

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2022.493>



陆相页岩油效益开发的若干问题

鲜成钢¹, 李国欣^{1*}, 李曹雄¹, 申颖浩¹, 葛洪魁¹, 文恒², 雷征东³

1. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249
2. 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028
3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

摘要: 我国陆相页岩油已经取得一系列重大勘探开发突破, 但大规模开发的抗风险能力和可持续发展能力存在较大挑战. 实现陆相页岩油规模效益开发, 理念变革是关键, 为此提出“全生命周期可接受经济指标条件下最大化采收率、最小化环境影响为根本目标”的效益开发理念. 为了支撑上述开发理念, 提出需系统性评价陆相页岩油的流动能力、改造能力和提高采收率能力并梳理出关键评价内容, 对前人较少关注的页岩油原油性质空间非均质性、微观润湿性、大分子滞留、细观-宏观多尺度力学性质、主动应力干扰机理等关键评价问题进行剖析阐述. 指出: 页岩油流动能力是甜点评价和提高采收率的基础, 地质时间尺度页岩油流-固耦合演化过程形成的累积效应具有控制性作用; 页岩复杂组构多尺度力学性质及诱导应力场动态演化行为是改造能力的关键, 可通过主动应力干扰提高“人工渗流体”的有效性; 陆相页岩油在工作介质介入条件下的可流动能力是微观驱油效率的核心, 在立体开发条件下构建和强化特殊的提高采收率机制; 流体非均质性、微观润湿性、细观力学性质及人工渗流体基质有效渗透率是需要高度关注的基础性评价参数并强化其定量表征和理论建模. 建议加强针对性实验装备研制和实验方法创新, 强化陆相页岩油现场科学实验室规划与建设, 发展数字化智能化仿真技术与评价方法, 构建基于“数字孪生”多尺度映射与建模技术.

关键词: 页岩油; 地质工程一体化; 流体非均质性; 微观润湿性; 地质力学; 主动应力干扰; 提高采收率; 人工渗流体.

中图分类号: TE349

文章编号: 1000-2383(2023)01-014-16

收稿日期: 2022-03-12

Key Evaluation Aspects for Economic Development of Continental Shale Oil

Xian Chenggang¹, Li Guoxin^{1*}, Li Caixiong¹, Shen Yinghao¹, Ge Hongkui¹, Wen Heng², Lei Zhengdong³

1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
2. CNOOC Research Institute Co. Ltd., Beijing 100028, China
3. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China

Abstract: A series of exploration and development breakthroughs for continental shale oil have been achieved in recent years in China. However, there are great challenges to the risk resistance capability and sustainable ability of large-scale development. The reformation of cognition and mentality is critical to achieve large-scale economic development. A constructive view is proposed that the goal is to achieve reasonable economic returns with maximized recovery and minimized environmental impacts in the lifecycle of an asset project. Adhering to this idea, it is emphasized that the fluid transfer capability, reservoir stimulation potential and oil recovery enhancement potential of continental shale oil with associated key contents must be systematically evaluated. Some

基金项目: 国家自然科学基金科学中心项目/基础科学中心项目(No.72088101).

作者简介: 鲜成钢(1971-), 男, 教授, 博士, 主要从事非常规油气开发理论与技术和地质工程一体化综合研究. ORCID: 0000-0001-8682-346X. E-mail: xianchenggang@cup.edu.cn

* **通讯作者:** 李国欣, E-mail: guoxinli@petrochina.com.cn

引用格式: 鲜成钢, 李国欣, 李曹雄, 申颖浩, 葛洪魁, 文恒, 雷征东, 2023. 陆相页岩油效益开发的若干问题. 地球科学, 48(1): 14-29.

Citation: Xian Chenggang, Li Guoxin, Li Caixiong, Shen Yinghao, Ge Hongkui, Wen Heng, Lei Zhengdong, 2023. Key Evaluation Aspects for Economic Development of Continental Shale Oil. *Earth Science*, 48(1): 14-29.

important factors are reviewed and discussed in depth such as fluid heterogeneities, micro wettability, macro molecular retention, meso-to-macro geomechanical characteristics, mechanism of proactive utilization of stress interference, and so on, which had been paid insufficient attentions previously. It is concluded that fluid transfer capability is the basis of sweet-spot evaluation and enhanced oil recovery. The cumulative effect formed by the coupling evolution process of shale oil in geologic time plays a key role at present. The multi-scale mechanical properties of shale with complex fabrics and the dynamic evolution behavior of induced stress field are key factors for reservoir stimulation potential. The effectiveness of an artificial reservoir can be significantly improved through proactive utilization of stress interference. The oil mobility in nano pores is the core of micro displacement efficiency. Unique recovery mechanisms with the artificial reservoir can be promoted and utilized through stereoscopic development. The fundamental evaluation properties can at least include fluid heterogeneity, micro wettability, mesoscopic geomechanics and the effective matrix permeability of stimulated reservoir volume. It is vital to have proper characterization and theoretical models for them. It is suggested that development of innovative lab equipment and approaches, establishment of on-site scientific laboratory for continental shale oil, research of digital and intelligent emulation technology and associated evaluation methods, and construction of multi-scale mapping and modeling technology based on "digital twins".

Key words: shale oil; geology-engineering integration; fluid heterogeneity; micro wettability; geomechanics; proactive utilization of stress interference; enhanced oil recovery; artificial reservoir volume.

0 引言

我国陆相页岩油资源量丰富,是国内原油增储上产的重要现实领域,近年来取得了一系列重大勘探突破(胡素云等,2020;焦方正等,2020;赵文智等,2020;付金华等,2021;郭旭升等,2021;胡东风等,2021;焦方正,2021;赵贤正等,2021;周立宏等,2021;何文渊等,2022;李国欣等,2022;刘惠民,2022).为了保障国家油气供给安全,把能源的饭碗牢牢地端在自己手里,必须加速实现我国陆相页岩油资源的规模效益开发.与已经探明和控制的资源量相比,我国陆相页岩油产量规模偏小,方案采收率或预测一次采收率低,单井首年平均产量、预测EUR和桶油成本等关键技术经济指标需进一步提高,大规模上产开发的抗风险能力和可持续发展能力存在较大挑战(金之钧等,2019;刘合等,2020).

尽管我国陆相页岩油主体开发技术的一些关键性指标已经接近或达到北美主流水平,但是其与海相页岩油相比所具有的独特性、多样性、差异性和复杂性,需在深刻认识一系列关键科学问题的基础上,强化地质工程一体化研究与针对性技术攻关(贾承造,2020;金之钧等,2021a,2021b;孙龙德等,2021).本文按照全生命周期可接受经济指标条件下最大化采收率、最小化环境影响为根本目标的开发理念,遵循地质工程一体化思路(吴奇等,2015;胡文瑞,2017;李国欣等,2020a),基于国内外调研和前期研究,结合对运用新开发理念实施的现场示范工程的分析总结,

梳理陆相页岩油效益开发的关键评价问题.

1 我国陆相页岩油开发的现状与挑战

中国发育中低、中高成熟度两类页岩油资源,主要分布在松辽盆地、渤海湾盆地、苏北盆地、江汉盆地、四川盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、三塘湖盆地、柴达木盆地等(杜金虎等,2019;胡素云等,2020;李国欣和朱如凯,2020;赵文智等,2020).中高成熟度页岩油是当前主体开发对象,在开采方式与核心技术等方面与美国页岩油具有一定相似性,普遍沿用北美水平井与体积压裂开发模式.目前在准噶尔盆地芦草沟组、鄂尔多斯盆地延长组7段(长7段)、渤海湾盆地古近系沙河街组和松辽盆地白垩系青山口组的勘探开发取得突破,如新疆油田国家级页岩油示范区的建立、长庆油田页岩油示范基地的规模效益开发、大港油田实现陆相页岩油工业化开采、大庆油田古龙页岩油规模化试采等(付金华等,2021;焦方正,2021;赵贤正等,2021;何文渊等,2022;王林生等,2022).

中国陆相沉积盆地具有页岩油发展的资源基础,但不同盆地、甚至同一盆地不同层系间的页岩油资源开发效果差异显著.中国陆相页岩油主要发育于中、新生代湖盆背景,沉积盆地类型多,埋藏深度较深、沉积构造背景较不稳定,沉积环境变化剧烈,横向非均质性强,纵向薄层/互层较多,水平方向层理、纹层和页理发育;不同盆地、不同类型陆相页岩油层系热演化程度、矿物组成、烃类流体性质、

地层能量和压力系数等差异大,闭合应力梯度较高且多处于挤压环境、应力状态和应力场复杂多变.我国陆相页岩油地质上的多样性和复杂性,带来了工程技术上的适应性和差异性,古龙纯页岩型页岩油的开发更是没有先例可以借鉴,适应性理论和技术均进入了“无人区”(金之钧等,2019;贾承造,2020;刘合等,2020;孙龙德等,2021).而我国非常规油气开发项目有更复杂的外部环境制约,需要考虑油气供给的长期稳定性、当地国民经济发展的支撑性、环境生态的承载性和基础设施的约束性等,进一步加大了陆相页岩油开发项目经济效益的挑战性.

2 我国陆相页岩油效益开发理念

陆相页岩油开发是由相互联系、相互依赖、相互制约和相互作用的众多跨学科、跨领域、跨层次组成部分形成的复杂系统.陆相页岩油开发系统可概括为地质系统及其子系统、工程系统及其子系统,以及外部环境系统组成的有机整体.油气地质工程一体化是系统科学和系统工程的基本思想和方法论在油气开发中的体现和应用.实施地质工程一体化,要求对开发对象总体把握,以全局最优为目标,宏观与微观相结合、整体与局部相统一,力争达到当前条件下整体目标、实施方案和实施过程的最优化,我国陆相页岩油的独特性、多样性、差异性和复杂性,提升了对地质工程一体化的需求.

