

高压 CO₂ 作用下低渗透岩心渗吸采油规律研究

张梦园^{1,2}, 李宾飞^{1,2*}, 陈龙坤³, 徐正晓^{1,4}, 辛岩^{1,2}, 王浩^{1,2}, 李兆敏^{1,2}

1 中国石油大学(华东)深层油气国家重点实验室, 青岛 266580

2 中国石油大学(华东)石油工程学院, 青岛 266580

3 中海油华东销售有限公司, 南京 210019

4 常州大学石油与天然气工程学院、能源学院, 常州 213164

* 通信作者, libinfei999@126.com

收稿日期: 2024-12-31; 修回日期: 2025-02-17

深层油气全国重点实验室开放课题(SKLOG2024-KFYB-14)资助

摘要 低渗透油藏注 CO₂ 开发中, CO₂ 溶于水后形成的碳酸水能够有效改善渗吸效果, 进而提高油藏开发效益。本文通过测量油水界面张力、接触角和渗吸采收率, 探究了温度和压力对高压 CO₂ 作用下低渗透岩心渗吸采油的影响规律。结果表明, 升高温度和增加 CO₂ 压力均可改善油水界面特性, 提高渗吸采收率。8 MPa 时, 温度由 20 °C 升至 80 °C, 界面张力增大 2.25 mN·m⁻¹, 接触角减小 15.2°。温度对油水界面特性的影响显著强于 CO₂ 溶解度, 随着温度升高, CO₂ 溶解度减小, 但界面张力增大, 岩石亲水性增强, 并且原油流动性增强, 故渗吸效率提高。80 °C 时, 压力由 4 MPa 升至 10 MPa, 界面张力减小 3 mN·m⁻¹, 接触角减小 18.4°。压力通过改变 CO₂ 在液相中的溶解度来影响油水界面特性, 随着压力升高, CO₂ 溶解度增大, 界面张力减小, 岩石亲水性增强, 原油流动性也增强, 继而渗吸效率有效提高。升温和增压在提高渗吸效率方面存在一定的协同效应, 两者共同作用下, 虽界面张力仅有小幅减小, 但岩石亲水性明显增强, 加速了基质孔喉中原油的逸出, 有效提高了低渗透岩心渗吸采收率。研究结果丰富了渗吸采油机理, 能够为低渗透油藏注 CO₂ 开发提供理论参考。

关键词 低渗透油藏; 高压 CO₂; 碳酸水; 渗吸; 油水界面张力; 接触角

中图分类号: TE357; P618.13

Study of the oil recovery trends by imbibition in low-permeability cores under high-pressure CO₂

ZHANG Mengyuan^{1,2}, LI Binfei^{1,2}, CHEN Longkun³, XU Zhengxiao^{1,4}, XIN Yan^{1,2}, WANG Hao^{1,2}, LI Zhaomin^{1,2}

1 State Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China

2 School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China

3 East China Sales Company Limited, CNOOC, Nanjing 210019, China

4 School of Petroleum and Gas Engineering and School of Energy, Changzhou University, Changzhou 213164, China

引用格式: 张梦园, 李宾飞, 陈龙坤, 徐正晓, 辛岩, 王浩, 李兆敏. 高压 CO₂ 作用下低渗透岩心渗吸采油规律研究. 石油科学通报, 2025, 10(02): 245-255

ZHANG Mengyuan, LI Binfei, CHEN Longkun, XU Zhengxiao, XIN Yan, WANG Hao, LI Zhaomin. Study of the oil recovery trends by imbibition in low-permeability cores under high-pressure CO₂. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(02): 245-255. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.006

