

页岩油储层压裂改造技术问题的讨论

石林¹, 张鲲鹏^{2,3*}, 慕立俊⁴

1 中国石油钻井工程研究院, 北京 102206

2 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

3 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249

4 中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院, 西安 710018

* 通信作者, dr_roc@163.com

收稿日期: 2020-11-03

国家自然科学基金重大项目页岩油气高效开发基础研究(51490650)、中国石油天然气集团有限公司—中国石油大学(北京)战略合作科技专项(ZLZX2020-02)联合资助

摘要 我国长庆、吉木萨尔等区域开展了非常规石油高效开发先导试验, 取得了良好的效果。2019年, 上述地区部分储层被命名为页岩油储层, 引起了国内外的广泛关注。扩大页岩油定义的涵盖范围, 有利于提高非常规油气开发的效益。然而, 相比页岩气储层的开发, 页岩油储层的高效开发技术目前还存在理论和技術上的不足。为此, 针对国内外的一些页岩油储层压裂改造的挑战性概念和工程问题开展研究与讨论, 得到如下主要认识: (1) 基于页岩的层理发育程度和泥质含量, 建立有针对性的增产工艺, 对页岩油储层的高效开发具有积极意义。(2) 提高液量、排量、砂量以及射孔簇密度是当前的改善页岩油储层改造效果的有效措施。把充足的液和砂送到设计区域是储层改造精细化施工的目标。因此, 本文提出水功能系数, 即岩石压裂液体积比, 可代替传统的SRV等概念, 作为压裂设计及优化依据。此外, 深浅层页岩油储层的勘探开发策略应区别对待。(3) 在水平段井眼方位设计时, 不必拘泥于垂直于最大主应力方向, 因为压裂液进入地层会对地应力场产生影响, 层理结构、天然裂缝等弱结构会引导裂缝发展, 因此应综合考虑天然裂缝及层理等特殊结构分布模式及发育程度、地应力场的特征以及压裂液与地应力场的相互作用, 以得到最大经济效益。(4) 石英砂替代陶粒在页岩油储层压裂降本增效等方面具有良好效用, 已经在页岩油气开发上取得良好的工程试验效果, 现阶段需要更加完善的复杂裂缝条件下支撑剂对导流能力影响的评价方法。

关键词 非常规储层; 水力压裂; 储层评价; 导流能力; 致密油; 水平井

Discussion of hydraulic fracturing technical issues in shale oil reservoirs

SHI Lin¹, ZHANG Kunpeng^{2,3}, MU Lijun⁴

1 China Petroleum Drilling Engineering Research Institute, Beijing 102206, China

2 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

3 MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Beijing 102249, China

4 PetroChina Changqing Oilfield Company Oil and Gas Technology Research Institute, Xian 710018, China

Abstract Many pilot tests on the efficient development of unconventional oil have been carried out in Changqing, Jimsar and

引用格式: 石林, 张鲲鹏, 慕立俊. 页岩油储层压裂改造技术问题的讨论. 石油科学通报, 2020, 04: 496-511

SHI Lin, ZHANG Kunpeng, MU Lijun. Discussion of hydraulic fracturing technical issues in shale oil reservoirs. Petroleum Science Bulletin, 2020, 04: 496-511. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.04.043

other regions of China, and good results have been achieved. In 2019, some of the reservoirs in the above areas were named shale oil reservoirs, which aroused widespread attention at home and abroad. Expanding the scope of the definition of shale oil will help improve the efficiency of unconventional oil and gas development. However, compared with the development of shale gas reservoirs, there are still some theoretical and technical shortcomings in the efficient development of shale oil reservoirs. In this way, research and discussion of the challenging concepts and engineering problems of hydraulic fracturing of some shale oil reservoirs at home and abroad have been carried out, and the following main understandings have been obtained: (1) Based on the bedding development and shale content of shale, establishing targeted stimulation technology is of positive significance to the efficient development of shale oil reservoirs; (2) Increasing fracturing fluid volume, displacement, sand volume, and hydraulic fracture density are the current effective measures to improve the effect of shale oil reservoir hydraulic fracturing treatment. Injecting sufficient liquid and sand to the targeted area is the goal of the reservoir hydraulic fracturing treatment. Therefore, the water function coefficient can replace the traditional stimulated reservoir volume and other concepts as the basis for its design and optimization. In addition, the exploration and development strategies of deep and shallow shale oil reservoirs should be treated differently; (3) When designing the horizontal wellbore orientation, it is not necessary to stick to the direction perpendicular to the maximum principal stress, because the fracturing fluid entering the formation will affect the in-situ stress field. The weak structures such as bedding structures and natural fractures will lead to the development of fractures. Therefore, the distribution mode and development degree of special structures such as natural fractures and bedding, the characteristics of the in-situ stress field, and the interaction between the fracturing fluid and the in-situ stress field should be considered comprehensively. (4) The technical concept of vigorously promoting the replacement of ceramsite with quartz sand has a good effect in reducing cost and increasing efficiency of shale oil reservoirs and has already achieved good results in shale oil and gas development. However, there is a need for a more complete evaluation method of the proppant's influence on the conductivity of the fluid under complex fracture conditions, so as to objectively support the development of technology.

Keywords unconventional reservoirs; hydraulic fracturing; reservoir evaluation; conductivity; tight oil; horizontal well

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.04.043

0 引言

页岩油资源,作为目前开发前景最为广阔的非常规油气资源之一,引起石油工业广泛重视^[1-2]。我国页岩油资源储量丰富,目前已探明页岩油地质储量 7.37×10^8 t,剩余控制及预测储量为 18.3×10^8 t,预测建成后,产能可达 400×10^4 t/a^[3]。

针对于页岩油高效开发技术,在页岩气储层改造的技术基础之上,展开了大量的研究,其中涌现出多尺度复杂缝网压裂、高导流通道压裂^[4-5]、CO₂干法压裂^[6-7]carbon dioxide foam properties were measured to 250 degrees F (121 degrees C、密切割水平井多段分簇压裂技术^[8]等工程技术,均取得了较好的储层改造效果^[9]。

水力压裂技术作为储层改造的常用技术,在页岩油气开发中发挥了极为重要的作用^[10]。页岩储层中,较为发育的层理及天然裂缝等弱结构面,作为页岩的典型结构特征^[11],对水力裂缝的扩展行为的影响得到了广泛的研究^[12-14]。此外,页岩油储层结构较为复杂,典型的页岩油储层包括砂岩、碳酸盐岩、泥页岩等^[15]。而不同类型的页岩油储层的压裂改造技术也存在差异^[16-18]。因此,针对页岩油储层的综合性储层评

价方法是页岩油储层高效开发的前提之一。

水平井多段分簇压裂技术,作为有效的页岩气储层改造手段,被大量研究并实践^[19-20]。在该过程中,提出了体积压裂的概念^[21],认为页岩气储层水力压裂改造后,应形成由主裂缝为主,分支裂缝为辅,沟通赋存页岩气的天然裂缝,形成页岩气高导流通道,进而实现页岩气的高效开发。而在页岩油储层压裂改造时,采取密切割压裂方式,不再追求大体积树枝状裂缝网络,而是依靠密集的短裂缝,“剁碎”储层^[22]。此外,由页岩气开发所得到的经验,压裂液作为压裂的水力传递介质,在注入储层后,会伤害储层,所以在页岩气开发中,压裂液的返排成为主要的研究对象^[23]。而在页岩油储层开发中,压裂液可作为压驱补能的介质,有效改善页岩油储层改造效果^[24]。在因此,而在页岩油储层改造的过程中,体积压裂等传统概念和观念并不能完全适用。因此,适用于页岩油储层改造的压裂新观念、新技术、新共识的提出,是助力页岩油革命的途径之一。

基于目前页岩油储层高效开发进程中的相关认识,归纳总结出较为突出且典型的关键问题,为页岩油储层改造提供新观点,并为相关研究的开展提供新思路。

1 页岩油储层几个概念的再认识

1.1 扩大页岩油概念对工程地质的影响

针对低品位资源,我国油气开发领域不断提出相应开发技术策略,经历了从有效开发低渗透储层到超低渗透储层、再到特超低渗透储层的三个阶段^[25-26]。在北美实现了页岩油气革命后,国内业界做出相应的变更,将超低渗透储层更名为致密油储层。该变更可以使国内外非常规开发技术处于相同的学术平台上,有利于促进技术交流。2020年3月31日,业内专家推出新版国家标准《页岩油地质评价标准》,新标准扩大了页岩油储层定义的涵盖范围,将部分致密油储层划归到页岩油储层。此次重新定义,会对页岩油勘探开发起到显著的积极作用。从页岩油的角度来研究油气的生成和开发工艺,有更好的适应性,可以促进、提升勘探开发的效率。此外,在致密油概念的引导下,勘探开发目标往往为河道砂、流道砂,并且要追踪渗透率高、分选好、砂粒大的砂层^[27]。而在页岩油的概念引导下,勘探开发目标转变为探索广泛分布的层,不拘泥于寻找砂层,更多的是在地层中寻找页岩油气

较为富集的层位,及追踪甜点。可开发对象从河流、盆地上的洪流,变成了整个盆地中的同一时期的富油气水体的沉积层。

1.2 页岩油开发与页岩层理和泥质特性的关联问题

页岩油资源富集于泥页岩等多种类型储层之中^[2,28-29]。目前,泥页岩的分类依据包括黏土矿物组分含量、结构特点、膨胀性、回收率、阳离子交换容量、密度等^[30]。长庆油田以砂地比为页岩油储层分类指标,如图1所示,认为砂地比大于15%的页岩油储层为规模勘探开发对象。

从宏观的视角来认识非常规油气资源的开发技术的演变过程,可以大体分为两个阶段。第一阶段是以现有最有效的方法实现单井油气产量的快速增加,例如水平井加大规模储层改造。第二阶段是最大程度地实现单位产量的成本大幅度下降,例如工厂化作业,以滑溜水、石英砂替代陶粒,如图2所示。