自从 2014 年油价剧烈波动至今,北美致密油/页岩油开发逆势快速发展,以长水平段、小井距、立体超大井丛平台为工程和管理载体的第二代主体开发技术发挥了关键性作用,单井产量和 EUR、平台资源有效动用率和预测一次采收率显著提高,桶油成本明显下降(李国欣等,2020a; Sochovka *et al.*, 2021).长水平段小井距立体超大井丛平台开发技术,是北美非常规油气开发从“井”到“藏”、从个体到整体、从局部优化到全局寻优的变革性开发理念转变,为更有成效的实施地质工程一体化创造了条件.

国内非常规油气开发目前还比较注重单项工程参数指标、“一段一策”等单点或局部优化,亟需以系统工程思维转变开发理念.玛湖砾岩致密油玛 131 小井距立体开发示范区在应用当前主体工程技术、保持单井首年平均产量与玛 131 井区平均水平基本相当的条件下,使示范区储量有效动用率和预测一次采收率比原方案增加 1 倍以上,这种颠覆性

突破有力地说明了跳出单井局限、从开发系统看待问题的重要性和必要性(李国欣等,2020b).

非常规不代表低效益,非常规不代表低采收率.国内外的实践表明,致密油/页岩油完全可以获得高采收率(Gherabati *et al.*, 2017, 2018, 2020; Frago *et al.*, 2018; 李国欣和朱如凯, 2020; Yang *et al.*, 2020);北美通过持续降低桶油成本,实现了油价剧烈震荡下规模效益开发(Sochovka *et al.*, 2021).在我国,部分陆相页岩油开发项目在顶层设计和方案编制时,将其等同于“低采收率、低效益”,缺省设定 10% 以下低采收率和较低收益率甚至负收益率,拘泥于还原论和形而上学思维方式层层分解、条块分割,自我束缚了发展和创新空间.因此,我国陆相页岩油开发必须坚持“效益在开发者的信念中”的理念,遵循地质工程一体化系统工程方法论,明确开发项目各子系统在不同实施阶段的流程及其关键要素,打破学科执念、专业壁垒和管理界限,整体着眼、统筹考虑、部分着手、分层次优化,通过迭代学习、持续改进,提高方案符合率、技术有效性和实施效率,管控地质不确定性,降低工程风险,支撑全生命周期管理和优化,实现陆相页岩油的整体规模效益开发.

不同于北美地大物博、地广人稀,非常规油气盆地和层系众多、接替领域广、转换空间大的资源和开发条件,也不同于无需承担“保供”、支撑当地社会经济长期稳定发展等任务而只注重经济性的北美油公司,我国陆相页岩油开发有利勘探面积少、回旋余地小、资源丰度较低、原油需求旺盛、供给保障和支撑当地国民经济长期稳定发展的压力大(李国欣和朱如凯,2020),必须确立全生命周期合理经济指标条件下(如底线油价或阶梯油价下 6% 内部收益率)最大化采收率、最小化环境影响(零污染、零碳排放、低能耗、低资源消耗、最小化占地)为最优先目标或根本目标,以适度小井距立体大井丛平台开发模式为抓手,对优选的开发建产区采用“一次井网立体开发、整体部署滚动实施”的开发策略,在逐步降低开发不确定性的同时,避免北美多轮次加密井模式导致复杂诱导应力场带来的技术和工程不利影响(Esmaili *et al.*, 2021).

3 我国陆相页岩油效益开发关键评价问题

为了实现全生命周期合理经济指标条件下最

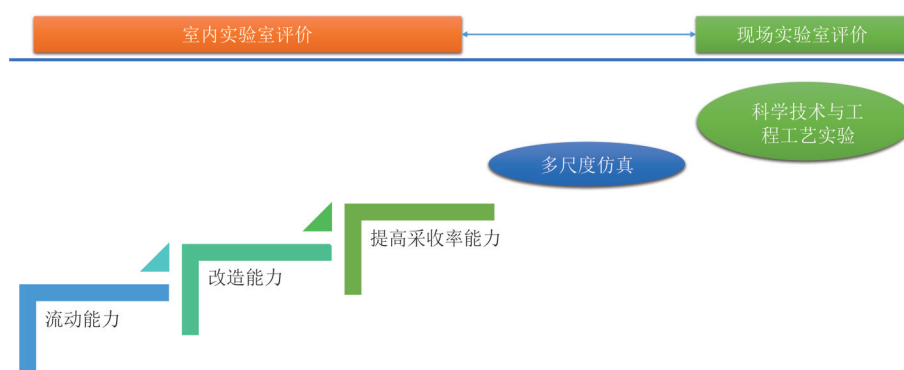


图 1 页岩油效益开发评价概念图

Fig.1 Conceptual diagram of shale oil economic development and evaluation

表 1 陆相页岩油效益开发实验室关键评价内容

Table 1 Key evaluation aspects for continental shale oil economic development in lab

页岩油流动能力	页岩油改造能力	页岩油提高采收率能力
1. 页岩油性质空间非均质性及其成因机制	1. 岩石微观组构特征及细观力学性质表征	1. 不同组构页岩相自发渗吸和原位渗吸能力
2. 页岩油微观润湿性及动态赋存状态	2. 岩石宏观组构特征及高分辨率地质力学参数表征	2. 微-纳孔隙体系非均质原油相态变化规律
3. 页岩油吸附-束缚-滞留和动态自封闭机制	3. 裂缝扩展及空间展布规律和控制机理	3. 油藏流体-工作介质-岩石相互作用机理及提高采收率机制
4. 不同组构页岩相含油饱和度及不同驱动能量下可动油饱和度	4. 空间应力场干扰利用与控制机理	4. 基质-裂缝-井筒多尺度多场耦合渗流-流动机制
5. 页岩油微运移及多相微流动机理	5. 有效改造体积及动态泄油体积评价	5. 长周期提高采收率机理与机制

大化采收率、最小化环境影响的优化目标,有效执行“一次井网立体开发、整体部署滚动实施”开发策略,必须抓住以适度小井距立体大井丛平台为基础、构建以空间复杂多尺度裂缝为核心的“人工渗流体”这一技术关键。为此,需针对陆相页岩油一系列科学问题(金之钧等, 2021a; 孙龙德等, 2021),以“人工渗流体”为中心(邹才能等, 2017),从局部和整体、微观和宏观、短周期和长周期的不同空间和时间尺度,分析梳理与效益开发相关的关键评价问题。

页岩油效益开发评价可以概括为室内、现场和介于二者之间的多尺度仿真 3 种类型,室内评价侧重机理与机制认识,现场评价侧重于概念、方法和技术的验证与改进,仿真评价侧重于建立实验室和现场之间的桥梁(图 1)。近年来,基于现场实验室开展系统性科学技术与工程工艺实验与试验得到了高度重视,它不仅获取了大量最真实可靠的一手资料与数据,还揭示了一系列室内实验所无法观察、了解和验证的现象和机理,指出了非常规油气开发中过去未被充分认识的一些基础理

论问题,有力地推动了相关理论、技术和方法的改进和发展(Maity and Ciezobka, 2019; Ciezobka, 2021; Pudugramam *et al.*, 2021; Huckabee *et al.*, 2022)。从微观到宏观的多尺度映射与建模是这 3 种类型评价本身和相互之间的重点和难点,通过基于数据+机智能驱动“数字孪生”技术,能够使各类评价取得的认识和模型具有更好的统一性、适用性、可拓展性和可迁移性。本文重点讨论陆相页岩油效益开发关键评价的实验室评价部分,主要内容可以概括为页岩油的流动能力、改造能力和提高采收率能力 3 个方面(表 1)。它既有别于“地质甜点”评价偏重于储层参数,又有别于“工程甜点”评价偏重于材料与静态力学参数。

3.1 页岩油流动能力

页岩油的流动能力,是指在油藏时间尺度(与地质时间尺度相比,它可以被看成“地质瞬态”),即在一个页岩油开发单元比如一个立体开发平台全生命周期这一时间尺度,基质微观多尺度孔缝系统向压裂形成的宏观多尺度裂缝系统(“人工渗流体”)的传质传压能力。与目前常用的可动性评价不

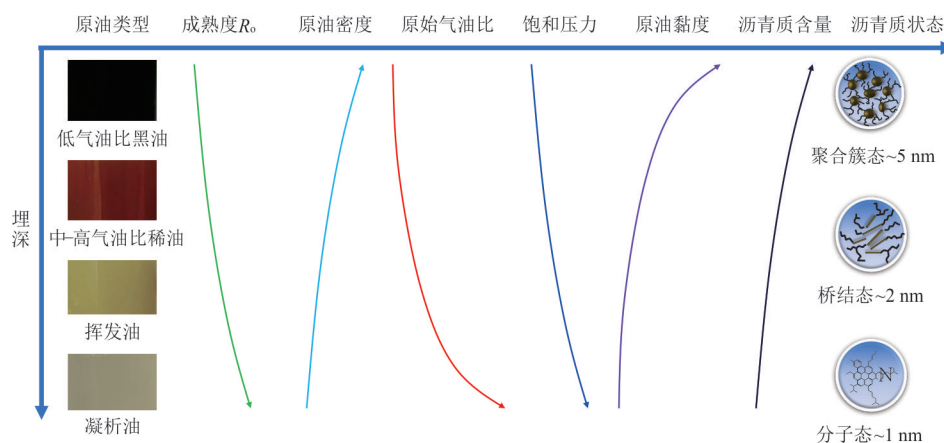


图2 页岩油“倒置组分梯度”概念模式

Fig.2 Conceptual model of shale oil “compositional gradient inversion”

同,页岩油流动能力着重于页岩油的动态性质(如流体性质、相态和聚合等)及其与基质复杂孔隙体系的相互作用(如动态赋存状态、微观润湿性和吸附-束缚-滞留等),强调在工作介质(如压裂液、前置 CO_2 等)介入条件下和现实驱动力约束下的多尺度多相渗流行为,从而为产能潜力评价与预测、提高采收率机理和压裂及提高采收率工作介质优选等奠定基础.页岩油流动能力评价主要包括5个方面.

