

Technical Analysis on Improving Oil Recovery in Tight Reservoirs in North America

Liu Xin

Exploration and Development Research Institute Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing

Abstract: Tight oil is an important target for future oil and gas development in the world and has become an important petroleum resource in North America. The research and application of tight oil and gas reservoir reconstruction technology based on horizontal well stage fracturing technology has promoted the rapid growth of tight oil production at home and abroad, but the ultimate recovery is less than 10%. In order to effectively develop huge tight oil resources, North America (mainly United States and Canada) has studied oil recovery, chemical flooding, gas injection and other technologies to improve oil recovery in tight oil producing areas. The article provides the main research results of the application of IOR technology in tight oil reservoirs for more than 10 years. Firstly, it introduces the typical production characteristics of tight reservoirs, analyzes the factors affecting the productivity, and secondly summarizes the common reservoir characteristics and fluid properties of tight oil reservoirs in North America. Then reviewed the domestic and international indoor simulation studies and field test results of water injection, chemical flooding, gas injection, carbon dioxide flooding and other technologies, as well as the oil displacement mechanism and applicable conditions of various technologies, and obtained the future research of tight

oil development. That is , the trends and developments focus on expanding the contact area between oil wells and target layers, increasing the relative permeability of crude oil, reducing the viscosity of crude oil and changing the wettability. CO₂ flooding, gas flooding, surface active flooding and (low brine) water and gas alternate injection are the main applicable technology for tight reservoirs . The above research provides some ideas and references for the research and experiment of tight oil in China.

Key words: Tight oil; Enhanced oil recovery technology; Water injection; Gas injection; Chemical flooding

Received: 2019-11-16; Accepted: 2019-11-29; Published: 2019-12-04

改善原油采收率技术（IOR）在北美致密油藏的研究及应用

刘 新

勘探开发研究院，大庆油田有限责任公司，大庆

邮箱: liu-xini@petrochina.com.cn

摘 要: 致密油是世界未来油气开发的重要目标，已成为北美重要石油资源。水平井分段压裂技术为主的致密油气储层改造配套技术研发和应用，推动了致密油产量快速增长，但最终采收率低于 10%。为有效开发致密油的巨大资源，北美地区（美国和加拿大）在致密油产区先后研究了注水、化学驱、注气等改善原油采收率技术。综述了近十年致密油 IOR 技术室内研究和现场试验，介绍

主要技术驱油机理和适用条件, 推荐了致密油应用标准, 为世界致密油开发提供可一定参考和借鉴。

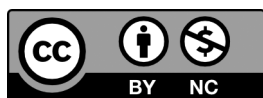
关键词: 致密油; 北美致密油藏; 改善原油采收率技术 (IOR); 注水; 注气; 化学驱

收稿日期: 2019-11-16; 录用日期: 2019-11-29; 发表日期: 2019-12-04

Copyright © 2019 by author(s) and SciScan Publishing Limited

This article is licensed under a [Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/).

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>



世界石油常规储量处于迅速递减阶段。为满足世界油气需求, 需要开发非常规油气资源。致密油是指赋存在低渗透地层 (包括但不限于页岩) 的轻质原油。致密油是未来油气开发的重要目标, 广泛分布在世界各地, 据美国能源信息署 (EIA) 2013 年评估, 致密油技术可采储量约 470×10^8 t, 占世界资源量的 10%。随着致密油勘探开发技术进步, 以水平井分段压裂技术为主的致密 (页岩) 油气储层改造配套技术研发和应用, 有力可推动致密 (页岩) 油产量快速增长 [1] [2]。目前, 全球致密油产量主要来自北美地区, 其中美国和加拿大是当今仅有的已实现致密油商业化生产的国家。美国致密油产量已经占到美国石油总量的 50% 以上 [3], 每天可增产 56 万吨原油 [4], 加拿大致密油产量占石油出口量的 8% [5]。