Received: 2024-12-31; Revised: 2025-02-17

Abstract During the development of CO₂ injection in low-permeability reservoirs, carbonated water formed after CO₂ dissolves in water can effectively improve the imbibition effect, and thus improve the reservoir development benefit. By measuring the oil-water interfacial tension, contact angle and imbibition recovery factor, the effect of temperature and pressure on imbibition recovery in low-permeability cores under high-pressure CO₂ was investigated. The results show that increasing temperature and CO₂ pressure can improve oil-water interface characteristics and enhance imbibition recovery. At 8 MPa, the temperature increases from 20 °C to 80 °C, the interfacial tension increases by 2.25 mN·m⁻¹, and the contact angle decreases by 15.2°. The influence of temperature on oil-water interface characteristics is stronger than that of CO₂ solubility. With the increase of temperature, CO₂ solubility decreases, but the interfacial tension increases, the hydrophilicity of rock enhances, and the fluidity of crude oil increases, so the imbibition efficiency increases. At 80 °C, the pressure increases from 4 MPa to 10 MPa, the interfacial tension decreases by 3 mN·m⁻¹, and the contact angle decreases by 18.4°. Pressure mainly affects the oil-water interface characteristics by changing the CO₂ solubility in the liquid phase. With the increase of pressure, the CO₂ solubility increases, the interfacial tension decreases, the hydrophilicity of rock enhances, the fluidity of crude oil also increases, so the imbibition efficiency increases effectively. Heating and pressurization have a certain synergistic effect on improving imbibition efficiency. Under the combined action of the two, although the interfacial tension only slightly decreases, the hydrophilicity of the rock enhances significantly, which accelerates the escape of crude oil in the matrix pore throat and effectively improves the imbibition recovery in low-permeability cores. The research results enrich the imbibition production mechanism, and can provide theoretical reference for CO₂ injection development in low-permeability reservoirs.

Keywords low-permeability reservoir; high-pressure CO₂; carbonated water; imbibition; oil-water interfacial tension; contact angle

DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.006

0 引言

低渗透油藏的孔渗条件十分苛刻, 高效开发难度大^[1-3], 往往需要进行压裂改造。改造后的储层中会形成具有双重介质特征的裂缝-基质系统, 储层中约80%的原油都储存在低渗透率的基质中^[4-5], 如何有效动用这部分原油是此类油藏高效开发的关键。渗吸被认为是低渗透油藏基质中原油的重要开发手段^[6]。CO₂的流动性好、扩散性强, 在驱油过程中具备溶解降粘和增能的特性^[7-10], 常被用于低渗透油藏开发。CO₂注入储层后, 其溶于水后形成的碳酸水能够通过改善渗吸效果进而有效地提高储层的开发效益^[11-12]。

降低界面张力和改善润湿性是渗吸提高采收率的主要机理^[13-15], 许多研究都是围绕此开展的。王业飞等^[16]系统对比了阴离子、非离子、阳离子和两性离子共4大类型17种表面活性剂的渗吸效率, 分析了不同活性剂对致密岩心渗吸效果的差异及机制, 发现阴、非离子活性剂的渗吸效率显著高于阳、两性离子活性剂, 因此提出阳、两性离子活性剂不适宜单独作为油湿性致密储层的渗吸排油剂, 并且润湿性调控能力是活性剂高效渗吸驱油的主要原因。进一步地, 赵明伟等^[17]发现焖井强化了油水渗吸, 渗吸过程中, 小孔原油动用程度最高, 渗吸初期采收率主要来源于小孔, 而中后期采收率主要源于中、大孔。袁帅等^[18]研究了纳米乳液在致密砂岩油层中的渗吸增产作用机