3.1.1 页岩油性质的空间非均质性及成因机制

页岩油原油性质具有强烈的非均质性,且其控制机理与分布规律与常规原油相比有较大差异.常规油藏原油空间非均质性(包括组分梯度等现象)已经得到普遍认同,成藏过程中的多期次生烃和充注、不同组分的差异分子扩散和重力分异、成藏后构造改变引起的差异逸散和流体热力学再平衡、外部扰动如水洗和生物降解,以及处于生烃窗口期的源岩或外部(深部)气源现今持续充注引起的热力学非平衡态等机理,都有深入的研究和应用(Mullins *et al.*, 2018).在常规油藏中造成组分非均质性的各种机理对页岩油藏可能仍然在地质时间尺度发挥作用.但在页岩油藏系统中,有机质差异热演化有决定性影响.多数页岩油藏系统在现今仍然处于生烃期的热力学非平衡系统,在垂向上总体呈现“倒置的组分梯度”(图2),随着埋深增大、热演化程度增高,轻组分增加、原始气油比显著上升(包友书等, 2021;张博为等, 2021;李国欣等, 2022);相反,随着埋深减小、热演化程度降低,沥青质含量增加,可能使沥青质在原油中呈现分子单体、纳米分子桥结和多个分子桥形成的聚合簇等不同状态(唐红娇等,

2018),导致原油黏度急剧上升.而不同沉积微相生烃母质差异性、源储一体原位滞留和微运移、源储分异超短距运移、分子的差异吸附-扩散-毛管束缚和大分子滞留等机制,可以导致页岩油藏系统在平面上同一深度和垂向上紧邻的不同组构页岩相的原油性质有一定变化(金之钧等, 2021b).目前对页岩油原油性质空间非均质性的研究还显得薄弱,对其在页岩油勘探开发中的重要性认识尚有不足.准确表征页岩油“倒置组分梯度”并明确其成因机制,对掌握不同演化程度页岩油物性和相态变化规律,评价其可流动能力差异性,准确评价资源量、指导勘探评价选区选层优化、优化压裂和开发方案,均具有重要意义.

3.1.2 页岩油微观润湿性及动态赋存状态

多孔介质微观润湿性对多相多组分微观渗流及动态赋存行为具有控制性作用.页岩油赋存状态的重要性得到了高度重视,对赋存空间及其连通性、可动油可动孔径下限或游离油赋存孔径下限、微观赋存形式、赋存状态(游离、吸附和溶解)、赋存机理、不同赋存状态转换条件等开展了广泛研究,多方法表征技术也在快速发展中.但目前仍然以静态定性研究为主,对不同赋存状态的定量评价和动态转换规律的研究亟待加强,对有水相存在或介入的油-岩动态作用研究较少(金之钧等, 2021a).

评价页岩油动态赋存状态,首先要掌握页岩油的微观润湿性及其演化机制.在地质时间尺度,页岩油多组分烃-水体系与岩石复杂矿物和有机质的表面、孔隙结构和物理化学性质的耦合演化,以及不同烃分子的差异吸附、解吸、扩散、重力分异和分子间作用力产生的累积效应,比如极性烃分子尤其

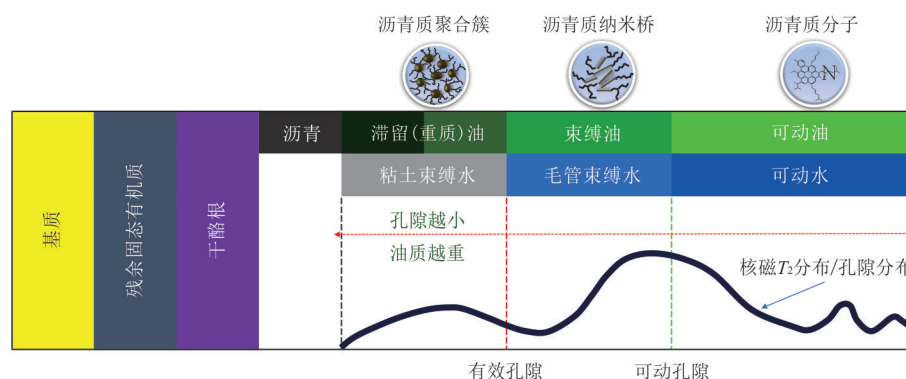


图3 页岩油孔隙-流体耦合概念模型

Fig.3 Conceptual model of shale oil pore-fluid coupling

是沥青质大分子在岩石孔隙中的差异吸附和滞留,使岩石表面润湿性缓慢演化 (Deglint *et al.*, 2017; Mukherjee *et al.*, 2020; Armstrong *et al.*, 2021; Qin *et al.*, 2021),形成页岩油在现今状态下不同页岩相的不同孔隙结构原油性质差异、微观润湿性变化和不同的油水分布。目前实验室常用的润湿性定量测量方法如接触角法等,其测量尺度与页岩油孔隙差若干个数量级,仍然只是反映了平均润湿性或宏观润湿性;在测量过程中饱和油或饱和水的顺序不同,通常导致页岩油接触角测量出现一定差异,也指示了油-岩动态作用对润湿性的影响。准确掌握页岩油微观润湿性,不但有助于理解地质年代流-固耦合演化过程所形成的现今页岩油赋存和饱和状态,以及压差驱动时的渗流行为,同时可以深入认识其对水(压裂液)、气(如 CO_2)、溶剂或表面活性等工作介质介入后的传质和微观驱油效率的重要影响。

3.1.3 页岩油吸附-束缚-滞留和动态自封闭机制非常规油气成藏机理的核心是动态自封闭作用(贾承造等, 2021)。分子间作用力在地质时间尺度的流-固耦合动态演化过程中发生了关键作用,决定了油-水在不同孔隙中的储存状态及原油性质微观差异(图3),同时影响现今页岩油的流动能力。除页岩油孔隙微-纳米限域的吸附和毛管力束缚外,大分子滞留也是重要的动态自封闭机理。页岩油在现今温压条件下多数仍然处于生烃期,有机质以干酪根和部分不具备生烃能力的残余固态有机质的形式存在。页岩油干酪根随埋深增加的热演化生烃过程,总体上是一个从较重烃组分到较轻烃组分的转化过程。沥青质是原油中最大的极性分子,取决于其浓度可以分子单体、纳米桥结和多纳米桥聚合簇的状态存在(Pomerantz *et al.*, 2015; Schuler *et al.*,

2015),在显著改变粘滞力(黏度)的同时,也改变油-水和油-岩界面物理化学性质,进一步影响吸附和毛管力行为并使岩石表面向亲油润湿性转变。沥青质分子的直径范围约 1~5 nm,处于不同状态的沥青质具有不同的分子直径(Mullins *et al.*, 2017, 2018),沥青质含量越多的较低成熟度页岩油,因沥青质大分子滞留引起的喉道下限就越大。在吸附、毛管力束缚和大分子滞留的综合作用下,具有不同干酪根类型、不同热演化程度的页岩油可动油可动下限或游离油赋存孔径下限是不同的,总体上成熟度越低、下限值越大,动态自封闭效应也相对更强。微观动态机制相互作用在地质时间尺度的累积效应对现今和未来流体场具有重要影响,研究页岩油地质时间尺度吸附-束缚-滞留等机制形成的动态平衡,对成藏机理和甜点评价均有重要意义。

3.1.4 不同组构页岩相含油饱和度及不同驱动能量条件下可动油饱和度不同类型陆相页岩油(表2)的不同组构页岩相因其不同的差异富集机理,具有不同含油饱和度和可动油饱和度。由于受测井井筒环境和测井垂向分辨率、岩心取样方式和取样条件、实验条件和实验方法等影响,源储一体型页岩油含油饱和度和可动油饱和度评价存在挑战(Ravi *et al.*, 2020)。不同的实验室可动油饱和度评价方法,如自发渗吸(周小航等, 2022)、温压条件下强化渗吸或离心机方法,代表了不同驱动能量条件下的可动油饱和度,如何将其与“人工渗流体”在油藏时间尺度实际能达到的驱动能量关联起来,需要进一步研究。

3.1.5 页岩油微运移及多相微流动机理有机质生烃-无机成岩过程中微观尺度流体运移被称为微运移(金之钧等, 2021a),它对不同组构源储一体页岩的作用可能有所不同。纯页岩型可以看成原位滞

表 2 陆相页岩油类型划分
Table 2 Type division of continental shale oil

页岩层系内非常规油		广义页岩油				
		狭义页岩油				致密油
岩石组构类型	纯页岩型	纹层型	混积型	夹层型	互层型	厚层型
源储配置	源储一体		源储分异			源储分异
聚集方式	原位滞留	原位滞留+微运移	微运移+原位滞留	超短距运移	超短距运移	短距运移

留,尽管仍然存在烃类从有机孔到无机孔和页理面的微运移.而纹层型和混积型页岩从具有生烃能力的富有机质纹层向相邻不具备生烃能力或弱生烃能力的层状页岩层的微运移,是一个降低层状页岩层含水饱和度的驱替过程;当富有机质层的生烃能力不足、驱替不充分时,层状页岩层的含水饱和度就会较高,这在厚度相对较大的混积型页岩油中影响更大;大规模压裂之后,其裂缝面附近基质的含水饱和度进一步增加,降低了油相的流动能力,生产早期可能以产水为主.研究陆相页岩油多孔介质中多相微尺度流动机理(范竞存等,2017),对进一步理解页岩油赋存机制和富集规律,准确评价其流动能力,都具有重要价值(金之钧等,2021a).