1 IOR 技术在致密油藏的应用

目前, 在常规油气藏上采用了 20 多种的 IOR 技术。然而, IOR 在致密油藏的应用和研究仍是一个新的课题。致密储层超低的基质渗透率和天然裂缝的高

传导性,是影响 IOR 方法高效应用的两个主要原因。根据 70 余篇已公开发表的针对改善致密油原油采收率的外文资料,发现国外主要的研究方法以模拟分析为主(51%),其次是室内实验(41%),现场试验为 3%,其他为 5%;研究地层集中在巴肯组(59%),其次是鹰滩组(13%),Wolfcamp(4%)和二叠系盆地(2%),其他 22%;采用的方法包括热采、化学驱、微生物驱、注气和注水等多种 IOR 方法,这些大量的研究清楚表明 IOR 技术在上述非常规油藏的可行性应用 [6]。

2 致密油藏生产特征

在致密油初级生产阶段,气、油或水、油同时产出,前 36 个月含水一般保持稳定或经历下降,原油在产后第一年迅速递减。研究人员通过油藏模拟以找到影响致密油生产的因素,发现油藏特征,如渗透率、压力、润湿性、API 和原油饱和度,以及压裂段、完井等工程参数均能影响致密油产能。通过 ANOVA 来研究各参数主要作用,并用达西定律评价提高原油采收率的可能性。研究结果显示,增大接触面积、改善原油相对渗透率、降低原油黏度以及改变岩石润湿性可以明显增大致密油藏的采油速度 [7]。

水力压裂通过扩大井筒与目标地层的接触面积,从而增大油井产能。重点工作包括利用产能分析法完成压裂后监测、甜点识别、构建复杂的传导性裂缝网络、地层损害控制和改善渗透率。由于致密油藏初次采收率非常低,在深入认识石油物理和地球力学特征的基础上结合水平井和大规模水力压裂技术,采收率也只能达到 5.0%–10.0% [8]。

注二氧化碳和注气法可以降低轻质油藏的原油黏度。当前,致密油藏注气法研究比较少见,但是注二氧化碳似乎是改善致密油原油采收率的一项潜力技术。

油水黏度改变不一定提高油、水的相对渗透率,然而改变润湿性可以影响相对渗透率。润湿性的变化取决于盐水、原油、矿物质组分和温度,即可通过温度控制或者化学法来改变岩石的润湿性。化学法指采用包括表面活性剂、低盐水、纳米流体等添加剂,从而影响相对渗透率曲线,改变油–盐水–岩石系统润湿性。例如,三聚磷酸铵(Sodium tripolyphosphate)可影响 Kro 曲线,氢氧化钠稀溶液(dilute

NaOH) 可影响 K_{rw} 曲线, 清净添加剂 (detergent) 则对两条曲线都有作用 [9] [10] [11] [12] [13]。

鉴于各致密油藏独特的石油物理属性, 油田开发应该基于油藏认识。

3 致密油适用的 IOR 技术分析

3.1 注水开发技术

注水技术是最经济有效的采油方法, 不仅可以保持油藏压力, 而且注水作业简单方便。致密油 API° 度一般较大, 流度比良好, 理论上适用注水驱油。2009 年, 高桥 (Takahashi) 和科瓦谢赫 (Kovscek) 分析了不同盐水化合物对硅质页岩样品吸水性的影响, 发现高 PH 值可改变岩石润湿性, 使岩石从中亲水变成强亲水 [14]。2012 年, 穆哈诺夫 (Makhanov) 提出霍恩河 (Horn River) 页岩吸液作用可使流体从裂缝运移到基质中 [15]。伊韦里特 (Iwereet) 模拟巴肯组页岩水驱采收率可达 6.7% [16]。法克沙罗恩芬 (Fakcharoenphol) 认为注水可增大地层压力, 降低储层温度, 使页岩裂缝开启或产生新裂缝 [17]。2013 年, 穆尔西 (Morsy) 对鹰滩组储层岩样进行水渗吸驱油模拟实验, 后来选用巴奈特页岩露头, 发现 PH 值和优化液体盐浓度可提高页岩采收率, 使粘土膨胀生成基底裂缝 [18] [19]。