从微观的视角来认识非常规储层的开发,可以认为是人为建立导流通道(裂缝、压裂液、支撑剂),大幅度(成百上千倍地)提高生产区域的储层渗透率,从而把油气引导至井筒内的过程。从提高渗透率的角度来分析储层的自有特性,天然微裂缝和层理与储层的

类型	I类	II类	III类
岩性组合			
	多期叠置砂岩发育型	页岩夹薄层砂岩型	纯页岩型
砂地比/%	>15	15~5	<5
单砂体厚度/m	>4	4~2	<2
勘探开发层次	规模勘探开发	风险勘探目标	原位转化目标

图1 长庆页岩油储层评价分类图

Fig. 1 Evaluation classification map of Changqing shale oil reservoir



图2 非常规油气资源开发技术演变示意图

Fig. 2 Schematic diagram of the evolution of unconventional oil and gas resources development technology

可压裂性正相关^[31-32],即微裂缝和层理比较发育的储层可压性较好。而泥质成分比较高的岩石比较多地具有层理的特征,同时比较容易产生微裂缝^[33]。

现阶段认为页岩油资源赋存于页岩储层之中,泥质成分和泥岩比例较高。关于储层的层理结构,泥质成分、泥岩对储层改造的不利因素被广泛地研究^[34-35],但是其对页岩油储层开发所起到的积极因素仍需研究。

在页岩油开发中,脆性指数作为储层评价的重要指标之一,受到了广泛的研究。最常用且较为简便的计算方法为利用脆性矿物含量来计算脆性指数^[36-38]。通常脆性指数大于0.5,便可认为该层位脆性较强,开发价值较高^[39]。

脆性矿物的来源主要是石英砂及碳酸盐岩中的灰岩、白云岩,其中石英矿物为主要部分,且当页岩脆性指数较高时,石英矿物含量普遍较高,石英矿物含量与脆性指数存在正相关关系^[38]。在川渝地区,页岩气所处的泥页岩储层中,石英矿物含量普遍介于60%~95%之间^[27],此时泥页岩中泥质矿物典型组分含量较低,以泥质成分占主导地位的岩性判别方式适用性较差。当前,脆性指数已经成为评价甜点储层的重要参数之一,简单以脆性矿物含量来理解脆性指数容易强化和扩大对泥质成分和泥岩的负面认识。

从页岩的层理特征和油气含量考虑,丰富页岩油储层的定义具有如下优势:

- (1)突出页岩层理特性,间接强调了页岩油储层的层理结构对储层改造的促进作用;
- (2)增加油气含量评价指标,可以更加容易划分页岩油开发的难度级别;
- (3)可以引导室内试验及数值模拟实验开展针对性研究。

1.3 泥岩和泥质成分对形成复杂缝网的影响

页岩油气与致密油气的共同特点为致密、低渗透,储层颗粒小、泥质含量高^[27]。其中颗粒小及较高的泥质含量表明在储层沉积过程中,地层处于一个稳定的水体中,并且稳定的水体对有机物的生成和富集起到了积极作用。由此可见,泥岩含量高的储层有机质含量较高^[40]。对比泥岩与砂岩,储层中的砂岩倾向于受外力作用搬运而来的^[41-42],泥岩倾向于自生的、与有机质共生的^[43]。当前非常规资源的开发显示,非常规储层的泥质含量大多高于常规储层。较高泥质含量给压裂技术带来了积极和消极两方面的影响,因此采取针对泥岩和泥质成分的改造措施是进一步增加非常规油气产量的可行路径。

页岩中泥质所富含的黏土成分具有强吸水性,在水分子作用下,形成晶格间的膨胀、断裂,可以形成更复杂的裂缝网络^[44]。而水分子的吸入过程大部分是由页岩中层理构造完成的^[45],所以页岩中层理越富集,页岩的结构特征越明显,对压裂裂缝的发育是更有利的^[46]。基于此观点,认为复杂缝网的形成与页岩储层中的泥质成分含量密切相关。

1.4 深浅层页岩油气开发的特性差异

如图3所示,现阶段,页岩油气高效开发主力层段,埋深适中,在深层、浅层层位中,尚未实现有效开发。

浅层页岩储层的主要问题为油气散失严重。浅层页岩是由于地质运动,从深层向上挤压抬升至较浅层位,在该过程中,油气散失量较大,而且与中深层相比,浅层页岩储层中天然裂缝及断层结构较为发育,同样导致了油气的散失^[47]。另一方面,由于构造运动和地层变形大,储层岩石特性的横向差异大。

深层页岩储层的开采问题,一般指3500~4500 m深度范围内^[48],其主要存在问题是上覆岩石压力大、可能导致岩体致密和储层渗透率极低^[49-50]。而深层页岩储层的优点亦非常明显。由于埋藏较深,油气资源贮藏条件良好,油气不易散失,储层整体结构性在地质运动过程中无较大的改变。此外,由于页岩储层的渗透率低,深层页岩的压实情况与地层压力情况可能呈现两极分化特点:储层压实程度高,地层压力低,开采难度大;储层压实程度低,地层压力高,开采难度低。同时,温压条件、储层条件和保存条件也发生相应变化。因此,深浅层页岩油埋藏情况、储集条件、开采策略,均有显著差异。

2 页岩油压裂工艺设计的几点探索

2.1 压裂液对地应力的影响

非常规储层开发并在确定水平段方位时,通常参考储层的最大最小主应力方向来确定井眼方向^[51],其主应力方向是从测井和岩石力学实验数据推演而来的^[52],而这两类数据的获取时间是在压裂施工之前。压裂液的注入,对地应力场会产生影响。在水力裂缝内或天然裂缝内,压裂液对地应力场分布的影响作用方式目前尚没有明确结论^[53]。从液体的基本特性来考虑,注入到裂缝中的压裂液内各点压力是基本相同的,但是各点所处的地应力环境是不同的,而裂缝的起裂

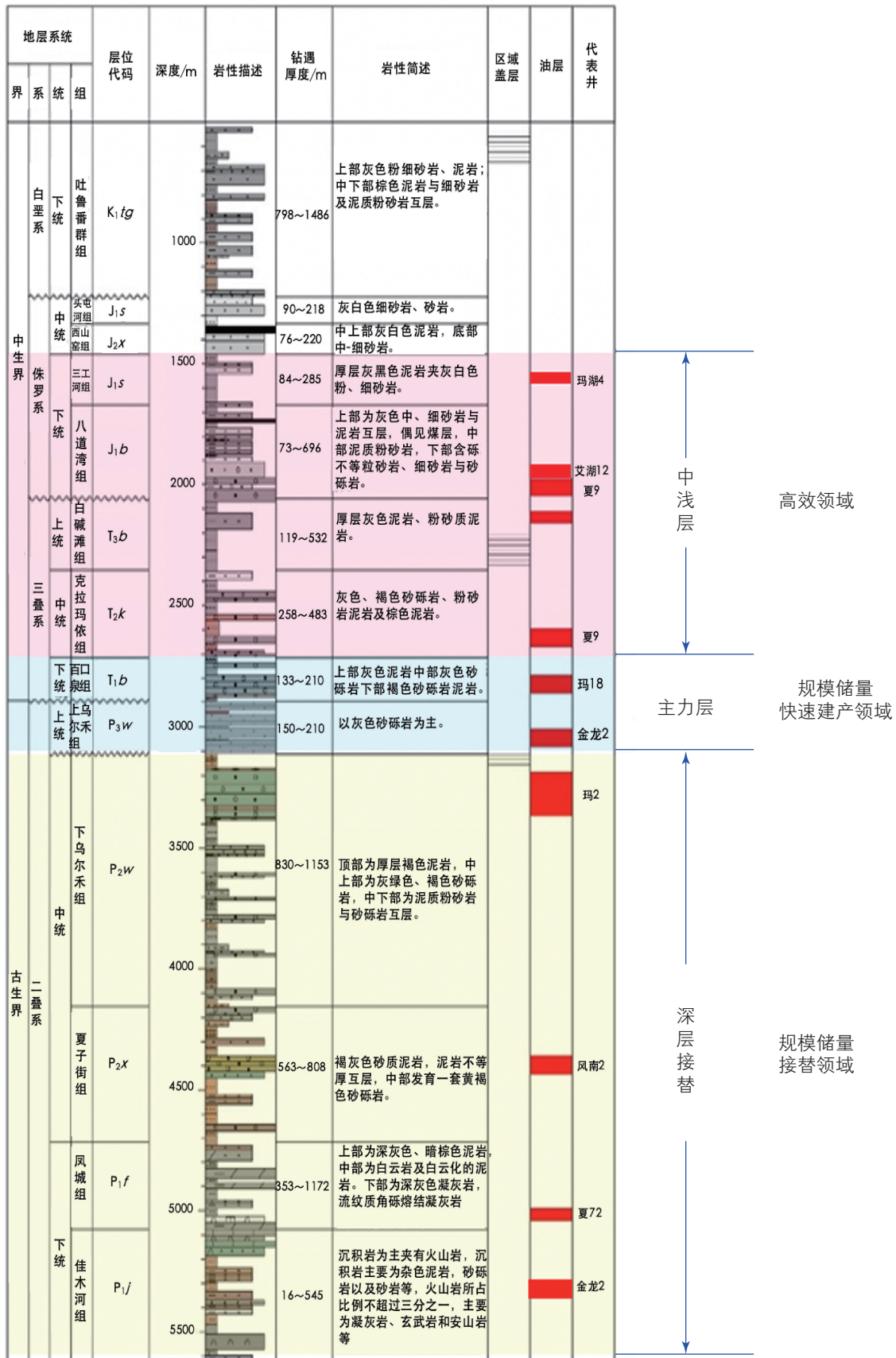


图3 新疆油田开发层位示意图

Fig. 3 Schematic diagram of the development horizon of Xinjiang Oilfield

扩展与地应力场的分布状态密切相关^[13]。因此,压裂液注入对裂缝周围地应力分布影响方式、大小、波及时间以及前级压裂裂缝对后级裂缝的影响是需要研究的问题。基于上述观点,在井眼方向设计时,需要充分考虑压裂过程中压裂液对地应力场的影响,重新推算三维地应力状态。