3.2 页岩油改造能力

页岩油的改造能力,是指通过以压裂为主的储层改造,形成以多尺度裂缝网络为核心、有利于多场(压力场、流体场、应力场、温度场、化学场)多相耦合流动的“人工渗流体”的能力,及其维持在油藏时间尺度全生命周期的动态渗流能力.与目前常用的可压性评价(主要包括脆性和远场应力场、水平两向应力差等静态参数)不同,页岩油改造能力的核心科学问题是强非均质复杂组构岩石在原位动态应力作用下的力学行为.

3.2.1 岩石微观组构特征及细观力学性质表征
岩石微观组构特征及细观力学性质一定程度上影响压裂过程中水力裂缝的扩展行为.页岩油储层具有复杂矿物组成,在微观上不同矿物颗粒的粒度、形状、表面、排列、相互支撑和胶结关系,以及由此形成的矿物夹杂、复杂孔隙、接触面和后期因有机质演化、构造应力和成岩作用形成的微裂隙和孔隙溶蚀,使页岩油储层微观组构具有强烈的非均质性,并进一步体现到细观力学性质如细观各向异性

学性质判断哪些页理面或纹层面等微观组构在什么条件下更易于形成水平缝,对源储一体型页岩油尤其是纹层型和纯页岩型的压裂优化非常重要.诱导应力场改变,使矿物颗粒之间、矿物纹层面、页理面和原生微裂隙等页岩在细(微)观上的材料缺陷产生张性和剪切破坏,激励形成次生微裂隙、改善“人工渗流体”基质有效渗透率,对油藏时间尺度的多相微流动和基质-裂缝系统的双向传质具有不可忽视的重要作用.

3.2.2 岩石宏观组构特征及高分辨率地质力学参数表征
页岩宏观组构特征包括天然裂缝和垂向组构,在动态应力场耦合下对水力裂缝扩展行为和复杂度起到控制性作用.垂向宏观组构可以分为弱面、强面、弱夹层、强夹层、弱隔层和强隔层,在特定应力场条件和施工条件下,可以使水力裂缝在垂向生长过程中发生阻断、阻断后水平扩展、穿越、水平错动再垂向扩展等多种相互作用形式(Diaz *et al.*, 2017, 2018).随着垂向上组构特征单元类型、位置、数量和频率的增加,页岩宏观组构对水力裂缝的垂向生长、空间形态和复杂度的影响也越大,能量耗散也更多.天然裂缝与水力裂缝的相互作用得到了深入研究,但对页岩垂向宏观组构重要性的认识还较薄弱.页岩垂向宏观组构的厚度大多在分米-厘米级,通过高分辨率成像测井和岩心描述,可以获取厘米级结构特征,但其厚度通常小于用于岩石力学参数计算的声波、密度和岩性测井垂向分辨率.目前实验室尚缺乏针对钻井岩心的厘米高分辨率力学参数测量系统,在岩心测量与测井之间不同分辨率关联的方法也待发展,因而尚不完全具备表征页岩油厘米级高分辨率力学参数剖面和一维地质力学模型的能力.

3.2.3 裂缝扩展及空间展布规律和控制机理
页岩裂缝扩展及空间展布规律和控制机理,是压裂设计优化和评估的基础.现有压裂理论模型还不能充分考虑各种类型垂向宏观组构的影响,现有商业化压裂模拟器还不能有效模拟水力裂缝的水平扩展,

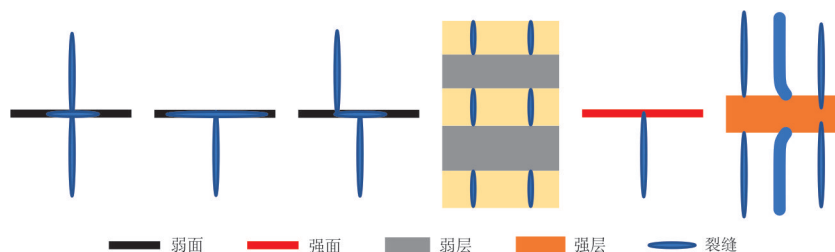


图 4 页岩垂向组构对水力裂缝扩展的影响

Fig.4 The influence of vertical shale fabrics on hydraulically created fracture propagation

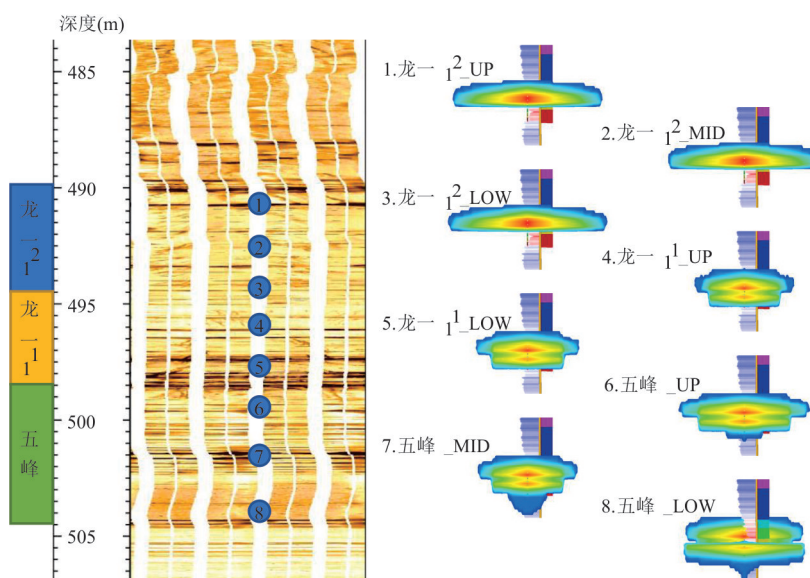
据 Diaz *et al.* (2017, 2018) 修改

图 5 页岩垂向宏观组构对裂缝扩展的影响

Fig.5 The influence of macroscopic vertical shale fabrics on vertical fracture propagation

无法完全耦合压裂过程中原位应力场动态演化。在高分辨率力学参数表征的基础上,运用基于全三维有限元或扩展有限元的压裂模拟器,可以较准确地模拟裂缝扩展及空间展布规律(图5)。运用岩心(包括米级超大岩心)进行水力压裂物理模拟的实验研究已经相当普遍,但原位温度、孔隙压力和应力条件恢复难度大,且边界效应的影响难以消除,通过物理模拟得到的认识通常是定性的或代表了原位条件下的可能模式,其适用性和拓展性与压裂现场实际存在一定脱节,同时实验室物理模拟条件与现场实际施工参数差异较大,需要探索接近真实工况的仿真实验研究。通过压裂现场取心结合系统性数据采集和监测,配合针对性的现场压裂工艺技术对比试验,能够更好地揭示裂缝扩展及空间展布规律和关键影响因素,认识水力裂缝控制机理,发展优化控制方法。在此基础上,运用数据+机理混合建模方法和“数字孪生”

技术,将物理模拟和仿真、现场测量和监测数据和压裂数值模拟有效结合,构建智能化压裂模型。

3.2.4 空间应力场干扰利用与控制机理 压裂过程中井间干扰,可能对断层稳定性、套管完整性、改造有效性、老井重复压裂效果和相邻老井生产带来一定影响(Jacobs, 2017; Krishnamurthy *et al.*, 2019),国内外从物理模拟、理论模型、压裂与生产监测和生产动态分析等各个角度,对压裂干扰机理及其影响开展了广泛研究(Gupta *et al.*, 2020; Jacobs, 2021)。尽管大数据分析显示加密井压裂干扰对老井生产影响不都是负面的且无明显规律,但北美在开发实践中总体上采取尽量预防和避免干扰的思路,在加密井压裂或老井重复压裂前采取补能增压、恢复应力场的技术措施,但从2021年开始逐步发现应力干扰可能的正面作用(Jacobs, 2021)。国内早在2018年实施的玛131小井距立体开发示范区,在现场率先实施了“井间主动干扰”提高缝网复

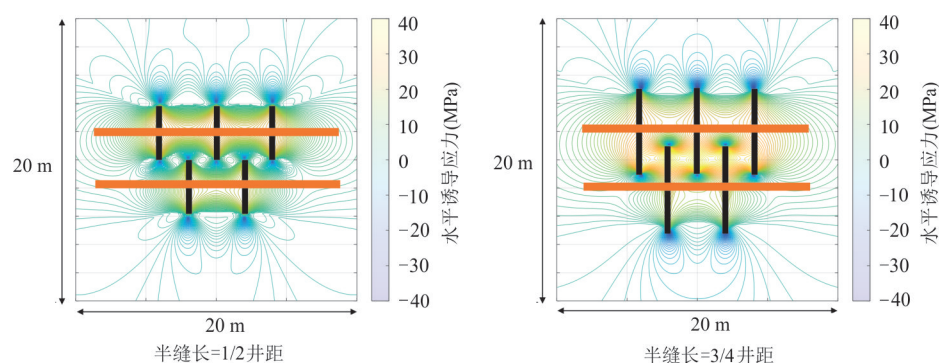


图6 不同半缝长耦合井距交错布缝主动干扰方案下诱导应力分布

Fig.6 The introduced stress field under different proactive utilization of stress interference scheme with different fracture half-length and well space

杂度、降低压裂冲击的方法,施工顺利、生产效果良好,综合各种压裂监测、示踪剂及产液剖面测试、系统试井、生产动态分析和数值模拟,认为该示范区形成了复杂缝网整体改造(李国欣等, 2020b),近期在示范区开展的压裂现场取心,证实了在相邻两井中间地带产生了复杂缝网。