当前, 注水驱替致密油的现场试验集中在北美地区 Bakken 组, Cardium 组, Pekisko 组和 Viking 组, 作业采收率受限于储层地质和孔隙圈闭机理。1994 年, 子午线石油公司 (Meridian Oil Company) 在北达科他州巴肯组通过 #9660 井向上巴肯组注水。1995 年, 加拿大巴肯组布法罗古力油田 (Buttalo Coulee Oilfield) 水驱试验取得成功 [20]。2008 年, 克雷森特普恩特公司 (Crescent Point Company) 开展了小规模注水研究和先导试验, 模拟结果表明采收率可提高 7% ~ 10%。至 2011 年底, 其中一个试验区两口生产井日产 14 ~ 21 t [21]。2008 年, EOG 公司在 #17170 井注水并用砂和凝胶压裂, 2012 年对注入的产出水进行吞吐试验 [22], 并得出结论, 即注入产出水到致密储层可实现经济性开采 [23]。

3.2 碱性驱、聚合物驱和表活剂驱

注碱可提高 PH 值、注聚合物可改善波及效率。然而，在致密储层注聚合物会出现注入问题和孔喉堵塞问题，而碱性化学制剂和复杂的矿物组分性之间没有兼容性。

由于致密储层以中性润湿和油湿为主，岩石的亲合力将阻止水相（aqueous phase）进入基质驱替原油。表活剂可以改变岩石润湿性，将油湿性转为水湿性，提高水的渗析能力，还可以降低界面张力，产生泡沫或乳化液，最终提高原油采收率。在已发表的相关文献中，表活剂驱替致密储层研究室内研究成果丰富，岩心来自巴肯组、鹰滩、二叠系盆地、巴奈特等地区，主要采用实验室分析与数值模拟。2011 年，王东梅发现在 23℃ ~ 120℃ 高矿化度（150 ~ 300g/L:15 ~ 30wt%）下，表活剂驱油可采出 1.55% ~ 76% 的中巴肯组 OOIP [24]。Shuler 提出在标准压裂液添加商业化生产的表面活性剂 [25]。2014 年，Morsy 评价了 10 多种可与压裂液混合的表面活性添加剂，认为适合条件下，压裂液表面活性添加剂可穿透高含油饱和度基质或裂缝，快速渗吸驱原，改变基质或天然裂缝的润湿性，加快原油运移 [26]。Alvarez 用碳酸盐和硅酸保护的井壁岩心评价了表活剂通过非离子和阴离子表活剂改变润湿性和提高非常规油采收率的潜力，发现表活剂的波及效率随离子类型而不同，但整体上能够降低接触角，增大水湿面积，提高原油采收率 [27]。Nguyen 研究了非离子、阴离子、阳离子和两性离子表活剂对巴肯和鹰滩组油湿性致密储层的自发渗吸影响，发现表活剂渗吸一般会提高这两类岩石露头的原油采收率，润湿性改变的作用大于界面张力降低，高矿化度是影响表活剂扩散的主要因素 [28]。2015 年，Dawson 完成巴肯组致密油表活剂驱替试验，利用数值模拟方法将实验室结果应用到油田规模，发现自发渗吸可使采收率提高 30%–40% [29]。Xu 等人发现将表活剂增添到压裂液将可将压裂液的渗透程度提高两倍，采用 CT 扫描技术监控实验中不同方案中的渗透深度，提出表活剂通过减少界面张力来通告致密储层的产能指数 [30]。2016 年，Wang 研究了表活剂的渗吸速度及进入岩石基质渗透深度（penetration depth），用模拟方法将实验室结果应用到油田范围，发现如果表活

剂只用于水力压裂后产生的诱导裂缝中,将无法改善原油采收率,因为渗透深度小。然而,如果用于天然裂缝密集储层,表面活性剂将通过增大接触面积提高原油采收率。Shulter 则调查了表面活性剂用于蒸汽吞吐过程的潜力,采用 oil-on-plate 方法研究表面活性剂进入原油分子的渗透能力,得出表面活性剂驱油能力取决于表面活性剂的化学成份和原油类型 [31]。Alvarea 用 Premium 盆地岩心研究不同类型表面活性剂对界面张力和接触角的作用,发现所有类型表面活性剂能使岩石润湿性从亲油向亲水变化。Anionic 表面活性剂效果更好,可降低非常规致密储层岩心界面张力,减少接触角 [32]。