理, 其润湿反转机理以吸附机理为主, 可增强润湿反转作用与乳化作用, 从而增强渗吸效果。此外, CO₂也能够有效提高渗吸效果。陈永成等^[19]发现相较于低黏滑溜水、胍尔胶破胶液和表活剂型低黏滑溜水体系, CO₂渗吸液效果最佳, 其可深入页岩有机质小孔隙中充分发挥渗吸置换作用, 使有机质微孔原油的相对采收率提高11.01%~23.54%。Yang等^[20]研究了原油-地层水-CO₂体系的界面张力, 发现水相中CO₂的存在使界面张力降低, 并且增加CO₂压力会使界面张力降低。Honarvar^[21]也报道了类似的结果, 他强调控制界面张力降低的机制是CO₂分子在水分子表面的排布。唐永强等^[22]针对致密油藏CO₂水溶液渗吸机理开展研究, 发现增加CO₂压力可以降低油水界面张力, 但他认为CO₂对毛管力的作用并非提高渗吸采收率的主要机理。王敬等^[23]建立了考虑重力和毛管压力的静态渗吸机理数学模型, 发现不考虑重力时, 界面张力较低导致渗吸采油无法发生, 考虑重力时, 超低界面张力下渗吸采油也能发生, 呈现出随着界面张力降低, 渗吸采收率先升后降的趋势, 并且不同界面张力范围内毛管压力和重力的作用存在差异。此外, 也有学者提出, CO₂在水中溶解导致pH值降低, 影响水-岩石界面上的电荷分布, 进而改变岩石表面润湿性。Seyyedi等^[24-25]用原油分别和海水、富含CO₂的海水进行自发渗吸实验, 发现富含CO₂的海水具有提高渗吸速率和采收率的潜力, 并将这种积极的影响归因于润湿性的

改变。此外，他们还测量了3种不同矿物(石英、云母和方解石)的接触角，认为水中CO₂溶解量会对油藏的润湿性产生重大影响，并且接触角随压力增大而增加。进一步地，王锐等^[26]发现碳酸水能够使岩心表面润湿性向水湿性转变，减小原油在孔喉壁面的黏附功，进而提高渗吸效率。吴志远等^[27]报道了相同的发现，认为岩心越亲水，渗吸采收率越高。

低渗透油藏注CO₂开发中，CO₂溶于水后形成碳酸水，能够通过渗吸作用将储层基质中原油采出，储层温度和压力对此渗吸过程存在较大影响。本文通过测量油水界面张力、接触角和渗吸采收率，探究了温度和压力对高压CO₂作用下低渗透岩心渗吸采油特征的影响规律，并使用修正后的 N_b^{-1} 探究了渗吸采油机理。研究结果丰富了低渗透油藏渗吸采油机理，能够为低渗透油藏注CO₂开发提供理论参考。

1 实验部分

1.1 实验材料

(1)使用超纯水制备仪(优普超纯科技有限公司，中国)制取去离子水，电阻率达18.25 MΩ·cm。

(2)CO₂气体(青岛恒源气体有限公司生产，纯度达99.8%)用于建立高压实验环境。

(3)使用SL油田某区块脱水脱气原油与煤油按照体积比1:5配制实验油样。使用MCR-302安东帕流变仪(Anton Paar公司，奥地利)在170 s⁻¹的剪切速率下测量油样的黏度，使用25 mL密度瓶测量其密度，实验油样的黏度和密度随温度的变化如图1所示。其中，20℃时，油样的密度为0.8184 g·cm⁻³，黏度为3.54 mPa·s。

(4)实验岩心为天然低渗透砂岩岩心，取自SL油田某区块。表1为实验岩心的物性参数和实验条件。

表1 实验岩心的物性参数与实验条件

Table 1 Physical property parameters and experimental conditions of experimental cores

序号	直径/mm	长度/mm	孔隙度/%	渗透率/(×10 ⁻³ μm ²)	实验条件
1	25.41	30.98	9.84	4.58	20℃, 0.1 MPa
2	25.41	30.97	9.79	4.55	80℃, 0.1 MPa
3	25.38	30.94	9.83	4.49	20℃, 8.0 MPa
4	25.38	30.93	9.86	4.47	40℃, 8.0 MPa
5	25.42	30.92	9.76	4.51	60℃, 8.0 MPa
6	25.42	30.99	9.79	4.56	80℃, 8.0 MPa
7	25.41	30.97	9.77	4.62	80℃, 4.0 MPa
8	25.41	31.02	9.81	4.59	80℃, 6.0 MPa
9	25.42	30.94	9.81	4.56	80℃, 10.0 MPa