2.2 层理结构对压裂的影响

压裂液造缝的机理是复杂多样的,其中一种是沿着弱面发展^[54-55]。下面的对比实验表明:压裂液沿平行层理与垂直层理方向,响应时间相差万倍,平行层理面穿透时间<50 s,垂直于层理面穿透时间 60 000 s,在页岩中,流体更易沿层理流动^[56],如图 4 所示。

页岩的层理性是水力压裂形成复杂缝网的引导性条件。压裂液会进入页岩层理内部,传导液体压力^[57]。同时在天然裂缝、压力差、岩性差异等因素作用下,部分水力裂缝会突破层理面进行扩展^[13]。层理较发育的储层更易形成复杂缝网,并获得良好的压裂效果。如图 5 所示,平行于层理面的地震事件点数远多于垂直于层理面的地震事件点数,表明层理方向可能是裂缝起裂、扩展的主要方向。此外,人工裂缝的发展遇到层理时,还会发生偏转、分叉、阶梯等现象,如图 6 所示。

综上,层理对人工造缝的影响有几个方面:层理降低了裂缝起裂扩展难度;页岩层理可能为裂缝起裂扩展主要途径,且不受井眼方向影响;层理可以促进形成复杂缝网体系。

2.3 水平段长度对单井产量的影响

由于页岩油储层开发目前未形成可借鉴的大规模

井场试验研究,所以对于水平段长度的讨论,尚需凭借页岩气开发所得到的经验认识。礁石坝地区页岩气井分布如图 7 所示。

礁石坝地区,开发初期以“米”字型进行水平井最优方位实验,没有得到显著的对比性结果,高产区的高产井有不同的井眼方向,低产区的低产井也有不同的方向。单井产量与水平井段所处区域关系较明显。

如图 8(a)所示,在红色虚线的引导下,测试页岩气无阻流量似乎与水平井眼方位角显著相关,高产水平井大多数聚集在 180°和 0°方向;但是从其中的图点颜色所代表的水平段长度来对比分析,水平段段长 1400~2200 m 的井产量明显较高;红色虚线指示的单井产量低谷区仅有一口井,方位角约为 100°。由此图可知双因素对比下,单井产量与水平段长度显著相关,与水平井方位角相关性不强。

3 页岩储层压裂与评价机理的讨论

3.1 被激活油藏体积与有效排泄油气的体积

自 2014 年起,我国页岩油气储层水力压裂改造技术发展迅速,其中体积压裂概念受到了广泛的应用,Stimulated Reservoir Volume (SRV)的概念被用于体积压裂效果评估。SRV 定义为主裂缝附近区域内由于天然裂缝发生失稳破坏所形成的高导流区域的体积^[61],SRV 的概念认为只有经过改造的储层才有较好的产量贡献。可从渗透率和岩石破碎两方面来理解体积压裂的含义:

(1) 体积性形成油气通道,体积性地提高渗透率,进而成百上千倍地提高渗透率;

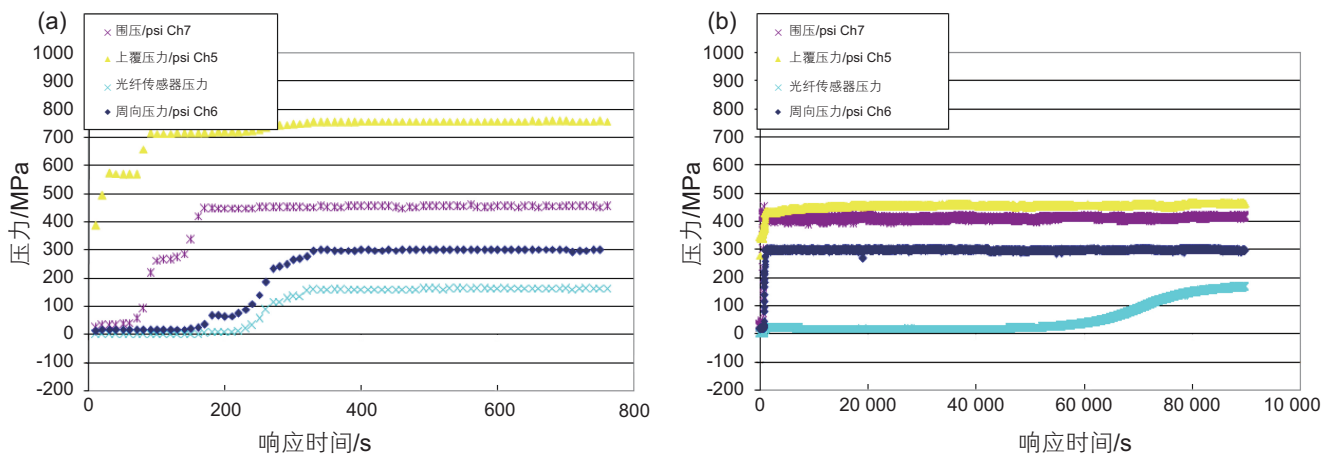
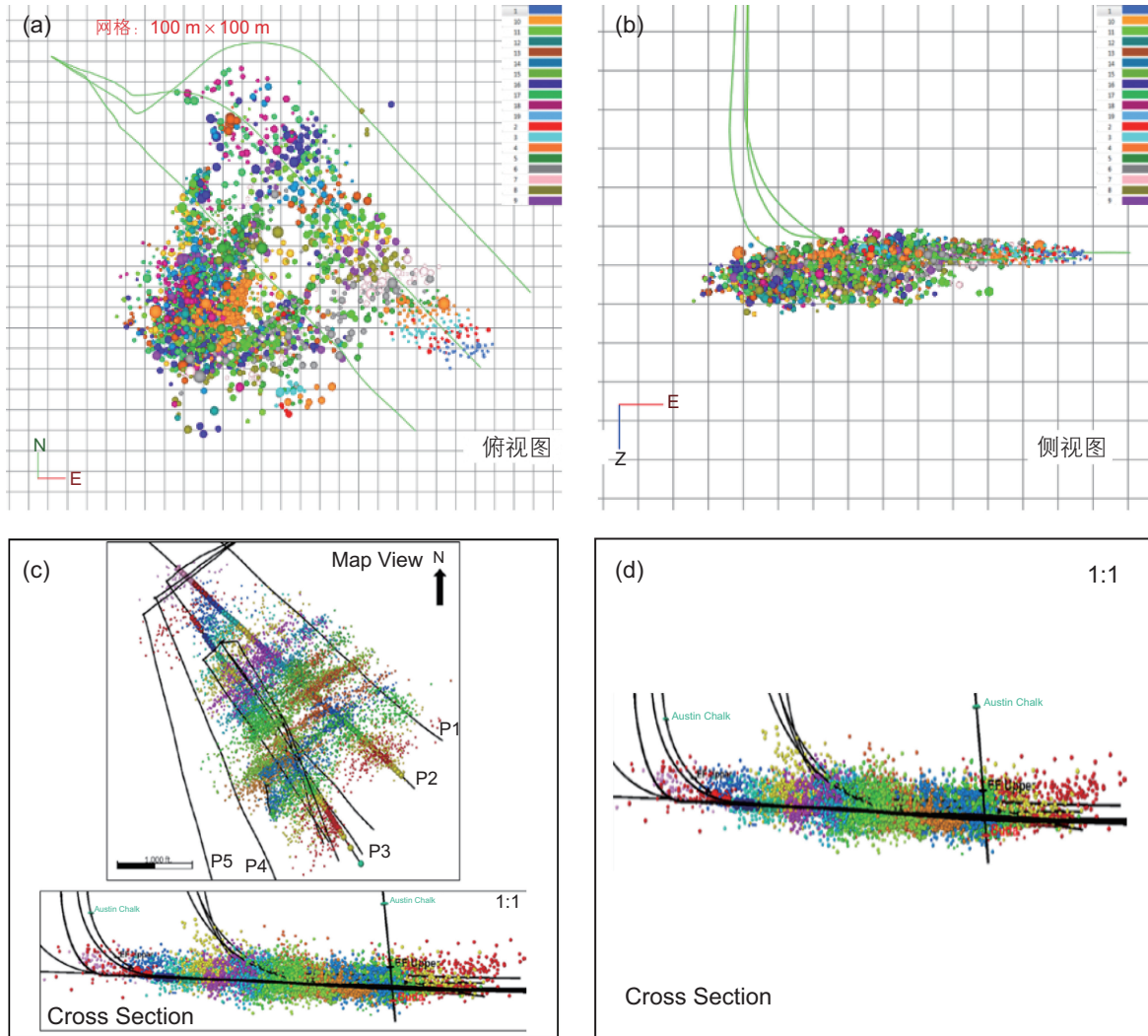


图 4 龙马溪页岩压裂液响应时间

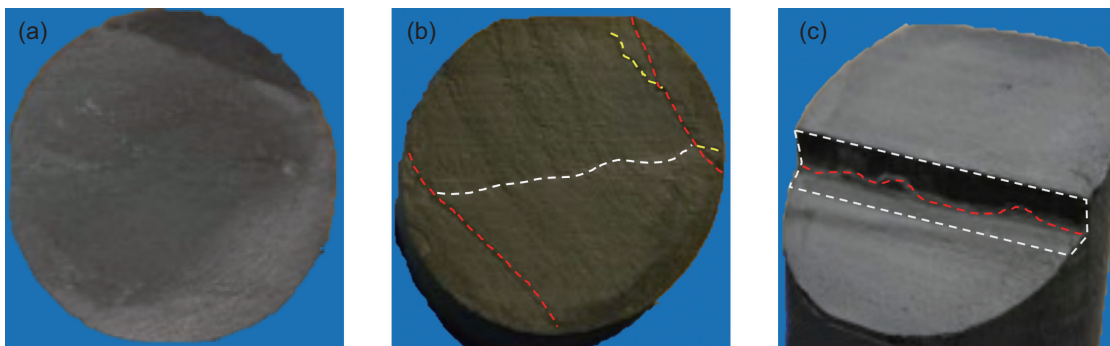
Fig. 4 Longmaxi shale hydraulic fracturing fluid response time



(a)、(b)分别为长宁威远地区非常规储层压裂微地震事件俯视图、侧视图，由西南油气田提供；(c)、(d)分别为美国巴奈特地区非常规储层压裂微地震事件俯视图、侧视图^[58]