化学驱现场试验文献不多,2004 年在北达科他州科特巴肯稠油油田 (Court Bakken Heavy oilfield) 碱性驱单井先导试验表明,碱性驱可有效降低残余油饱和度,采收率达 9%,证实了化学驱在巴肯组具有一定应用前景,但存在油藏压力低和水窜。表面活性剂驱虽然是最有潜力的致密油化学驱技术,但需要油田现场验证,同时考虑成本问题。

3.3 注气法

注气法是一项成熟的陆上轻质油藏提高采收率技术,成功应用于各类油藏,有低成本和广泛适用性的特点。为保证注气项目成功率,须注入充足气体,保持键裂开 (bond scission) 或燃烧模式氧化反应。裂缝是致密油藏流体主要运行通道,通过天然裂缝和体积压裂将油气藏基质与井筒相连,为提高注入气体的宏观波及效率提供客观有利条件。注气法可为致密油藏提供驱油动力,保持油藏压力,当油藏压力高于最小混相压力时,注入剂与地层油充分溶解,极大降低原油黏度,促使原油流动。万涛 (Tao Wan, 2013) 等模拟表明,注气法可以使致密油的采收率提高到 22% [33]。

注气法包括注空气、注烟道气、注烃气以及注二氧化碳。注空气法指通过注入空气和轻质油生成二氧化碳促使原油膨胀、自燃后点燃轻质油,完成氧化。注烟道气可通过混合、燃烧,使油藏迅速升压,驱替地层油,有高效驱油效率特征。注烃气可降低原油黏度、使油藏增压和原油膨胀。在威利斯顿盆地有多项注烃气项目,在提高原油采收率方面取得良好效果。研究人员曾评价气体在该盆地

的应用潜力,理论证实可注烃气的经济效益,只需具备可用的注入气、气价低和适合的地质条件,建议开展先导型试验。

3.4 CO₂ 驱

CO₂ 驱指通过多元混相减少界面张力、降低原油黏度、实现单项流动、提高产能、促使原油膨胀。CO₂ 能增大油藏压力、重建驱动机理。部分注入的 CO₂ 将和油、水一起产出,经过地面分离后,可回注地层重复利用。在所有可注入气体中 CO₂ 密度和地层油相近,能够减少超覆效应、增大波及效率,有效提高原油采收率。与注入水相比,CO₂ 粘度和密度更小,液体注入性能更加优越,混相注 CO₂ 或近混相注可比水驱取得更高的原油采收率 [34]。注 CO₂ 可处理由动力企业排出的 CO₂ 废气,降低气体排放量。大多数气体能保存在油藏内部,如大孔道、贼层。

20 世纪 80 年代,北达科他州小刀 (Little Knife) 油田和蒙大拿州南派恩 (South Pine) 油田已经开展了小型的注 CO₂ 驱油现场试验,采收率较初次采油提高了 13%。由于当时油价低,项目成本高,终止了先导性试验,但证明了 CO₂ 驱在威利斯顿盆地的可行性应用。2010 年 2 月巴肯石油公司 (PetroBakken) 在萨彻斯温省巴肯致密储层开展短暂的注 CO₂ 试验。关掉一口井进行短期注 CO₂ 并焖井,随后 14 个月里,两口替换井均增产 800 t 以上 [35]。

CO₂ 注入法包括持续注入、蒸汽吞吐或者水气交替注入。2009 年,格丹 (Ghedan) 研究表明 CO₂ 驱可在低渗透油藏 ($1 \sim 2 \times 10^{-3} \text{ } \mu\text{m}^2$) 取得良好驱油效果,注入方案包括三种方法 [36]。蒙格 (Monger, 1988), Coma (科马, 1988), Kane (凯恩, 1979) 认为,有机结合水气交替注入和 CO₂ 吞吐更加经济有效 [37]。阿伊布 (Shoaib, 2009), Hawthorne (霍桑, 2013) 认为在天然驱替衰竭后实施 CO₂ 驱,可使中巴肯组致密油提高采收率 6% 以上 [38]。Ghaderi 等人对致密油储层实施 CO₂ 驱的项目进行总结分析,发现可以利用多组分模拟以及实验设计,响应曲面法和蒙特卡罗模拟法完成敏感性分析,确定各参数概率及对项目经济的作用。调查项目中地层主要石灰岩、砂岩和白云石,储层渗透率介于 0.1 和 20mD,结果显示有 66% 的美国境内 CO₂ 驱替致密油项目