1.2 实验装置

(1)使用图2所示的Tracker-H界面张力仪(TEC-LIS公司，法国)的不同模块分别测量油水界面张力和接触角，包括400 mL高温高压可视反应釜、1000 μL微型注射器、温度/压力控制系统、驱动系统、数据图像采集系统及光源等，测量温度上限为150℃，压力上限为20 MPa。测量中，使用与渗吸实验相同的低渗透砂岩岩心制备的光滑岩心片来测量不同条件下岩石表面的润湿性。

(2)将实验岩心和渗吸瓶(最大量程3.0 mL，精度0.05 mL)放入高温高压可视化装置中，通过可视窗来读取、记录渗吸产油情况，实验流程如图3所示。其中，高温高压可视化装置是渗吸实验的核心装置，由江苏海安石油科研仪器有限公司生产，压力上限20 MPa，温度上限130℃。100DX型ISCO柱塞泵，由美国Teledyne公司生产，用于提供CO₂和去离子水

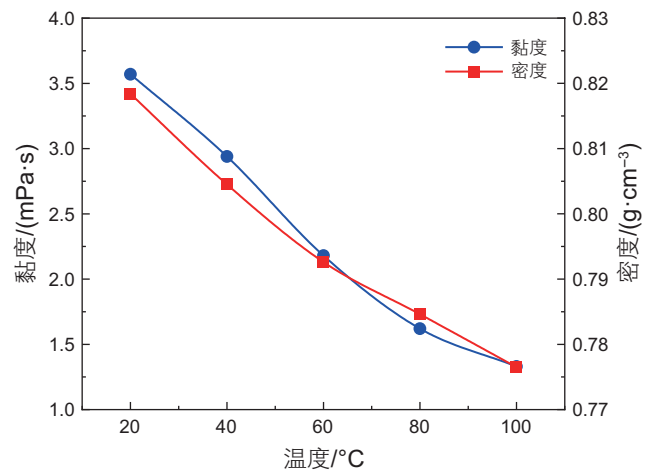
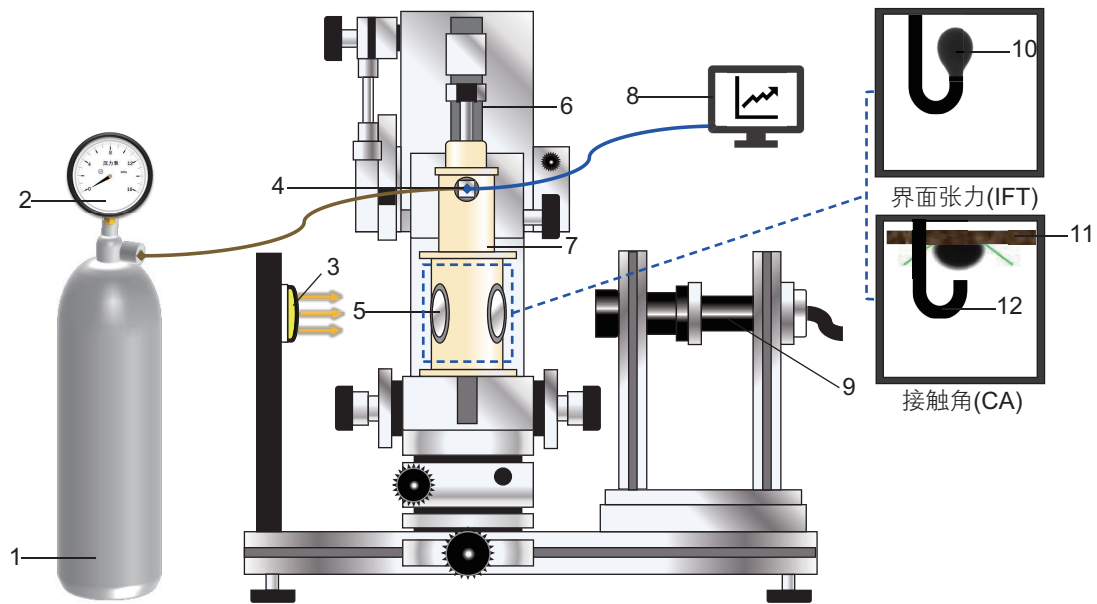