在实践和理论分析的基础上,正式提出了“空间应力场主动干扰利用与控制”概念和方法,通过对立体井网布井方式、井距和水力裂缝缝长耦合设计,结合压裂参数和施工顺序优化,利用压裂过程中不同裂缝形成的动态压应力区和张应力区之间的相干效应,在相邻井中间地带强化缝间应力干扰,促进复杂缝形成、尽量避免简单长缝,提高三维空间整体改造有效性,一定程度上降低压裂冲击施工风险。为了指导立体井网压裂设计优化,建立基于应力场张量叠加的空间应力场主动利用与控制机理评估方法,对比不同半缝长耦合井距交错布缝主动干扰方案,弱干扰(半缝长等于1/2井距)和强干扰(半缝长等于3/4井距)方案的两井中间地带均形成低应力漏斗区,从而激励裂缝的转向和剪切;尽管强干扰方案两井之间诱导应力值提高,相对低应力区仍然激励裂缝的转向和剪切,且两井中间地带干扰区扩大,有条件形成更大面积的复杂缝网;缝端拉张区受临井压缩区的相干效应,以及远端形成复杂缝网过程的水力能量耗散,强干扰方案仍然可以有效抑制主裂缝向临井过度延伸(图6)。

3.2.5 有效改造体积及动态泄油体积评价 有效改造体积是优化层系划分、井距设计和压裂规模的基础。水力裂缝有效缝高和有效缝长是两个关键评价参数,在实践中可以基于压裂施工、返排测试、系统试井、生产动态和各种监测数据,运用数据分析、

油藏工程方法、压裂建模耦合油藏数值模拟及历史拟合等多方法对比评价。所有低渗透-非常规储层都是应力敏感地层,水力裂缝是强应力敏感介质,因此页岩油的应力敏感是综合性的。过大压差和/或剧烈压差变化,会导致支撑剂重新分布、裂缝导流能力损失、裂缝失效等,这些都是与应力相关的伤害。随着裂缝内流体压力下降,应力敏感综合效应导致页岩油有效改造体积逐步损失、有效泄油体积随生产时间动态变化。

页岩油井返排、测试和生产过程中优化压差管理制度,使全生命周期中的有效改造体积损失率最小,对中长期产能和最大化EUR具有重要意义。安全生产包络线方法对制定合理的返排、测试和生产制度有很好的指导性(Potapenko *et al.*, 2017),但仍不能满足定量自动优化的需求。近年来井下永久监测技术尤其是光纤DTS/DAS/DSS发展迅速,可以提供从压裂到生产的全生命周期高频、高分辨率海量监测数据,主动震源井下光纤技术的出现,进一步提升了对油气藏动态精细表征和监测能力,为页岩油有效改造体积及动态泄油体积评价提供了新的技术手段,为页岩油开发区四维应力场时空演化规律及趋势预测提供新的数据基础。充分利用光纤及其他监测技术,通过大数据分析理论与模型相结合,利用人工智能和边缘计算技术,可能形成页岩油智能化返排策略和生产制度。

3.3 页岩油提高采收率能力

尽管通过适度小井距立体布井和压裂(包括重复压裂)的协同优化,在可接受的经济指标下是行之有效提高页岩油最终采收率的技术,但本文关于页岩油提高采收率能力的讨论,仍然借鉴常规油藏提高采收率定义,指具有多尺度裂缝体系“人工渗

流体”或者称之为“人工裂缝性油藏”的提高宏观泄油效率与微观驱油效率的能力。由于页岩油基质渗流能力极低,一旦压裂完成,“人工渗流体”的最大宏观驱油效率就基本确定,因此页岩油提高采收率能力首先要关注其微观驱油效率,其核心是在工作介质介入条件下提高可流动能力。

3.3.1 不同组构页岩相自发渗吸和原位渗吸能力 渗吸是页岩油很重要的提高采收率机理和方法。不同组构页岩相具有不同的孔隙结构和页岩油赋存状态,导致以毛细管力差为主动力的自发渗吸效果存在较大差异。在咸化湖或盐湖页岩油中,化学渗透压对渗吸能力的影响也很重要。通过优化注入工作液如压裂液的化学配方,可以充分利用化学渗透压、降低界面张力、改善润湿性、降低黏附功、分散和乳化油滴,从而降低渗流阻力、提高渗吸动力或者提高渗吸动力与阻力差值,提高油水置换效率。降低界面张力既能降低渗流阻力,也能降低渗吸动力,因此存在一个优化区间。页岩油在原始赋存和开采过程中因组成和组分的变化,引起沥青质大分子发生纳米桥结甚至聚合,加重大分子滞留效应。成熟度相对较低的页岩油沥青质含量较大、源储一体的纹层型和纯页岩型页岩油纳米孔隙中值较小,在这类页岩油中,亟需深入研究如何分散沥青质大分子从聚合态或纳米桥结态至单分子态,降低大分子滞留效应和可动性喉道半径下限,在增强渗吸能力的同时降低黏度、减小粘滞力,提高页岩油可动油饱和度和流动能力。

与实验室自发渗吸实验不同,在油藏中渗吸是在处于超压状态的人工渗流体中进行。“人工渗流体”实际上相当于一个“人工裂缝油藏”,在压裂过程中除了形成水力主缝和分支缝,还包括拉张或剪切的层面/页理面以及大量微裂隙,闷井和生产过程中不但会产生加压渗吸,还可以出现浮力辅助重力分异、裂缝中原油向亲油基质的反向渗吸等现象。因此,页岩油的原位渗吸能力机理复杂,实验室条件评估的基于简单置换原理的自发渗吸能力可能不足以评价页岩油的原位渗吸能力。

3.3.2 微-纳孔隙体系非均质原油相态变化规律 页岩油原油物性不但在宏观上具有强非均质性,在微-纳孔隙体系中也具有微观非均质性(图3)。任何基质的微小差异,在地质时间尺度都可以形成显著的累积效应,这是形成页岩油物性宏观和微观非均质性的地质流体动力学基本原因。差异生烃和差异

充注是引起原油物性非均质性的首要原因,包裹体可以一定程度上指示充注历史和现今流体微观非均质性(Mullins *et al.*, 2018),而现今仍处于活跃生烃状态的页岩油,宏观和微观上可能尚未达到热力学平衡,因此可以表现出更强的非均质性。由于不同分子的差异吸附和扩散能力,以及纳米孔隙非达西效应如分子滑脱,轻组分更易于从小孔向较大孔隙传质,使大孔原油变轻、小孔中原油变重,同时强化了小孔中的大分子滞留(Zhang *et al.*, 2019)。当小孔中热力学平衡由于组分和组成变化被破坏,沥青质聚合簇就能够以固态沥青的状态从原油中析出。因此,页岩油微-纳孔隙体系在横向和垂向上均可以形成“微组分梯度”。页岩油物性在微-纳孔隙体系中的微观非均质性,使同一口井在不同的生产时间可以表现出不同的相态行为。由于在微-纳孔隙体系中的微观非均质性,使提高采收率工作介质与页岩油的相互作用复杂化,如果用大孔隙中相对轻质的原油进行提高采收率机理和机制研究,将使动态行为预测和提高采收率工作介质优选发生较大偏差。准确掌握页岩油在微-纳孔隙体系中的微观非均质性,对优选工作介质、提高页岩油在工作介质介入条件下可流动能力和微观驱扫效率,均具有重要意义。

3.3.3 油藏流体-工作介质-岩石相互作用机理及提高采收率机制 具有宏观和微观非均质性的页岩油“人工渗流体”,在压裂和生产过程中不同工作介质如CO₂和表面活性剂等介入之后,将形成复杂的多相多介质多尺度耦合作用(范竞存等, 2017; 刘曰武等, 2019; 戴彩丽等, 2021)。这些工作介质一定程度上改变油藏流体和岩石接触表面的物理化学性质,影响多相高压相态变化及传质规律和多介质相互作用及流体传输机制,进而影响微-纳孔隙体系的多尺度微观渗流行为和具有复杂多尺度裂缝包括页理缝/层面缝的人工渗流体的流动特征和生产动态。

通过增加地层能量、提高页岩油可动油饱和度和流动性、改善基质孔渗条件和增大人工渗流体多尺度裂缝与基质有效接触面积等方法,提高微观驱油效率和宏观泄油效率。对这些提高采收率机制的研究,从纳米限域基础力学理论、微观多尺度多物理场模拟、物理模拟和多场耦合数值模拟等方面,都取得了新进展(Koroteev *et al.*, 2014; Frank *et al.*, 2018; MacDonald *et al.*, 2018; Fan *et al.*,

2020; Uhlig and Garcia, 2021). 要注意不同机制在不同时间可能发生相互干扰作用, 比如超临界 CO_2 对轻烃的萃取作用, 可能使处于单分子态沥青质发生纳米桥结甚至聚合, 加重大分子滞留效应、降低页岩油可动油饱和度和流动性, 严重时可形成固体沥青析出, 堵塞渗流通道; 再如低矿化度活性水对增强咸化湖高碳酸质页岩油渗吸能力非常有利, 但在长期生产中要注意由于地层水化学平衡条件改变, 可能在地层和井筒中发生无机物沉淀、结垢或盐堵等现象. 从立体开发形成的“人工裂缝性油藏”整体角度, 主动构建和强化一些特殊的提高采收率机制, 如裂缝系统中的气-水辅助重力泄油, 可能具有重要的价值.