取得了经济效益,但是如果储层渗透率下降时,项目成功风险将会增大,另外水驱后应用 CO_2 驱的效果要好于一次采油后直接采用 CO_2 驱 [39]。 CO_2 驱应用存在的主要问题是粘性指进、重力倾覆和无效驱替低于混相压力的油藏原油 [40]。

3.5 水气交替注入混相驱

研究表明,当油井经历较长周期的注水循环后再注入 CO_2 ,可以短期增大原油产量。水气交替混相驱在致密油储层应用,既可以提高采收率,也可以增大液体注入能力。油田试验证明该方法可以使采收率增大 5–10%。Figera 等人认为,水气交替混相驱是最适用于致密油开采的 IOR 方法 [41] [42] [43] [44]。

3.6 其他 IOR 方法

除了以上主要潜在的适用技术之外,还有一些研究方法,如衰竭式开采法,即利用溶解气和压实驱的压力衰竭开采法,其主要用于 Ekofisk, Eldfish, Hod, Tor 以及 Valhall 储层驱油。此外,Peny 等人提出了纳米溶液与气体交替注入法 (NAG),因为纳米液添加剂可改善裂缝半长和油气的相对渗透率 [45]。中低渗透砂岩油藏驱替实验表明,与盐水驱相比,纳米液驱可以改变润湿性和降低界面张力,从而采收率多增加 4–5%。该技术尚未见现场试验报道 [46]。

其他类似热采技术等成熟的改善原油技术方法,鉴于种种原因并未见到详细报告。分析原因可能是,致密油藏原油黏度低、储层温度高,因此没有必要考虑用于驱替高粘稠油的热采技术,目前也未见到这一技术在致密油领域的相关研究。因此致密油潜在适用的 IOR 技术系列中不应该包括热采技术。

微生物驱是一种成熟的 IOR 方法,主要原理是微生物驱油,目标是在适合的条件下生成生物聚合物和生物表面活性剂。营养液缺乏是微生物驱的一个主要挑战。至目前为止,还没有发现在致密储层实施的生物表面活性剂研究或项目,主要原因可能是储层情况复杂,无法得知微生物驱过程具体细节,生成的生物聚合物也无法改善此类油藏的原油采收率。

4 结论

(1) 研究表明, 油藏渗透率、压力、润湿性、原油密度和含油饱和度等油藏特征以及压裂段数、油井作业等工程参数对致密油生产具有强大的影响。

(2) 致密油开发未来研究趋势和发展方向将集中在扩大油井和目标层的接触面积、提高原油相对渗透率、降低原油黏度和改变润湿性。

(3) CO₂ 驱、表面活性驱和水气交替注入是致密储层的主要适用技术。大多数 CO₂ 驱替致密油项目取得了经济效益, 建议结合水驱、添加 CO₂ 泡沫和 CO₂ 可溶性表面活性剂或纳米颗粒。表面活性剂驱替致密储层研究成果丰富, 将表面活性剂增添到压裂液可提高压裂液渗透程度, 改变基质或天然裂缝的润湿性, 加快原油运移。水气交替混相驱的注入水可换成低盐水, 起到改善岩石润湿性, 清洗裂缝表面和提高产能的作用。

参考文献

- [1] 刘新, 张玉玮, 张威, 等. 全球致密油的概念、特征、分布及潜力预测 [J]. 大庆石油地质与开发, 2013, 32 (4): 168–174.
- [2] 刘新, 张玉玮, 钟显东, 等. 美国典型页岩油气藏水平井压裂技术 [J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33 (6): 160–164.
- [3] Yu Y, Li L, Sheng J. Further discuss the roles of soaking time and pressure depletion rate in gas huff-and-puff process in fractured liquid-rich shale reservoirs [R]. SPE 181471, 2016. <https://doi.org/10.2118/181471-MS>
- [4] Hoffman B T, Evans J. Improved oil recovery IOR pilot projects in the Bakken formation [R]. SPE 182070, 2016.
- [5] Williams N. Why Canada is the next frontier for shale oil [EB/OL]. [2018-01-16]. <https://finance.yahoo.com/news/why-canada-next-frontier-shale-062024613.html>.
- [6] Alfarge D, Wei M, Bai B. IOR methods in unconventional reservoir of North America, comprehensive review [R]. SPE 185640, 2017.

