究[J]. 钻井液与完井液, 2016, 33(1): 113–117.
- [30] Du M, Sun X, Dai C, et al. Laboratory experiment on a toluene–polydimethyl silicone thickened supercritical carbon dioxide fracturing fluid[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2018, 166: 369–374.
- [31] 郭建春, 曾冀. 超临界二氧化碳压裂井筒非稳态温度–压力耦合模型[J]. 石油学报, 2015, 36(2): 203–209.
- [32] 孙小辉, 孙宝江, 王志远. 超临界 CO₂ 压裂裂缝温度场模型[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1586–1592.
- [33] 王金堂, 孙宝江, 刘云, 等. 裂缝内超临界二氧化碳携带支撑剂两相流动数值模拟研究[C]//全国水动力学研讨会, 2015.
- [34] 侯磊, 孙宝江, 蒋廷学, 等. 支撑剂在超临界二氧化碳中的跟随性计算[J]. 石油学报, 2016, 37(8): 1061–1068.
- [35] 方长亮, 蒋国盛, M. Amro. 超临界二氧化碳压裂页岩的可压裂性模拟研究[C]//中国地质学会探矿工程专业委员会. 第十八届全国探矿工程(岩土钻掘工程)学术交流年会论文集. 北京: 地质出版社, 2015.
- [36] 陈立强, 田守增, 李根生, 等. 超临界 CO₂ 压裂起裂压力模型与参数敏感性研究[C]//全国桩基工程学术会议, 2015.
- [37] 孙文超, 孙宝江. 分子模拟在超临界 CO₂ 增粘剂分子设计中的应用[C]//中国化学会全国量子化学会议, 2014.
- [38] 李鹏, 苏建政, 张岩, 等. 单裂缝中携砂液流动规律研究[J]. 力学与实践, 2017, 39(2): 135–144.