图5 非常规储层压裂微地震事件点云图

Fig. 5 Point cloud diagram of microseismic event of unconventional reservoir formation



(a)为平面压裂缝，其表面倾向于光滑；(b)为有隆凸线条的偏转分叉裂缝，其中白色虚线代表水力裂缝，红色虚线代表偏转裂缝，黄色虚线代表分叉裂缝；(c)为阶梯缝，其中白色虚线代表转向阶梯整体，红色虚线代表转向阶梯转角凹线。压裂裂缝表面的有隆凸线条和台阶可能会影响支撑剂输送和返排，停泵后，该类型裂缝的渗透率得到保留。

图6 岩心内裂缝取芯图^[58]

Fig. 6 Fractures in the Core^[58]

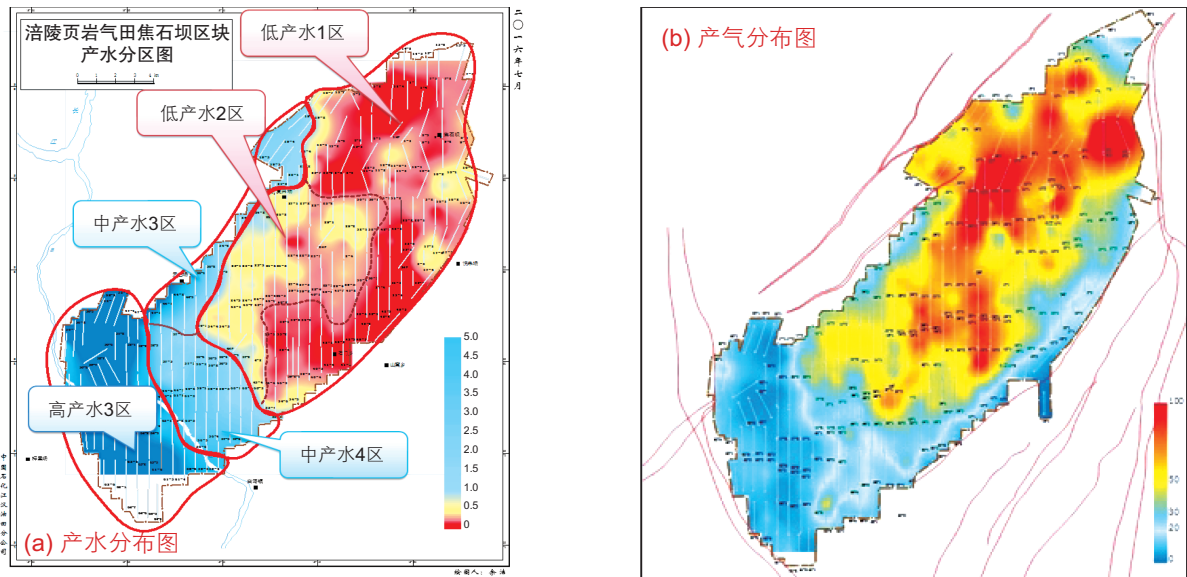


图7 礁石坝地区页岩气井产水产气分布图

Fig. 7 The distribution of water and gas from shale gas wells in the Jiaoshiba

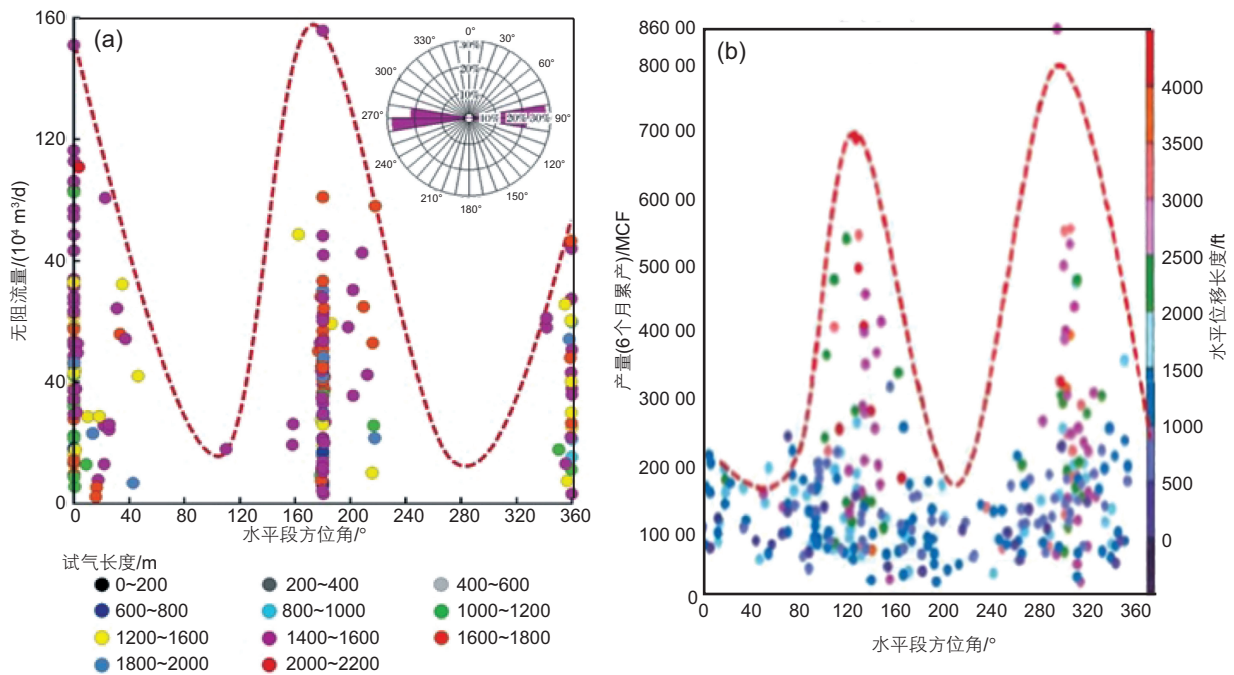


图8 页岩气井无阻流量与水平段方位角关系

Fig. 8 Relationship between open flow rate and horizontal section azimuth angle of shale gas well

(2) 体积性形成可以产出油气的储层体积，井筒周边的可能产出油气的岩石被破碎，未被破碎的岩石不能产出油气，即没有达到体积压裂的区域。

高效的体积压裂可以成百上千倍地提高单井产量。怎样定义和区分不同的体积压裂效果？例如长宁地区，近期平均单井产量可达 30 万 m³，试验中期时产量可达 20 万 m³，试验早期时产量只有 5~8 万 m³。对于单井产量的增加，既有水平段增长，进而增加了被改造

的储层体积(SRV)的因素，又有压裂强度增加的因素，例如平均单位水平井长度所施加的压裂液和支撑剂都显著增加，如图 9 所示。

现阶段认识到，即使是改造过的体积，若缝网密集程度低，产量仍然会受到限制。基于此观点，利用缝网密集程度的概念评价页岩油气储层压裂效果可能更为合理，即被激活体积，Activated Reservoir Volume(ARV)来替代传统 SRV 的评价方法，ARV 的定

义为评价区域内各单位体积内裂缝数量的累加和。康菲公司提出了DRV(Drained Rock Volume)的概念^[62], 并指出DRV小于SRV, 分析康菲对DRV的定义, 可以把DRV理解为有效排泄油气的岩石体积。

长庆油田对页岩油气水力压裂改造的认识从过去

的简单体积压裂跨越到密切割压裂(图10)。微地震监测及取心验证表明长7页岩油简单体积压裂(大井距低参数压裂)难以形成网状缝, 总体仍呈条带状复杂缝。近年来, 设计思路由低参数压裂转为“大排量打碎储集体”, 发展为“密切割剥碎储集体”, 发展形成