<https://doi.org/10.2118/185640-MS>

- [7] Mohanty K, Prateek K. EOR in tight oil reservoirs through wettability alternation [R] . SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2013.
- [8] Manrique E. EOR: current status and opportunities [R] . SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2010. <https://doi.org/10.2523/130113-MS>
- [9] Donaldson E C, Philip B L, Rex D T. The effects of viscosity and wettability on oil and water relative permeabilities [R] . Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Society of Petroleum Engineers, 1966.
<https://doi.org/10.2118/1562-MS>
- [10] Anderson W. Wettability literature survey—part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability [J] . Journal of Petroleum Technology, 1986. <https://doi.org/10.2118/13932-PA>
- [11] Buckley J S. Effective wettability of minerals exposed to crude oil. Current opinion in colloid&carbonates [R] . SPE Journal, 2010.
- [12] Al-Hadhramim H, Blunt M. Thermally induced wettability alternation to improved oil recovery in fractured reservoirs [J] . SPE Reservoir Evaluation&Engineering, 2001. <https://doi.org/10.2118/59289-MS>
- [13] Nasralla R, Bataweel M, Nasr-EL-Din H. Investigation of wettability alteration and oil-recovery improvement by low-salinity water in sandstone rock [J] . Journal of Canadian Petroleum Technology, 2013.
<https://doi.org/10.2118/146322-PA>
- [14] Takahashi S, Kovscek A R. Spontaneous counter imbibitions and forced displacement characteristics of low permeability, siliceous rocks [R] . SPE 121354, 2009. <https://doi.org/10.2118/121354-MS>
- [15] Makhanov K, Dehghanpour H, Kuru E. S. A experimental study of spontaneous imbibitions in Horn River Shale [R] . SPE 162650, 2012.
<https://doi.org/10.2118/162650-MS>

- [16] Iwere F O, Robin N, Heim B V. Cherian numerical simulation of enhanced oil recovery in the Middle Bakken and Upper Three Forks tight oil reservoirs of the Williston Basin [R] . SPE154937, 2012.
<https://doi.org/10.2118/154937-MS>
- [17] Fakcharoenphol P, Charoenwongsa S, Kazemi H, et al. The Effect of water induced stress to enhance hydrocarbon recovery in shale reservoirs [R] . SPE 158053, 2012. <https://doi.org/10.2118/158053-MS>
- [18] Samiha M. Water flooding in the Eagle Ford Shale Formation: experimental and simulation Study [R] . SPE 167056, 2013.
- [19] Samiha M. Sheng J J. Imbibitions characteristics off the Barnett Shale Formation [R] . SPE 168984, 2014.
- [20] Kos C M, Domilee D B, MacDermott R N. Waterflood optimization of the Buffalo Coulee Bakken heavy oil pool of Southwestern Saskatchewan [J] . Society of Petroleum Engineers, 1995.
<https://doi.org/10.2523/30285-MS>
- [21] Wood T, Milne B. Water flood potential could unlock billions of barrels: Crescent Point Energy [EB/OL] . [2013-05-20] . http://www.investorvillage.com/uploads/44821/files/CPG_dundee.pdf.
- [22] James S, John H. Enhanced oil recovery (EOR) in tight oil: Lessons learned from pilot tests in the Bakken [M] . Tight Oil Optimization Workshop, Calgary, Alberta, Canada, 2015.
- [23] Yong C, Wu O, Bridle M K. et al. Reinjection produced water into tight oil reservoirs [J] . Society of Petroleum Engineers, 2012.
<https://doi.org/10.2118/162863-MS>
- [24] Wang D M, Liu H. Sufactant formation study for Bakken Shale imbibitions [J] . Society of Petroleum Engineers, 2011. <https://doi.org/10.2118/145510-MS>
- [25] Shelter P J, Tang H, Lu Z. Chemical process for improved oil recovery from Bakken shale [J] . Society of Petroleum Engineers, 2011.