3.3.4 基质-裂缝-井筒多尺度多场耦合渗流-流动机制 页岩油开发过程是人工渗流体的流体场、压力场、应力场、温度场和化学场多场复杂耦合动态变化过程, 而这些耦合效应对以井筒为中心的近井地带的影响最为强烈. 这些影响主要包括: 大量液体高强度注入使近井地带温度大幅度降低, 影响页岩油相态和物性, 如果没有足够闷井时间恢复温度场, 对成熟度较低、沥青质含量较高页岩油的可流动能力会带来显著影响; 压裂强烈改变了从射孔炮眼到近井地带的原位应力场, 甚至出现动态逆断层应力区, 不但影响缝网形态和有效支撑, 在返排和生产过程中, 随有效应力的增加, 近井地带尤其是与炮眼连接的水平缝显著丧失导流能力甚至失效, 可能出现压裂液和油气均无流量的极端情况 (Weng *et al.*, 2018; Michael and Gupta, 2021; Wang *et al.*, 2022); 不同压裂段在压裂后有不同的应力状态、裂缝网络形态和改造效果, 返排过程中随原位应力场的动态变化, 与炮眼连接裂缝的力学平衡状态处于动态变化之中, 可能是各压裂段差异启动的重要力学原因; 实验表明, 页岩油渗吸过程中, 油相多以海恩斯阶跃、不连续液滴的方式向微裂隙和裂缝传质, 同时井下光纤监测发现, 返排过程中各启动压裂段往往也以段塞流的方式从裂缝向井筒流动, 基质到裂缝再到井筒的复杂渗流-流动并与井筒水动力学耦合, 沿井筒形成复杂流态和压力分布, 可能形成各压裂段间较强的流动干扰, 而这种非均匀启动、段塞式流动和流动干扰, 可能加剧返排和生产过程中的出砂风险 (Lu *et al.*, 2018); 压裂过程中压裂液可将拉张或剪开启闭的页理面/层面中的原油驱替到地层深部, 若基质偏

油湿、含水饱和度较高, 自发渗吸能力弱, 返排和生产过程中处于微观亲油润湿性的基质孔隙向裂缝(包括页理缝/层面缝)传质需克服反向渗吸阻力, 裂缝系统中水相对基质(包括微裂隙)油相形成了整体“水锁”效应, 直到长时间返排将裂缝中水相基本排出后才开始见油, 而由于长时间闷井和返排浸泡, 页岩可能发生水化, 力学强度降低, 存在支撑剂嵌入、有效支撑和连通性损失的潜在风险; 随着开采的进行, 孔隙压力逐渐降低, 应力敏感使裂缝有效导流能力和基质(含微裂隙)有效渗透率下降, 诱导应力场动态演化还使部分裂缝发生力学失效、丧失连通性, 从而使人工渗流体的动态泄油体积趋于缩小. 因此, 掌握从压裂到生产过程中基质-裂缝-井筒多尺度多场耦合渗流-流动机制, 对准确评价改造效果、确定返排策略与安全生产包络线、制定重复压裂方案和优化提高采收率方法与工艺, 均具有重要理论和实践价值.

3.3.5 长周期提高采收率机理与机制 目前页岩油提高采收率现实可行的主体技术, 如注烃类气或 CO_2 吞吐, 受限于提采介质向基质深部扩散的能力, 在多轮次吞吐实施后效果逐渐下降. 为了实现页岩油开发长期稳产和全生命周期采收率最大化, 必须在顶层设计阶段就考虑 20 年甚至更长时间的长周期提高采收率. 可能从几个方面进行探索突破: 研究现有人工渗流体恢复或扩大有效泄油体积的应力场重构、裂缝激活和重复改造机理, 增加多尺度裂缝网络与基质接触面积; 掌握在具有复杂多相流体分布的微-纳孔隙介质中大幅度提升工作介质扩散能力的机理, 发展超强扩散性和自定向智能化提采介质和方法; 研究长周期多场多相多介质耦合机理, 探索人工渗流体形成宏观驱替的可能性和可行性方案; 研究在页岩油开发中后期微生物采油微生态机理、提采机制和加速机制, 发展长期低产条件下绿色循环经济开采技术.

4 结论与建议

为了加速我国实现真正陆相页岩油革命的进程, 必须坚持“非常规不等于低效益、非常规不等于低采收率”的理念, 将效益开发根植于管理者和开发专家的信念之中, 以全生命周期可接受经济指标条件下最大化采收率、最小化环境影响为根本目标, 遵循地质工程一体化系统工程方法论, 在不断迭代创新的过程中, 加速实现我国陆相页岩油规模效益开发.

为了支撑上述开发理念,抓住陆相页岩油构建“人工渗流体”这一关键,需要从局部和整体、微观和宏观、短周期和长周期的不同空间和时间尺度,系统性评价陆相页岩油的流动能力、改造能力和提高采收率能力.在地质时间尺度页岩油流-固耦合演化过程中各种机理的累积效应,对现今油藏时间尺度页岩油流动能力具有控制性作用.多尺度多场动态耦合控制了构建有效的页岩油“人工渗流体”的能力,主动应力干扰与控制是强化缝网复杂性和有效性的新机理和关键技术.在工作介质介入条件下提高陆相页岩油可流动能力是提高其微观驱油效率的核心.在立体开发形成的“人工裂缝性油藏”中存在特殊的提高采收率机制,通过对不同提高采收率机制的针对性构建和强化,可以提升陆相页岩油全生命周期提高采收率能力.

针对陆相页岩油效益开发评价要求,建议加强针对性实验装备研制和实验方法创新.强化陆相页岩油现场科学实验室规划与建设,推动陆相页岩油开发基础理论和关键技术的发展.发展数字化智能化仿真技术与评价方法,建立起室内评价与现场试验之间的桥梁.通过基于数据+机理智能驱动“数字孪生”技术,实现从微观到宏观的多尺度映射与建模.通过从室内到现场各类评价的综合集成,促进各种认识和模型的统一性、适用性、可拓展性和可迁移性.

References

- Armstrong, R. T., Sun, C. H., Mostaghimi, P., et al., 2021. Multiscale Characterization of Wettability in Porous Media. *Transport in Porous Media*, 140(1): 215—240. <https://doi.org/10.1007/s11242-021-01615-0>
- Bao, Y.S., Wang, Y.S., Li, Z., et al., 2021. Accumulation Conditions for Deep Light Oil and Condensate Gas from Member 4 of Shahejie Formation in Jiyang Depression. *Acta Petrolei Sinica*, 42(12): 1615—1624, 1639 (in Chinese with English abstract).
- Ciezobka, J., 2021. Overview of Hydraulic Fracturing Test Site 2 in the Permian Delaware Basin (HFTS-2). In: The 9th Unconventional Resources Technology Conference. American Association of Petroleum Geologists, Houston.
- Dai, C.L., Cao, M.J., Wu, Y.N., et al., 2021. Research Progress on Oil-Water-Rock Interface Interaction in Micro-Nano Porous Medium. *Journal of Shenzhen University (Science and Engineering)*, 38(6): 551—562 (in Chinese with English abstract).
- Deglint, H., Ghanizadeh, A., DeBuhr, C., et al., 2017. Comparison of Micro- and Macro-Wettability Measurements for Unconventional Reservoirs: The Devil is in the Detail. In: The 5th Unconventional Resources Technology Conference. American Association of Petroleum Geologists, Austin.
- Diaz, H. G., Desroches, J., Williams, R., et al., 2018. Rock Fabric Analysis Based on Borehole Image Logs: Applications to Modeling Fracture Height Growth. In: SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. SPE, Muscat.
- Diaz, H. G., Mohsin, L., Desroches, J., et al., 2017. Importance of Borehole Images and Dipole Sonic Data for Optimal Stimulation in a Tectonic Compressive Setting. In: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. SPE, Abu Dhabi.
- Du, J.H., Hu, S.Y., Pang, Z.L., et al., 2019. The Types, Potentials and Prospects of Continental Shale Oil in China. *China Petroleum Exploration*, 24(5): 560—568 (in Chinese with English abstract).
- Esmaili, S., Deng, J., Wolfram, E., et al., 2021. Understanding the Interaction between Parent and Child Using Analytical and Numerical Approaches in Permian Basin—An Operator Perspective. In: The 9th Unconventional Resources Technology Conference. American Association of Petroleum Geologists, Houston.
- Fan, J. C., De Coninck, J., Wu, H. G., et al., 2020. Microscopic Origin of Capillary Force Balance at Contact Line. *Physical Review Letters*, 124(12): 125502. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.124.125502>
- Fan, J.C., Yu, H., Chen, J., et al., 2017. Research Progress of Micro/Nano Mechanical Problems in Unconventional Oil and Gas Exploitation. *Journal of University of Science and Technology of China*, 47(2): 142—154 (in Chinese with English abstract).
- Fragoso, A., Selvan, K., Aguilera, R., 2018. Breaking a Paradigm: Can Oil Recovery from Shales be Larger than Oil Recovery from Conventional Reservoirs? The Answer is Yes! In: SPE Canada Unconventional Resources Conference. SPE, Calgary.
- Frank, F., Liu, C., Alpak, F. O., et al., 2018. Direct Numerical Simulation of Flow on Pore-Scale Images Using the Phase-Field Method. *SPE Journal*, 23(5): 1833—1850. <https://doi.org/10.2118/182607-PA>
- Fu, J.H., Guo, W., Li, S.X., et al., 2021. Characteristics and Exploration Potential of Muti-Type Shale Oil in the 7th Member of Yanchang Formation, Ordos Basin. *Natu-*