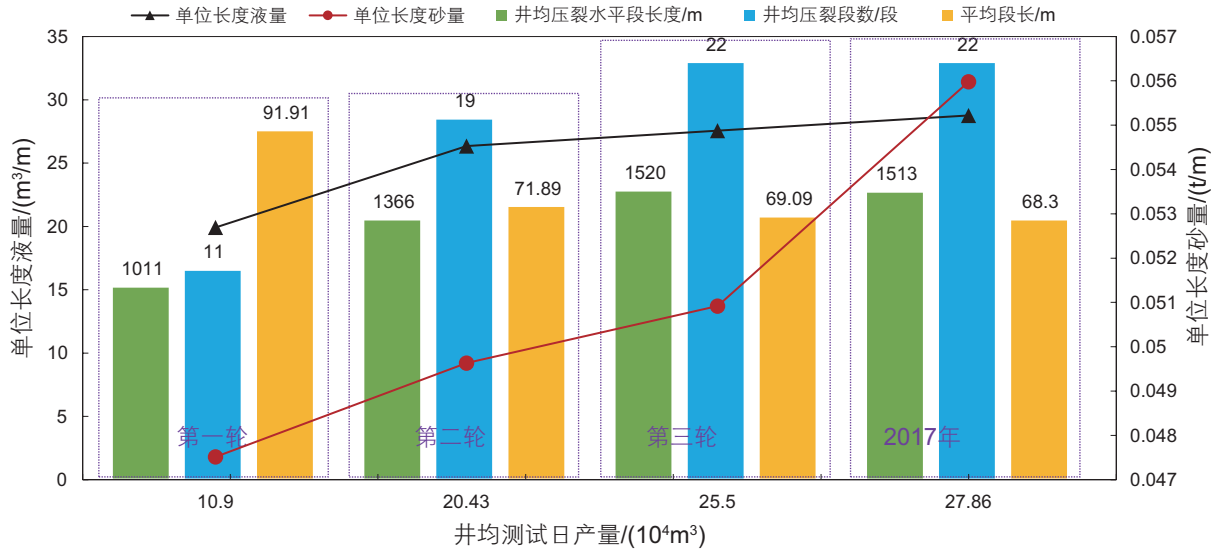
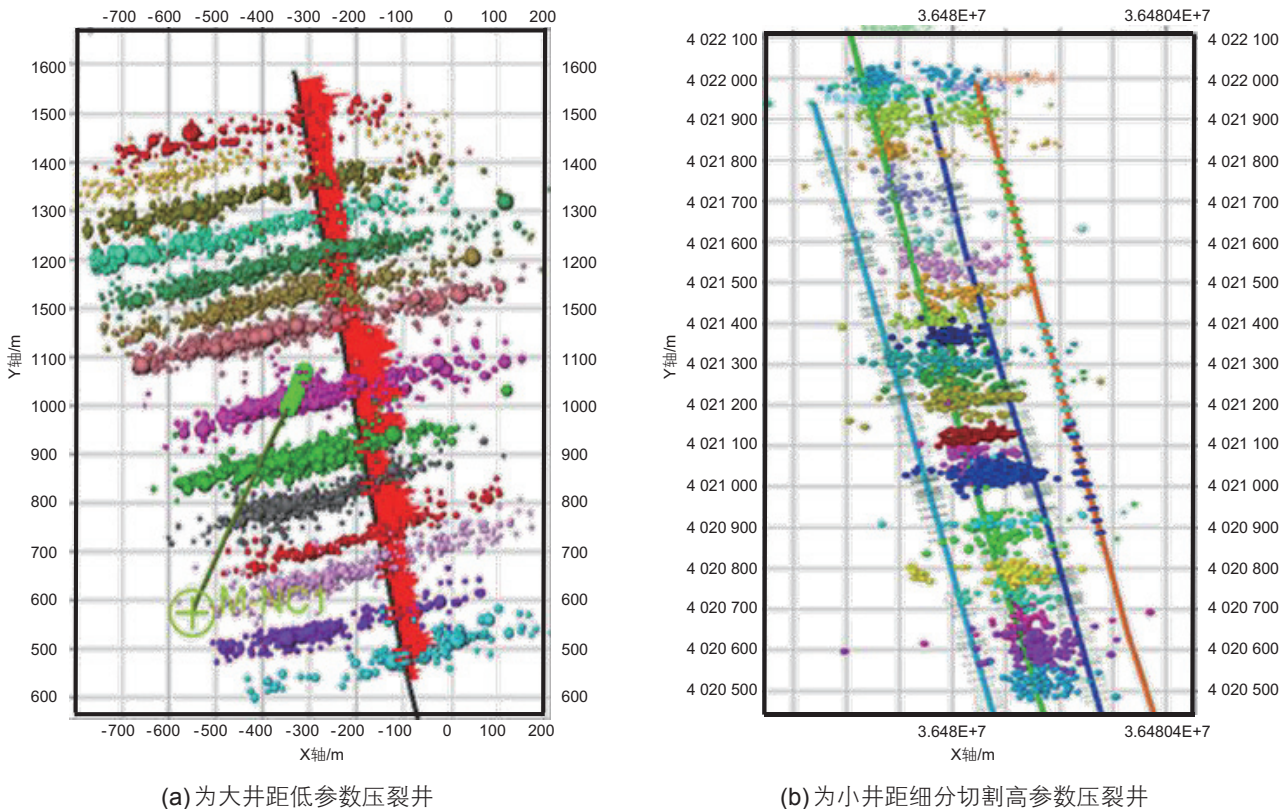


图9 长宁区块各轮及2017年压裂参数对比图

Fig. 9 Comparison of hydraulic fracturing parameters of each round and 2017 in Changning block



(a) 为大井距低参数压裂井

(b) 为小井距密切割高参数压裂井

图10 长庆地区压裂微地震监测图

Fig. 10 Fracturing microseismic monitoring map in Changqing

小井距长水平段细分切割压裂模式^[22]。该观念将过去“压长缝”转换为“压短缝，压高密度缝”，提高被激活体积，增加可泄流的岩石体积，并且可以降低压窜风险。

由此可见，体积压裂的概念已经不能完全适用于当前页岩油气的储层改造，精细化的压裂需要新的定义和评价方法，其中可泄流的岩石体积是一种选择，按照单位岩石体积得到的储层改造能量(人工裂缝、压裂液、支撑剂的数量)进行评价可能是一个好的评价方法，例如后文中所介绍的水功能系数。

3.2 储层岩石的吸水特性与水功能系数

压裂液的作用包括造缝、渗吸、增能、置换、带砂等^[49,51]。上述功能需要一定量的压裂液体积才能起效。其中，造缝所需的液量与裂缝体积相关，带砂所需液量与砂量有关，渗吸、增能、置换所需的液量与储层岩石体积有关。近年来，非常规油气单井压裂施工所用的压裂液总体积不断上升。即使采用高液量注入，可进入岩体的液量仍非常有限，无法有效发挥压裂液的附加功能^[63]。

图 11 为压裂液与岩石体积比示意图，表明压裂液体积与改造岩体体积相比十分有限。压裂液未能到达的区域，不会发生渗吸、增能、置换的作用，压裂液供应不足的区域，不能产生显著的渗吸、增能、置换的作用，不足以产生新的页岩结构变化、诱发新的裂缝。储层岩石的吸水特性能够影响压裂液的造缝、渗吸、增能、置换等功效。

因此，在开展压裂设计前，应了解储层的吸水特

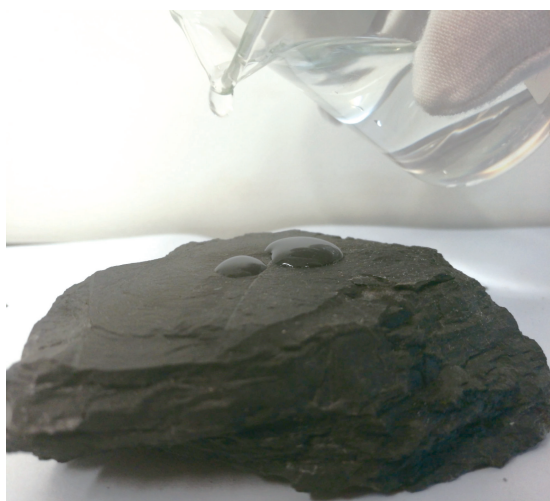


图 11 页岩改造中压裂液体积占比示意图

Fig. 11 Schematic diagram of the proportion of fracturing fluid volume in shale stimulation

性，从压裂液的添加剂设计出发，提高压裂液的性能，促进渗吸、增能、置换；计算平均单位储层改造体积的压裂液数量及水功能系数(即，岩石压裂液体积比，如式(1)所示)，权衡压裂液总量大小的利弊关系，利是增产，弊是压裂液成本高、可能对套管的伤害。

$$W = \frac{V_1}{V_r} \times R \quad (1)$$

式中： W 为水功能系数； V_1 为压裂液体积， m^3 ； V_r 为需改造的岩石体积， m^3 ； R 为岩石吸水系数。

为了进一步提升压裂液功效，还有几个方面需要注意：一是避免造长缝，采用密切割的措施令有限的压裂液集中发挥作用；二是降低返排率，尽可能把压裂液留在井底发挥作用；三是由于非常规储层天然渗透率低，良好的增能和置换是需要时间的，渗吸更是一个缓慢的工程，在压裂过后应有一定的关井时间，留给高压下的压裂液有充分的时间和动力，产生更多的渗吸、增能、置换的效能。

在长庆、吐哈等油田的非常规储层改造中，通过压裂来注水补充地层能量，实现增产的目的^[24]。部分油田在开发致密油气田时将压裂和注水合二为一。例如，长庆油田致密油的开发，如图 12 所示。

针对地层压力系数低的特点，将压裂与注水、二次和三次采油(渗吸改善)相融合，优化平台及单井入地液量，压后地层能量充足，压力系数逐年提高，从<0.9 提升到 1.0 以上，不少井的压力系数>1.2，自喷投产井数占比 92%，平均套压 1.0~3.0 MPa，见油后连续自喷 30 天以上。

页岩油气储层所具有的层理性，增强了压裂液的渗析能力，提高了渗析速率与渗析容量^[63]。当压裂液通过渗析作用，进入页岩层理中，会发生微裂缝的产生与扩展(图 13)。

基于页岩的层理特性，提高压裂液液量是增加页岩被激活体积，提高产量的先决条件，但现阶段受设备条件及套管变形等因素的影响，需要有针对性的研究，寻找可行的、经济的压裂液液量，进而增强改造效果。

3.3 石英砂代替陶粒

目前认为，足够大的砂量和液量，足够细的砂粒，才能将砂广泛铺置，并且达到设计储层改造区的边缘。而以陶粒为砂，将导致成本极高。长庆油田 2018 年全面利用石英砂替代陶粒降成本，在致密油(页岩油)水平井全面应用 95 口井，在合水长 6、马岭长 8 等区块定向井规模应用 428 口井，累计使用石英砂

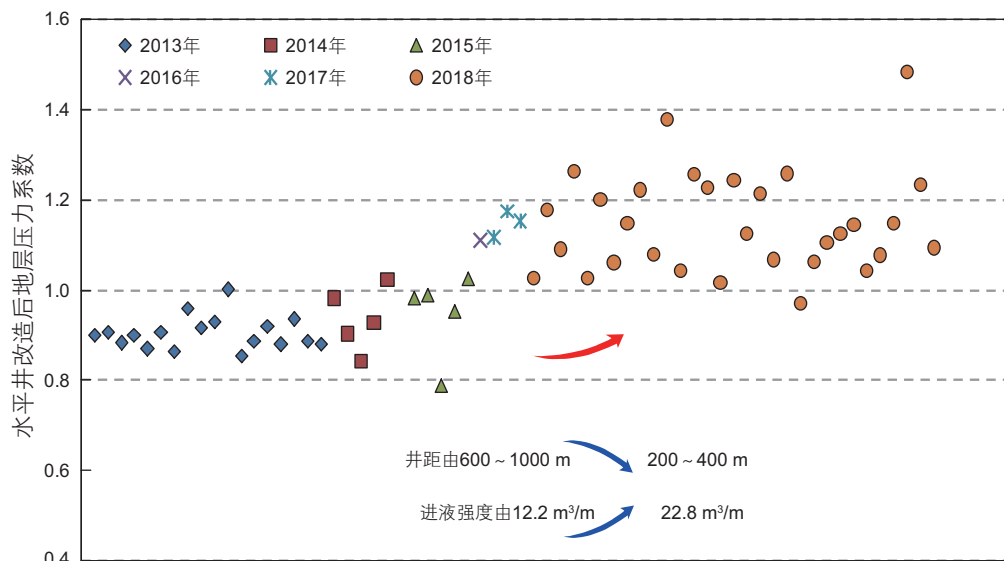


图 12 西 233 水平井改造后地层压力系数随年份分布图

Fig. 12 Distribution diagram of formation pressure coefficient with years after the hydraulic fracturing of the Xi233 horizontal well