- [26] Morsy S, Zhou J, Iant K, et al. Optimizing surfactant additives for enhanced well stimulation in Bakken Formation [J] . Society of Petroleum Engineers, 2014. <https://doi.org/10.2118/168180-MS>
- [27] Alvarez J, Neog A, Jais A. Impact of surfactant for wettability alternation in stimulation fluids and the potential for surfactant EOR in unconventional liquid reservoirs [R] . SPE180270, 2014. <https://doi.org/10.2118/169001-MS>
- [28] Nguyen D, Wang D, Oladapo A. et al, Evaluation of surfactant for oil recovery potential in shale reservoirs [R] . SPE169085, 2014. <https://doi.org/10.2118/169085-MS>
- [29] Dawson M, Nguyen D, Champion N, Designing an optimized surfactant flood in the Bakken [J] . Society of Petroleum Engineers, 2016. <https://doi.org/10.2118/175937-MS>
- [30] Xu T, Hoffman T. Hydraulic fracture orientation for miscible gas injection EOR in unconventional oil reservoirs [R] . URTEC2013-189, 2013.
- [31] Wang D, Zhang J, Butter R. et al. Scaling laboratory-data surfactant-injection rates to the field in fractured-shale formations [R] . SPE178489, 2016. <https://doi.org/10.2118/178489-MS>
- [32] Alvarez J O, Schechter D S. Altering wettability in Bakken Shale by surfactant additives and potential of improving oil recovery during injection of completion fluids [R] . SPE179688, 2016. <https://doi.org/10.2118/179688-MS>
- [33] Tao W, James J, Sheng M Y. Evaluation EOR potential in fractured shale oil recovery by cyclic gas injection [R] . SPE 168880, 2013.
- [34] Arshad A. Carbon dioxide miscible flooding in tight oil reservoirs: a case study. Kuwait [M] . International Petroleum Conference and Exhibition, 2009. <https://doi.org/10.2118/127616-MS>
- [35] 赵政璋, 杜金虎, 等. 致密油气 [M] , 石油工业出版社, 2012: 87.
- [36] Ghedan S. Global Laboratory experience of CO₂-EOR flooding [R] . SPE 125581, 2009. <https://doi.org/10.2118/125581-MS>

- [37] Monger T G, Coma J M. A laboratory and field evaluation the CO₂ huff-n-puff progress for light oil recovery [J] . SPE Reservoir Engineering, 1988, 3 (3) : 1168-1176. <https://doi.org/10.2118/15501-PA>
- [38] John H J. The EERC's CO₂ Enhanced Bakken recovery research program, North Dakota Legislative [M] . Council Energy Development and Transmission Committee Meeting, 2012.
- [39] Ghaderi S M. Inverstigation of economic uncertainties of CO₂ EOR and sequestration in tight oil formations [M] . SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Society of Petroleum Engineers, 2013.
<https://doi.org/10.2118/165301-MS>
- [40] Yang D T, Song C. Performance evaluation of CO₂ Huff-n-Puff processes in tight oil formations [M] . SPE Unconventional resources conference Canada. Society of Petroleum Engineers, 2013.
- [41] Song C. Optimization of CO₂ flooding schemes for unlocking resources from tight oil formations [M] . SPE Canadian Unconventional Resources Conference, 2012. <https://doi.org/10.2118/162549-MS>
- [42] Wilson A. Multiscale simulation of WAG flooding in naturally fractured reservoirs [J] . Journal of Petroleum Technology, 2014.
<https://doi.org/10.2118/0114-0073-JPT>
- [43] Christensen H R, Stenby E H, Skauge A. Review of WAG field experience [J] . Society of Petroleum Engineers, 2001. <https://doi.org/10.2118/71203-PA>
- [44] Figera L A. Performance review and field measurements of an EOR-WAG project in tight oil carbonate reservoir-Abu Dhabi onshore field experience [M] . Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers, 2014. <https://doi.org/10.2118/171871-MS>
- [45] Penny G S. Proppant and fluid selection to optimize performance of horizontal shale fracs [M] . SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Society of Petroleum Engineers, 2012. <https://doi.org/10.2118/152119-MS>

-
- [46] Hendraingrat L S, Shidong L. A glass micromodel experimental study of hydrophilic nanoparticles retention for EOR Project [M] . SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 2012.
<https://doi.org/10.2118/159161-RU>