- ral Gas Geoscience*, 32(12): 1749—1761 (in Chinese with English abstract).
- Gherabati, A., Browning, J. R., Male, F., et al., 2017. Evaluating Hydrocarbon-in-Place and Recovery Factor in a Hybrid Petroleum System: Case of Bakken and Three Forks in North Dakota. In: The 5th Unconventional Resources Technology Conference. American Association of Petroleum Geologists, Austin.
- Gherabati, S. A., Hammes, U., Male, F., et al., 2018. Assessment of Hydrocarbon in Place and Recovery Factors in the Eagle Ford Shale Play. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 21(2): 291—306. <https://doi.org/10.2118/189982-PA>
- Gherabati, S. A., Smye, K. M., McDaid, G., et al., 2020. New Engineering and Geologic Parameters to Predict In-fill Well Performance in the Wolfcamp of the Delaware Basin. In: The 8th Unconventional Resources Technology Conference. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa.
- Guo, X.S., Zhao, Y.Q., Zhang, W.T., et al., 2021. Accumulation Conditions and Controlling Factors for the Enrichment of Shale Oil and Gas in the Jurassic Qianfoya Formation, Yuanba Area, Sichuan Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 43(5): 749—757 (in Chinese with English abstract).
- Gupta, I., Rai, C., Devegowda, D., et al., 2020. A Data-Driven Approach to Detect and Quantify the Impact of Frac-Hits on Parent and Child Wells in Unconventional Formations. In: The 8th Unconventional Resources Technology Conference. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa.
- He, W.Y., Meng, Q., Feng, Z.H., et al., 2022. In-Situ Accumulation Theory and Exploration & Development Practice of Gulong Shale Oil in Songliao Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 43(1): 1—14 (in Chinese with English abstract).
- Hu, D.F., Wei, Z.H., Liu, R.B., et al., 2021. Enrichment Control Factors and Exploration Potential of Lacustrine Shale Oil and Gas: A Case Study of Jurassic in the Fuling Area of the Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 41(8): 113—120 (in Chinese with English abstract).
- Hu, S.Y., Zhao, W.Z., Hou, L.H., et al., 2020. Development Potential and Technical Strategy of Continental Shale Oil in China. *Petroleum Exploration and Development*, 47(4): 819—828 (in Chinese with English abstract).
- Hu, W.R., 2017. Geology-Engineering Integration—A Necessary Way to Realize Profitable Exploration and Development of Complex Reservoirs. *China Petroleum Exploration*, 22(1): 1—5 (in Chinese with English abstract).
- Huckabee, P., Ugueto, G., Haustveit, K., et al., 2022. Completions and Stimulation Experimental Design, Execution, Analysis & Application for the Permian Delaware Basin Hydraulic Fracture Test Site 2. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. SPE, The Woodlands.
- Jacobs, T., 2017. Oil and Gas Producers Find Frac Hits in Shale Wells: A Major Challenge. *Journal of Petroleum Technology*, 69(4): 29—34. <https://doi.org/10.2118/0417-0029-jpt>
- Jacobs, T., 2021. What is Really Happening When Parent and Child Wells Interact? *Journal of Petroleum Technology*, 73(11): 28—31. <https://doi.org/10.2118/1121-0028-jpt>
- Jia, C.Z., 2020. Development Challenges and Future Scientific and Technological Researches in China's Petroleum Industry Upstream. *Acta Petrolei Sinica*, 41(12): 1445—1464 (in Chinese with English abstract).
- Jia, C.Z., Pang, X.Q., Song, Y., 2021. The Mechanism of Unconventional Hydrocarbon Formation: Hydrocarbon Self-Containment and Intermolecular Forces. *Petroleum Exploration and Development*, 48(3): 437—452 (in Chinese with English abstract).
- Jiao, F.Z., 2021. Theoretical Technologies and Practices Concerning “Volume Development” of Low Pressure Continental Shale Oil: Case Study of Shale Oil in Chang 7 Member, Ordos Basin, China. *Natural Gas Geoscience*, 32(6): 836—844 (in Chinese with English abstract).
- Jiao, F.Z., Zou, C.N., Yang, Z., 2020. Geological Theory and Exploration & Development Practice of Hydrocarbon Accumulation inside Continental Source Kitchens. *Petroleum Exploration and Development*, 47(6): 1067—1078 (in Chinese with English abstract).
- Jin, Z.J., Bai, Z.R., Gao, B., et al., 2019. Has China Ushered in the Shale Oil and Gas Revolution? *Oil & Gas Geology*, 40(3): 451—458 (in Chinese with English abstract).
- Jin, Z.J., Wang, G.P., Liu, G.X., et al., 2021a. Research Progress and Key Scientific Issues of Continental Shale Oil in China. *Acta Petrolei Sinica*, 42(7): 821—835 (in Chinese with English abstract).
- Jin, Z.J., Zhu, R.K., Liang, X.P., et al., 2021b. Several Issues Worthy of Attention in Current Lacustrine Shale Oil Exploration and Development. *Petroleum Exploration and Development*, 48(6): 1276—1287 (in Chinese with English abstract).

- Koroteev, D., Dinariev, O., Evseev, N., et al., 2014. Direct Hydrodynamic Simulation of Multiphase Flow in Porous Rock. *Petrophysics*, 55(4): 294–303. http://ap- ps. webofknowledge. com/full_record. do? product=WOS&search_mode=GeneralSearch&qid=3&SID=W2yB4RJoGnhXQPiUTNZ&page=1&doc=1
- Krishnamurthy, J., Srinivasan, K., Layton, N., et al., 2019. Frac Hits: Good or Bad? A Comprehensive Study in the Bakken. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE, Calgary.
- Li, G.X., Luo, K., Shi, D.Q., 2020a. Key Technologies, Engineering Management and Important Suggestions of Shale Oil/Gas Development: Case Study of a Duvernay Shale Project in Western Canada Sedimentary Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 47(4): 739–749 (in Chinese with English abstract).
- Li, G.X., Qin, J.H., Xian, C.G., et al., 2020b. Theoretical Understandings, Key Technologies and Practices of Tight Conglomerate Oilfield Efficient Development: A Case Study of the Mahu Oilfield, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 47(6): 1185–1197 (in Chinese with English abstract).
- Li, G.X., Zhu, R.K., 2020. Progress, Challenges and Key Issues of Unconventional Oil and Gas Development of CNPC. *China Petroleum Exploration*, 25(2): 1–13 (in Chinese with English abstract).
- Li, G.X., Zhu, R.K., Zhang, Y.S., et al., 2022. Geological Characteristics, Evaluation Criteria and Discovery Significance of Paleogene Yingxiongling Shale Oil in Qaidam Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 49(1): 18–31 (in Chinese with English abstract).
- Liu, H., Kuang, L.C., Li, G.X., et al., 2020. Considerations and Suggestions on Optimizing Completion Methods of Continental Shale Oil in China. *Acta Petrolei Sinica*, 41(4): 489–496 (in Chinese with English abstract).
- Liu, H.M., 2022. Exploration Practice and Prospect of Shale Oil in Jiyang Depression. *China Petroleum Exploration*, 27(1): 73–87 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Y.W., Gao, D.P., Li, Q., et al., 2019. Mechanical Frontiers in Shale-Gas Development. *Advances in Mechanics*, 49(0): 1–236 (in Chinese with English abstract).
- Lu, H.D., Anifowosh, O., Xu, L.L., 2018. Understanding the Impact of Production Slugging Behavior on Near-Wellbore Hydraulic Fracture and Formation Integrity. In: SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. SPE, Lafayette.
- MacDonald, R. M., Geetan, S. I., Klemin, D., et al., 2018. Flow Behavior from Organic and Mineral-Hosted Porosity Systems—From Pores to Production. In: The 6th Unconventional Resources Technology Conference. American Association of Petroleum Geologists, Houston.
- Maity, D., Ciezobka, J., 2019. An Interpretation of Proppant Transport within the Stimulated Rock Volume at the Hydraulic-Fracturing Test Site in the Permian Basin. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 22(2): 477–491. <https://doi.org/10.2118/194496-PA>
- Michael, A., Gupta, I., 2021. A Semianalytical Modeling Approach for Hydraulic Fracture Initiation and Orientation from Perforated Wells. *SPE Production & Operations*, 36(3): 501–515. <https://doi.org/10.2118/204480-PA>
- Mukherjee, S., Dang, S. T., Rai, C., et al., 2020. Revisiting the Concept of Wettability for Organic-Rich Tight Rocks: Application in Formation Damage-Water Blockage. *Petrophysics*, 61(5): 473–481. <https://doi.org/10.30632/pjv61n5-2020a5>
- Mullins, O. C., Dumont, H., Forsythe, J. C., et al., 2018. Asphaltene Gradients and Connectivity Analysis in Reservoirs, Asphaltene onset Pressure, Bitumen and Tar Mats all Treated within a Simple, Unified Chemistry Treatment. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE, Dallas.
- Mullins, O. C., Zuo, J. Y., Pomerantz, A. E., et al., 2017. Reservoir Fluid Geodynamics: The Chemistry and Physics of Oilfield Reservoir Fluids after Trap Filling. *Energy & Fuels*, 31(12): 13088–13119. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02945>
- Pomerantz, A. E., Wu, Q. H., Mullins, O. C., et al., 2015. Laser-Based Mass Spectrometric Assessment of Asphaltene Molecular Weight, Molecular Architecture, and Nanoaggregate Number. *Energy & Fuels*, 29(5): 2833–2842. <https://doi.org/10.1021/ef5020764>
- Potapenko, D. I., Williams, R. D., Desroches, J., et al., 2017. Securing Long-Term Well Productivity of Horizontal Wells through Optimization of Postfracturing Operations. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE, San Antonio.
- Pudugramam, V. S., Zhao, Y., Bessa, F., et al., 2021. Analysis and Integration of the Hydraulic Fracturing Test Site-2 (HFTS-2) Comprehensive Dataset. In: The 9th Unconventional Resources Technology Conference. American Association of Petroleum Geologists, Houston.
- Qin, Z. Q., Barsotti, E., Piri, M., 2021. Sub-Nanometer