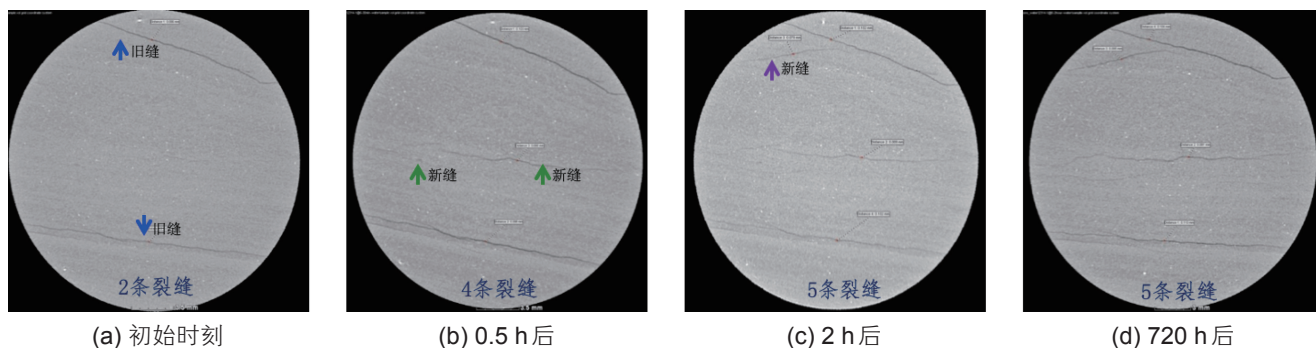


图 13 页岩渗析 CT 扫描图

Fig. 13 CT scan of shale dialysis

12.2 万 m^3 ，累计节约成本 2.2 亿元(表 1)。长庆地区，石英砂与陶粒使用情况如图 14 所示。现场试验表明：石英砂替代陶粒对产量没有明显影响(图 15)。

3.4 裂缝导流能力评价模型及实验仪器

常规的裂缝导流能力评价方法为平板导流实验，如图 16(a)、图 16(b)所示。该模型认为裂缝为平直平

表 1 2018 年长庆油田石英砂替代陶粒及降本情况

Table 1 Replacement of ceramsite with quartz sand and cost reduction in Changqing Oilfield in 2018

区块	井数/口	用量/万 m^3	节约成本/亿元
长 7 致密油	95	10.0	1.8
合水长 6、马岭长 8	428	2.2	0.396
合计	523	12.2	2.196

面，采用不同的闭合压力，来评价采用不同支撑剂时，裂缝的导流能力^[64]。

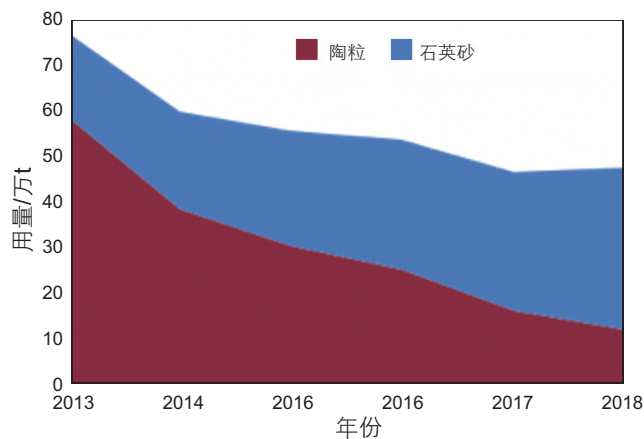


图 14 长庆油田支撑剂总用量图

Fig. 14 The total amount of proppant in Changqing Oilfield

现阶段一般认为页岩气开采后，砂粒会被压入岩体内或被压碎，从而使得导流能力下降，进而降低了产量。温庆志等^[65]基于平板导流实验，提出了三维导流模型，采用平板实验模型，评价三维的裂缝导流能力。而平板导流实验，在非常规复杂缝网体系下进行导流能力评价时需要进行针对裂缝形态的修正，以评价如图 16(c)、图 16(d)所示的复杂形态裂缝的导流能力。

图 16 对比了常规储层和非常规储层压裂改造施工后的两个阶段。第一阶段如图 16(a)、图 16(c)所示，压裂施工刚刚结束，压裂液充满裂缝，压力较高，支撑剂基本处于入井时的状态。第二阶段如图 16(b)、图 16(d)所示，油气生产一段时间后，裂缝内的液体和压力减少，由地应力产生的裂缝闭合压力高于裂缝内液

体压力，裂缝间距减少。

如果闭合压力的方向与裂缝方向垂直，支撑剂受到的压力最大，支撑剂最先破碎。常规储层中的支撑剂破碎状态在平面内较为均匀，而非常规储层压裂裂缝形态，裂缝形状不同于常规储层的平直压裂裂缝，而是具有一定不规则形状。如图 16(c)、图 16(d)所示，非常规储层先期破碎的支撑剂被压实，会产生较大的反作用力阻止裂缝的闭合。又因为裂缝形态的复杂性，减弱了闭合压力对支撑剂的破碎和嵌入作用，使得复杂裂缝形态下的渗透率降低较少，或空间渗透率变化不明显。

综上所述，复杂裂缝形态下的支撑剂评价，需要模拟复杂裂缝形态，采用立体非平面的模型和实验仪器来评价支撑剂的效能。

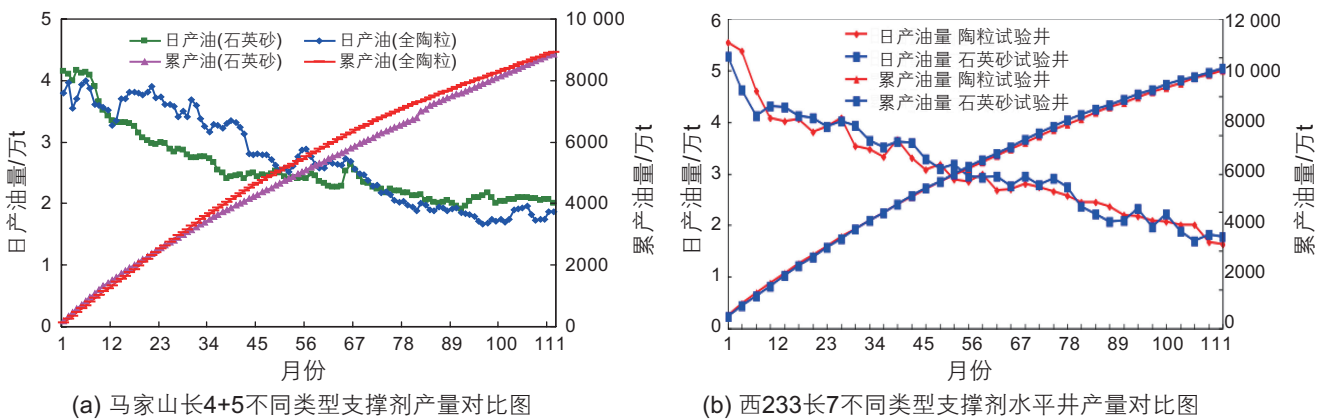


图 15 石英砂替代陶粒实验结果

Fig. 15 Experimental results of replacing ceramsite with quartz sand

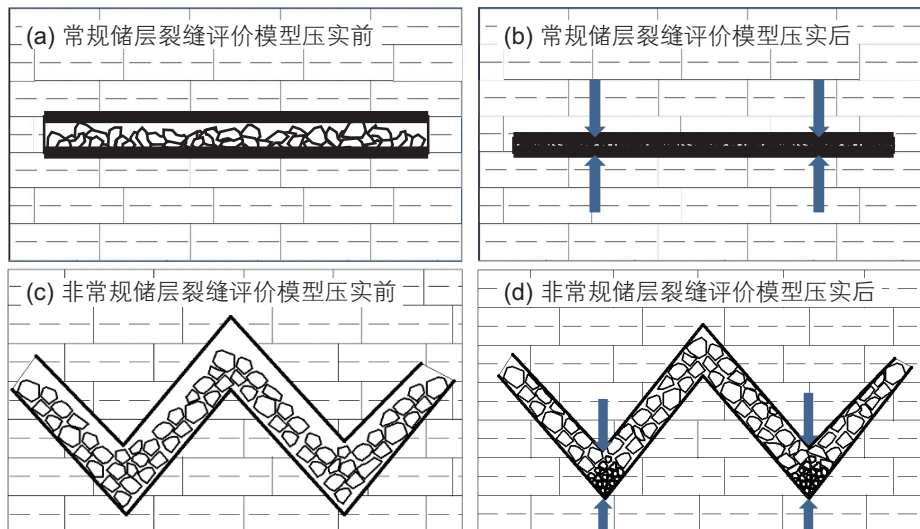


图 16 复杂裂缝导流能力评价实验设计示意图

Fig. 16 Schematic diagram of experimental design for evaluating the conductivity of complex fractures

4 结论和认识

结合我国页岩油气开采过程中的相关认识和技术,为了完善目前页岩油储层高效开发过程中的基础认识和相关技术的不足,针对目前研究和工程试验中出现的一些矛盾性、挑战性的问题开展研究和讨论,得到了如下的结论和认识:

(1)扩大页岩油定义的涵盖范围,有利于提高非常规油气开发的效益。依据页岩层理的特性和泥质成分较高的特性,采取相应的增产措施,可能对新定义增加的储层是更为有效的方法。

(2)页岩储层中的层理结构和泥质成分对储层改造有利有弊,室内研究可以提供微观基本规律,现场试验可以提供权衡利弊的依据,以建立有针对性的工艺方法可以改善储层改造的成效。

(3)SRV、ARV、DRV的概念变化是国外储层改造精细化的发展体现。大液量、大排量、大砂量、密切割是当前我国页岩油储层改造的有效措施,水功能系

数可作为其设计及优化指标。把充足的液和砂送到设计区域是储层改造精细化施工的目标。此外,深浅层页岩油储层的勘探开发策略应区别对待。

(4)压裂液进入地层会对地应力场产生影响,层理结构、天然裂缝等薄弱之处会引导裂缝发展,在选择水平井段井眼方位时,不必拘泥于垂直于最大主应力方向(此方向是压裂前间接测量得到的)。从当前对压裂液功能的试验来看,当前的液量仍然不足。储层钻完井设计时,需要充分考虑压裂液对地应力场的影响,以得到最大经济效益。

(5)石英砂替代陶粒的长庆试验已经取得良好的效果,为了改善室内实验对现场试验的支撑,提出了复杂裂缝形态下石英砂导流能力的评价方法。

致谢

本文中图3来源于新疆油田工程研究院,图9来源于西南油气田,图10、12、14、15、表1来源于长庆油田分公司工程技术研究院,图4、13来源于中国石油大学(北京)葛洪奎教授,在此表示诚挚的感谢!