- Scale Investigation of in Situ Wettability Using Environmental Transmission Electron Microscopy. *Journal of Colloid and Interface Science*, 593: 266—275. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2021.02.075>
- Ravi, V. R., Ali, S., Dash, T., et al., 2020. Water Saturation in Unconventionals: Myth Busted. In: The 8th Unconventional Resources Technology Conference. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa.
- Schuler, B., Meyer, G., Peña, D., et al., 2015. Unraveling the Molecular Structures of Asphaltenes by Atomic Force Microscopy. *Journal of the American Chemical Society*, 137(31): 9870—9876. <https://doi.org/10.1021/jacs.5b04056>
- Sochovka, J., George, K., Melcher, H., et al., 2021. Reducing the Placement Cost of a Pound of Proppant Delivered Downhole. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. SPE, Virtual.
- Sun, L.D., Liu, H., He, W.Y., et al., 2021. An Analysis of Major Scientific Problems and Research Paths of Gulong Shale Oil in Daqing Oilfield, NE China. *Petroleum Exploration and Development*, 48(3): 453—463 (in Chinese with English abstract).
- Tang, H.J., Yang, L.H., Zhu, F., et al., 2018. Molecular Size and Structure Characteristics of Tight Oil of Lucaogou Formation in Jimusar Depression. *Earth Science*, 43(5): 1587—1593 (in Chinese with English abstract).
- Uhlig, M. R., Garcia, R., 2021. In Situ Atomic-Scale Imaging of Interfacial Water under 3D Nanoscale Confinement. *Nano Letters*, 21(13): 5593—5598. <https://doi.org/10.1021/acs.nanolett.1c01092>
- Wang, L.S., Ye, Y.P., Qin, J.H., et al., 2022. Microscopic Pore Structure Characterization and Oil-Bearing Property Evaluation of Lacustrine Shale Reservoir: A Case Study of the Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin. *Oil & Gas Geology*, 43(1): 149—160 (in Chinese with English abstract).
- Wang, X. H., Zhang, F. S., Tang, M. R., et al., 2022. Effect of Stress Shadow Caused by Multistage Fracturing from Multiple Well Pads on Fracture Initiation and Near-Wellbore Propagation from Infill Wells. *SPE Journal*, 27(1): 204—225. <https://doi.org/10.2118/208577-PA>
- Weng, X., Xu, L., Magbagbeola, O., et al., 2018. Analytical Model for Predicting Fracture Initiation Pressure from a Cased and Perforated Wellbore. In: SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. SPE, Muscat.
- Wu, Q., Liang, X., Xian, C.G., et al., 2015. Geoscience-to-Production Integration Ensures Effective and Efficient South China Marine Shale Gas Development. *China Petroleum Exploration*, 20(4): 1—23 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Q., Sun, P. Z., Fumagalli, L., et al., 2020. Capillary Condensation under Atomic - Scale Confinement. *Nature*, 588(7837): 250—253. <https://doi.org/10.1038/s41586-020-2978-1>
- Zhang, B.W., Zhang, J.H., Feng, Z.H., et al., 2021. Geological Conditions and Resource Potential for the Formation of Light Crude Oil from Gulong Shale in Qingshankou Formation, Songliao Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 42(12): 1625—1639 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, K. Y., Du, F. S., Nojabaei, B., 2019. Effect of Pore Size Heterogeneity on Hydrocarbon Fluid Distribution and Transport in Nanometer - Sized Porous Media. In: SPE Eastern Regional Meeting. SPE, Charleston.
- Zhao, W.Z., Hu, S.Y., Hou, L.H., et al., 2020. Types and Resource Potential of Continental Shale Oil in China and Its Boundary with Tight Oil. *Petroleum Exploration and Development*, 47(1): 1—10 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, X.Z., Pu, X.G., Zhou, L.H., et al., 2021. Enrichment Theory, Exploration Technology and Prospects of Shale Oil in Lacustrine Facies Zone of Deep Basin: A Case Study of the Paleogene in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 42(2): 143—162 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, L.H., Chen, C.W., Han, G.M., et al., 2021. Difference Characteristics between Continental Shale Oil and Tight Oil and Exploration Practice: A Case from Huanghua Depression, Bohai Bay Basin. *Earth Science*, 46(2): 555—571 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, X.H., Chen, D.X., Xia, Y.X., et al., 2022. Spontaneous Imbibition Characteristics and Influencing Factors of Chang 7 Shale Oil Reservoirs in Longdong Area, Ordos Basin. *Earth Science*, 47(8): 3045—3055 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C.N., Ding, Y.H., Lu, Y.J., et al., 2017. Concept, Technology and Practice of “Man-Made Reservoirs” Development. *Petroleum Exploration and Development*, 44(1): 144—154 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 包友书, 王永诗, 李政, 等, 2021. 济阳坳陷深层沙河街组四段轻质油-凝析气成藏条件. *石油学报*, 42(12): 1615—1624, 1639.
- 戴彩丽, 曹梦娇, 吴一宁, 等, 2021. 微纳孔隙油-水-岩石微观界面相互作用研究进展. *深圳大学学报(理工版)*, 38

- (6): 551—562.
- 杜金虎, 胡素云, 庞正炼, 等, 2019. 中国陆相页岩油类型、潜力及前景. 中国石油勘探, 24(5): 560—568.
- 范竞存, 余昊, 陈杰, 等, 2017. 非常规油气开采中的微纳米力学问题研究进展. 中国科学技术大学学报, 47(2): 142—154.
- 付金华, 郭雯, 李士祥, 等, 2021. 鄂尔多斯盆地长7段多类型页岩油特征及勘探潜力. 天然气地球科学, 32(12): 1749—1761.
- 郭旭升, 赵永强, 张文涛, 等, 2021. 四川盆地元坝地区千佛崖组页岩油气富集特征与主控因素. 石油实验地质, 43(5): 749—757.
- 何文渊, 蒙启安, 冯子辉, 等, 2022. 松辽盆地古龙页岩油原位成藏理论认识及勘探开发实践. 石油学报, 43(1): 1—14.
- 胡东风, 魏志红, 刘若冰, 等, 2021. 湖相页岩油气富集主控因素与勘探潜力——以四川盆地涪陵地区侏罗系为例. 天然气工业, 41(8): 113—120.
- 胡素云, 赵文智, 侯连华, 等, 2020. 中国陆相页岩油发展潜力与技术对策. 石油勘探与开发, 47(4): 819—828.
- 胡文瑞, 2017. 地质工程一体化是实现复杂油气藏效益勘探开发的必由之路. 中国石油勘探, 22(1): 1—5.
- 贾承造, 2020. 中国石油工业上游发展面临的挑战与未来科技攻关方向. 石油学报, 41(12): 1445—1464.
- 贾承造, 庞雄奇, 宋岩, 2021. 论非常规油气成藏机理: 油气自封闭作用与分子间作用力. 石油勘探与开发, 48(3): 437—452.
- 焦方正, 2021. 陆相低压页岩油体积开发理论技术及实践——以鄂尔多斯盆地长7段页岩油为例. 天然气地球科学, 32(6): 836—844.
- 焦方正, 邹才能, 杨智, 2020. 陆相源内石油聚集地质理论认识及勘探开发实践. 石油勘探与开发, 47(6): 1067—1078.
- 金之钧, 白振瑞, 高波, 等, 2019. 中国迎来页岩油气革命了吗? 石油与天然气地质, 40(3): 451—458.
- 金之钧, 王冠平, 刘光祥, 等, 2021a. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题. 石油学报, 42(7): 821—835.
- 金之钧, 朱如凯, 梁新平, 等, 2021b. 当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题. 石油勘探与开发, 48(6): 1276—1287.
- 李国欣, 罗凯, 石德勤, 2020a. 页岩油气成功开发的关键技术、先进理念与重要启示——以加拿大都沃内项目为例. 石油勘探与开发, 47(4): 739—749.
- 李国欣, 覃建华, 鲜成钢, 等, 2020b. 致密砾岩油田高效开发理论认识、关键技术与实践——以准噶尔盆地玛湖油田为例. 石油勘探与开发, 47(6): 1185—1197.
- 李国欣, 朱如凯, 2020. 中国石油非常规油气发展现状、挑战与关注问题. 中国石油勘探, 25(2): 1—13.
- 李国欣, 朱如凯, 张永庶, 等, 2022. 柴达木盆地英雄岭页岩油地质特征、评价标准及发现意义. 石油勘探与开发, 49(1): 18—31.
- 刘合, 匡立春, 李国欣, 等, 2020. 中国陆相页岩油完井方式优选的思考与建议. 石油学报, 41(4): 489—496.
- 刘惠民, 2022. 济阳拗陷页岩油勘探实践与前景展望. 中国石油勘探, 27(1): 73—87.
- 刘曰武, 高大鹏, 李奇, 等, 2019. 页岩气开采中的若干力学前沿问题. 力学进展, 49: 1—236.
- 孙龙德, 刘合, 何文渊, 等, 2021. 大庆古龙页岩油重大科学问题与研究路径探析. 石油勘探与开发, 48(3): 453—463.
- 唐红娇, 杨立辉, 朱峰, 等, 2018. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油分子尺寸及结构特征. 地球科学, 43(5): 1587—1593.
- 王林生, 叶义平, 覃建华, 等, 2022. 陆相页岩油储层微观孔喉结构表征与含油性分级评价——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例. 石油与天然气地质, 43(1): 149—160.
- 吴奇, 梁兴, 鲜成钢, 等, 2015. 地质-工程一体化高效开发中国南方海相页岩气. 中国石油勘探, 20(4): 1—23.
- 张博为, 张居和, 冯子辉, 等, 2021. 松辽盆地青山口组古龙页岩轻质原油形成地质条件与资源潜力. 石油学报, 42(12): 1625—1639.
- 赵文智, 胡素云, 侯连华, 等, 2020. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界. 石油勘探与开发, 47(1): 1—10.
- 赵贤正, 蒲秀刚, 周立宏, 等, 2021. 深盆湖相区页岩油富集理论、勘探技术及前景——以渤海湾盆地黄骅坳陷古近系为例. 石油学报, 42(2): 143—162.
- 周立宏, 陈长伟, 韩国猛, 等, 2021. 陆相致密油与页岩油藏特征差异性及勘探实践意义: 以渤海湾盆地黄骅坳陷为例. 地球科学, 46(2): 555—571.
- 周小航, 陈冬霞, 夏宇轩, 等, 2022. 鄂尔多斯盆地陇东地区长7段页岩油储层自发渗吸特征及影响因素. 地球科学, 47(8): 3045—3055.
- 邹才能, 丁云宏, 卢拥军, 等, 2017. “人工油气藏”理论、技术及实践. 石油勘探与开发, 44(1): 144—154.