参考文献

- [1] BARTEL D. The eagle ford shale: A renaissance in U.S. oil production[J]. The Leading Edge, 2017, 36(6):530-531.
- [2] 邹才能,杨智,孙莎莎,等. “进源找油”:论四川盆地页岩油气[J]. 中国科学:地球科学, 2020, 50(7): 903-920. [ZOU C, YANG Z, SUN S S, et al. “Source exploration”: Shale oil and gas in Sichuan basin[J]. Chinese Science: Geoscience, 2020, 50(7): 903-920.]
- [3] 李国欣,朱如凯. 中国石油非常规油气发展现状、挑战与关注问题[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 1-13. [LI G X, ZHU R K. Development status, challenges and concerns of unconventional oil and gas in PetroChina[J]. PetroChina exploration, 2020, 25(2): 1-13.]
- [4] PANDEY Y N, YARUS J M, SHI G, et al. An approach for generating spatially and physically correlated natural fracture network properties for unconventional reservoirs[C].// San Antonio, Texas, USA: Unconventional Resources Technology Conference, 2016.
- [5] GILLARD M R, MEDVEDEV O O, HOSEIN P R, et al. A new approach to generating fracture conductivity[J]. Journal of Cerebral Blood Flow & Metabolism, 2010, 25: 19-22.
- [6] PHILLIPS A M, COUCHMAN D D, WILKE J G. Successful field application of high-temperature rheology of CO₂ foam fracturing fluids[C].// Denver, Colorado: Society of Petroleum Engineers, 1987.
- [7] EDRISI A R, KAM S I. A new foam rheology model for shale—gas foam fracturing applications[C].// Calgary, Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [8] 于学亮,胥云,翁定为,等. 页岩油藏“密切割”体积改造产能影响因素分析[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2020, 42(3): 132-143. [YU X L, XU Y, WENG D W, et al. Analysis of influencing factors on productivity of shale reservoir “close cut” volume transformation[J]. Journal of Southeast Petroleum University (Natural Science Edition), 2020, 42(3): 132-143.]
- [9] 孙焕泉,蔡勋育,周德华,等. 中国石化页岩油勘探实践与展望[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 569-575. [SUN H Q, CAI X Y, ZHOU D H, et al. Exploration practice and prospect of shale oil in Sinopec[J]. PetroChina exploration, 2019, 24(5): 569-575.]
- [10] 刘合,匡立春,李国欣,等. 中国陆相页岩油完井方式优选的思考与建议[J]. 石油学报, 2020, 41(4): 489-496. [LIU H, KUANG L C, LI G X, et al. Considerations and suggestions on the optimization of completion mode of continental shale oil in China[J]. Acta petrologica Sinica, 2020, 41(4): 489-496.]
- [11] 李江涛,汪志明,魏建光,等. 应力条件下页岩二维数字岩心的改进研究[J]. 石油科学通报, 2017, 2(4): 490-499. [LI J T, WANG Z M, WEI J G, et al. Study on improvement of shale 2D digital core under stress condition[J]. Petroleum Science Bulletin, 2017, 2(4): 490-499.]

- [12] 程万, 金衍, 陈勉, 等. 三维空间中非连续面对水力压裂影响的试验研究[J]. 岩土工程学报, 2015, 37(3): 559–563. [CHENG W, JIN Y, CHEN M, et al. Experimental study on the effect of discontinuities on hydraulic fracturing in three-dimensional space[J]. *Acta geotechnical engineering*, 2015, 37(3): 559–563.]
- [13] TAN P, JIN Y, HAN K. Analysis of hydraulic fracture initiation and vertical propagation behavior in laminated shale formation[J]. *Fuel*, 2017, 206: 482–493.
- [14] WANG D, CHEN M, JIN Y, et al. Theoretical and experimental study on fracture network initiation and propagation in shale that considers the capillary effect[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 34: 486–498.
- [15] ZOU C, YANG Z, WANG H, et al. “Exploring petroleum inside source kitchen”: Jurassic unconventional continental giant shale oil & gas field in Sichuan basin, China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2019, 93(7): 1551–1562.
- [16] HOU B, C. D, LI D. An experimental investigation of geomechanical properties of deep tight gas reservoirs[J]. *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, 2017, 47: 22–33.
- [17] ZHANG K P, CHEN M, ZHOU C L, et al. Study of alternating acid fracturing treatment in carbonate formation based on true tri-axial experiment[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 192: 107268.
- [18] HOU B, ZHAANG R X, DIAO C, et al. Experimental study on hydraulic fracture propagation in highly deviated wells[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2016, 28(5): 85–91.
- [19] JIN X, SHAH S N, ROEGIERS J C, et al. Fracability evaluation in shale reservoirs —An integrated petrophysics and geomechanics approach[J]. *Spe Journal*, 2015, 20(3):467–481.
- [20] CIPOLLA C L, LOLON E P, ERDLE J C, et al. Reservoir modeling in shale—gas reservoirs[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2010, 13(04): 638–653.
- [21] 陈作, 薛承瑾, 蒋廷学, 等. 页岩气井体积压裂技术在我国的应用建议[J]. 天然气工业, 2010, 30(10): 30–32. [CHEN Z, XUE C J, JIANG T X, et al. Application suggestions of shale gas well volume fracturing technology in China[J]. *Natural gas industry*, 2010, 30(10): 30–32.]
- [22] 付锁堂, 付金华, 牛小兵, 等. 庆城油田成藏条件及勘探开发关键技术[J]. 石油学报, 2020, 41(7): 777–795. [FU S T, FU J H, NIU X B, et al. Reservoir forming conditions and key exploration and development technologies in Qingcheng oilfield[J]. *Acta petrologica Sinica*, 2020, 41(7): 777–795.]
- [23] 游利军, 谢本彬, 杨建, 等. 页岩气井压裂液返排对储层裂缝的损害机理[J]. 天然气工业, 2018, 38(12): 61–69. [YOU L J, XIE B B, YANG J, et al. Damage mechanism of fracturing fluid flowback on reservoir fractures in shale gas wells[J]. *Natural gas industry*, 2018, 38(12): 61–69.]
- [24] 王金龙, 腊丹萍, 雷兆丰, 等. A区页岩油蓄能压裂后合理焖井时间研究[J]. 石油化工应用, 2020, 39(6): 88–90. [WANG J L, LA D P, LEI Z F, et al. Study on reasonable soaking time of shale oil after energy storage fracturing in block A[J]. *Petrochemical applications*, 2020, 39(6): 88–90.]
- [25] 徐庆岩. 长庆特超低渗透油藏不同井型井网优化技术研究[D]. 中国科学院大学(中国科学院渗流流体力学研究所), 2013. [XU Q Y. Research on well pattern optimization technology of different well types in Changqing ultra-low permeability reservoir[D]. University of Chinese Academy of Sciences (Institute of seepage fluid mechanics, Chinese Academy of Sciences), 2013.]
- [26] 邓秀芹, 刘新社, 李士祥. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组超低渗透储层致密史与油藏成藏史[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(2): 156–161. [DENG X Q, LIU X S, LI S X. Tight history and accumulation history of ultra-low permeability reservoir in Yanchang Formation of Triassic in Ordos Basin[J]. *Petroleum and natural gas geology*, 2009, 30(2): 156–161.]
- [27] 周立宏, 陈长伟, 韩国猛, 等. 陆相致密油与页岩油藏特征差异性及其勘探实践意义——以渤海湾盆地黄骅坳陷为例[J]. 地球科学, 2020: 1–25. [ZHOU L H, CHEN C W, HAN G M, et al. Characteristics differences of continental tight oil and shale reservoirs and their exploration practical significance: a case study of Huanghua depression in Bohai Bay Basin[J]. *Earth Science*, 2020: 1–25.]
- [28] ZHU G Y, JIN Q, ZHANG S C, et al. Distribution characteristics of effective source rocks and their control on hydrocarbon accumulation: A case study from the Dongying sag, Eastern China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2004, 78(6): 1275–1288.
- [29] 胡素云, 赵文智, 侯连华, 等. 中国陆相页岩油发展潜力与技术对策[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(4): 1–10. [HU S Y, ZHAO W Z, HOU L H, et al. Development potential and technical countermeasures of continental shale oil in China[J]. *Petroleum exploration and development*, 2020, 47(4): 1–10.]
- [30] 向兴金, 雷又层. 泥页岩分类简述[J]. 钻井液与完井液, 2007, 24(2): 63–66. [XIANG X J, LEI Y C. A brief description of shale classification[J]. *Drilling and completion fluids*, 2007, 24(2): 63–66.]
- [31] 张晨晨, 董大忠, 王玉满, 等. 页岩储集层脆性研究进展[J]. 新疆石油地质, 2017, 38(1): 111–118. [ZHANG C C, DONG D Z, WANG Y M, et al. Research progress of shale reservoir brittleness[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2017, 38(1): 111–118.]
- [32] RICKMAN R, MULLEN M, PETER J. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett shale[R]. SPE 115258, 2008.
- [33] 王玉芳, 翟刚毅, 包书景. 黔北安页1井石牛栏组储层特征及压裂改造效果评价[J]. 地质论评, 2018, 64(3): 741–752. [WANG

- Y F, ZHAI G Y, BAO S J. Reservoir characteristics and fracturing effect evaluation of shiniulan formation in Anye 1 well, Northern Guizhou[J]. Geological review, 2018, 64(3): 741–752.]
- [34] 李文学, 马新仿, 王研. 水力压裂效果影响因素的多元线性回归分析[J]. 科学技术与工程, 2011, 11(29): 7245–7247. [LI W W, MA X F, WANG Y. Multiple linear regression analysis of influencing factors of hydraulic fracturing effect[J]. Science and technology and engineering, 2011, 11(29): 7245–7247.]
- [35] 战永平, 付春丽, 段晓飞, 等. 大牛地山西组气井压裂效果影响因素研究[J]. 新疆石油天然气, 2017, 13(2): 60–64+4. [ZHAN Y P, FU C L, DUAN X F, et al. Study on influencing factors of fracturing effect of gas wells in Shanxi formation of Daniudi[J]. Xinjiang Petroleum and natural gas, 2017, 13(2): 60–64+4.]
- [36] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E. Unconventional shale—gas systems: The mississippian Barnett shale of north—central Texas as one model for thermogenic shale—gas assessment[J]. AAPG Bullentin, 2007, 91(4): 475–499.
- [37] WANG F P, GALE J F. Screening criteria for shale—gas systems[J]. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 2009, 59: 779–793.
- [38] 刁海燕. 泥页岩储层岩石力学特性及脆性评价[J]. 岩石学报, 2013, 29(9): 3300–3306. [DIAO H Y. Rock mechanical properties and brittleness evaluation of shale reservoir[J]. Acta petrologica Sinica, 2013, 29(9): 3300–3306.]
- [39] 李新景, 胡素云, 程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 392–400. [LI X J, HU S Y, CHENG K M. Enlightenment of shale gas exploration and development in North America[J]. Petroleum exploration and development, 2007, 34(4): 392–400.]
- [40] 别凡, 万宇, 聂昕, 等. 页岩气储层总有机碳含量测井评价新方法[J]. 测井技术, 2016, 40(6): 736–738. [BIE F, WAN Y, NIE X, et al. New logging evaluation method of total organic carbon content in shale gas reservoir[J]. Logging technology, 2016, 40(6): 736–738.]
- [41] KNELLER B C, BRANNEY M J. Sustained high—density turbidity currents and the deposition of thick massive sands[J]. Sedimentology, 1995, 4(24): 607–616.
- [42] 杨田, 操应长, 田景春. 浅谈陆相湖盆深水重力流沉积研究中的几点认识[J]. 沉积学报, 2020: 1–29. [YANG T, CAO Y C, TIAN J C. A brief discussion on deep water gravity flow deposition in continental lake basin[J]. Acta sedimentology, 2020: 1–29.]
- [43] 蔡进功. 泥质沉积物和泥岩中的有机粘土复合体[D]. 同济大学, 2003. [CAI J G. Organic clay complexes in argillaceous sediments and mudstones[D]. Tongji University, 2003.]
- [44] WANG G, DU H, JIANG S. Synergistic inhibition effect of organic salt and polyamine on water—sensitive shale swelling and dispersion[J]. Journal of Energy Resources Technology, 2019, 148(1): 113–124.
- [45] WEN Q, LI Y, HU L. Experimental analysis of the flow conductivity of the network-like fractures in shale reservoirs[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2013, 37(6): 55–62.
- [46] 侯冰, 陈勉, 张保卫, 等. 裂缝性页岩储层多级水力裂缝扩展规律研究[J]. 岩土工程学报, 2015, 37(6): 1041–1046. [HOU B, CHEN M, ZHANG B W, et al. Study on the propagation law of multi-stage hydraulic fractures in fractured shale reservoir[J]. Acta geotechnical engineering, 2015, 37(6): 1041–1046.]
- [47] 王圣柱. 博格达地区芦草沟组页岩油散失量研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(3): 74–81. [WANG S Z. Study on shale oil loss of Lucaogou Formation in Bogda area[J]. Special reservoir, 2020, 27(3): 74–81.]
- [48] 陈作, 李双明, 陈赞, 等. 深层页岩气水力裂缝起裂与扩展试验及压裂优化设计[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(3): 70–76. [CHEN Z, LI S M, CHEN Z, et al. Hydraulic fracture initiation and propagation test and fracturing optimization design of deep shale gas[J]. Petroleum drilling technology, 2020, 48(3): 70–76.]
- [49] 张健强, 李平, 陆朝晖, 等. 一种深层页岩储层耐温耐盐滑溜水体系研究[J]. 内蒙古石油化工, 2020, 46(4): 95–99. [ZHANG J Q, LI P, LU Z H, et al. Study on a kind of deep shale reservoir water system with temperature and salt resistance[J]. Inner Mongolia Petrochemical, 2020, 46(4): 95–99.]
- [50] 洪国斌, 陈勉, 卢运虎, 等. 川南深层页岩各向异性特征及对破裂压力的影响[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(3): 78–85. [HONG G B, CHEN M, LU Y H, et al. Anisotropic characteristics of deep shale in southern Sichuan and its influence on fracture pressure[J]. Petroleum drilling technology, 2018, 46(3): 78–85.]
- [51] 石林, 史璨, 田中兰, 等. 中石油页岩气开发中的几个岩石力学问题[J]. 石油科学通报, 2019, 4(3): 223–232. [SHI L, SHI C, TIAN Z L, et al. Several rock mechanics problems in shale gas development of PetroChina[J]. Petroleum Science Bulletin, 2019, 4(3): 223–232.]
- [52] 刘行军, 杨双定, 南力亚, 等. 陕北地区延长组长6段高伽马砂岩储层参数确定方法[J]. 中国石油勘探, 2014, 19(2): 59–66. [LIU X J, YANG S D, NAN L Y, et al. Determination method of high gamma sandstone reservoir parameters in Chang 6 member of Yanchang Formation in Northern Shaanxi Province[J]. PetroChina exploration, 2014, 19(2): 59–66.]
- [53] 柳占立, 庄茁, 孟庆国, 等. 页岩气高效开采的力学问题与挑战[J]. 力学学报, 2017, 49(3): 507–516. [LIU Z L, ZHUANG Z, MENG Q G, et al. Mechanical problems and challenges in efficient shale gas production[J]. Acta mechanica Sinica, 2017, 49(3): 507–516.]
- [54] 梁川, 陈勉, 赵飞, 等. 裂缝性层状富有机质页岩储层大位移井井壁稳定研究[J]. 钻采工艺, 2015, 38(2): 31–35+7–8. [LIANG C, CHEN M, ZHAO F, et al. Wellbore stability of extended reach wells in fractured layered organic rich shale reservoir[J]. Drilling &

- Production Technology, 2015, 38(2): 31–35+7–8.]
- [55] 温航, 陈勉, 金衍, 等. 硬脆性泥页岩斜井段井壁稳定力耦合研究[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(6): 748–754.[WEN H, CHEN M, JIN Y, et al. A chemo-mechanical coupling model of deviated borehole stability in hard brittle shale[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 748–754.]
- [56] 任凯, 葛洪魁, 杨柳, 等. 页岩自吸实验及其在返排分析中的应用[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(30): 106–109.[REN K, GE H K, YANG L, et al. Imbibition experiment of shale and its application in flowback analysis[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(30): 106–109.]
- [57] 廖如刚, 赵志红, 李婷, 等. 页岩储层吸水能力影响因素实验[J]. 天然气勘探与开发, 2019, 42(2): 113–117.[LIAO R G, ZHAO Z H, LI T, et al. Experimental study on the factors influencing water absorption capacity of shale reservoirs[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2019, 42(2): 113–117.]
- [58] RATERMAN K T, FARRELL H E, MORA O S, et al. Sampling a stimulated rock volume: An Eagle Ford example[C]// Unconventional Resources Technology Conference. 2017.
- [59] 梁榜, 李继庆, 郑爱维, 等. 涪陵页岩气田水平井开发效果评价[J]. 天然气地球科学, 2019, 29(2): 289–295.[LIANG B, LI J Q, ZHENG A W, et al. Development effect evaluation for shale gas wells in Fuling shale gasfield[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 29(2): 289–295.]
- [60] LAFOLLETTE R F, HOLCOMB W D. Practical data mining: Lessons learned from the Barnett shale of north Texas[J]. Society of Petroleum Engineers – SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference 2011, 2011: 643–655.
- [61] 任岚, 林然, 赵金州, 等. 基于最优SRV的页岩气水平井压裂簇间距优化设计[J]. 天然气工业, 2017, 37(4): 69–79.[REN L, LIN R, ZHAO J Z, et al. Cluster spacing optimal design for staged fracturing in horizontal shale gas wells based on optimal SRV[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(4): 69–79.]
- [62] KHANAL A, WEIJERMARS R. Pressure depletion and drained rock volume near hydraulically fractured parent and child wells[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 172: 607–626.
- [63] ZHOU Z, ABASS H, LI X P, et al. Experimental investigation of the effect of imbibition on shale permeability during hydraulic fracturing[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 29: 413–430.
- [64] 熊俊雅, 杨兆中, 杨磊, 等. 压裂填砂裂缝导流能力室内研究进展与展望[J]. 特种油气藏, 2020, 27(3): 1–7.[XIONG Y J, YANG Z Z, YANG L, et al. Laboratory progress and prospect of sand-packed fracture conductivity in fracturing[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(3): 1–7.]
- [65] 温庆志, 李杨, 胡蓝霄. 页岩储层裂缝网络导流能力实验分析[J]. 东北石油大学学报, 2013, 37(6): 55–62.[WEN Q Z, LI Y, HU L X. Experimental analysis on conductivity of fracture network in shale reservoir[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2013, 37(6): 55–62.]

(编辑 马桂霞)