图1 不同温度下实验油样的黏度和密度

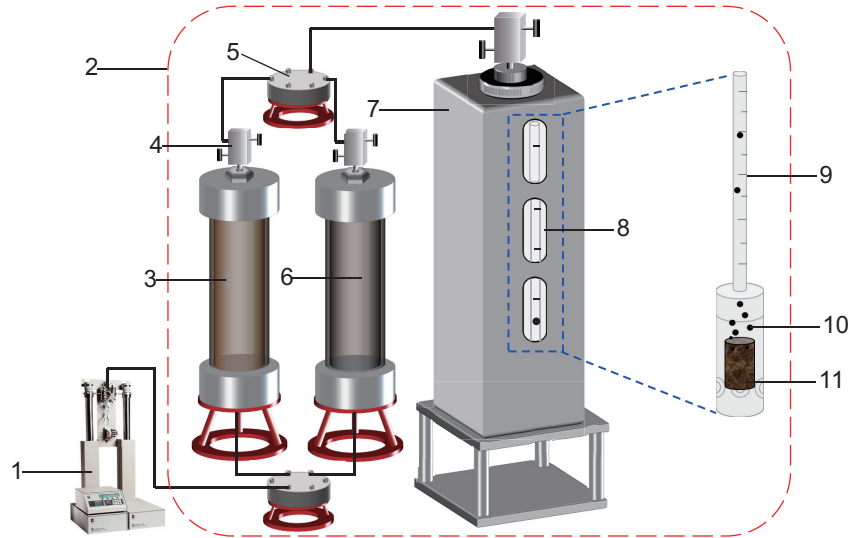
Fig. 1 Viscosity and density of experimental oil sample at different temperatures



1-CO₂ 气瓶, 2-压力表, 3-光源, 4-温度/压力传感器, 5-可视窗, 6-驱动系统, 7-高温高压可视反应釜, 8-温度/压力控制系统, 9-数据图像采集系统, 10-油滴, 11-光滑岩心片, 12-1000 μL 微型注射器弯曲针头

图2 Tracker-H界面张力仪示意图

Fig. 2 Schematic diagram of Tracker-H interface tensiometer



1-ISCO 柱塞泵, 2-烘箱, 3-CO₂, 4-三通阀, 5-六通阀, 6-去离子水, 7-高温高压可视化装置, 8-可视窗, 9-渗吸瓶, 10-油滴, 11-低渗透岩心

图3 高温高压下渗吸采油实验流程图

Fig. 3 Flow chart of high temperature and high pressure imbibition oil production experiment

的注入动力, 输出速率精度为 $0.000\ 01\ \text{mL}\cdot\text{min}^{-1}$, 压力精度为 $1\ \text{kPa}$, 输出速率最大为 $100\ \text{mL}\cdot\text{min}^{-1}$, 最大工作压力为 $50\ \text{MPa}$ 。

1.3 实验方法

1.3.1 油水界面张力测量

使用图2所示的Tracker-H界面张力仪的界面张

力模块进行测量。将 $150\ \text{mL}$ 去离子水缓慢注入高温高压反应釜内; 缓慢注入 CO₂, 建立高压实验环境; 调整可视窗的位置, 获取清晰的实验图像; 待温度、压力稳定后, 驱动注射器将油样注入去离子水中, 形成稳定的油滴; 待油滴进一步稳定后, 输入相关参数, 系统自动记录界面张力。

1.3.2 接触角测量

使用图 2 所示的Tracker-H界面张力仪的接触角模块进行测量。将 150 mL 去离子水缓慢注入高温高压反应釜内；缓慢注入 CO₂，建立高压实验环境；调整可视窗的位置，获取清晰的实验图像；待温度、压力稳定后，驱动注射器将油样注入去离子水中；由于浮力的作用，油滴向上运移后与光滑岩心片接触，形成稳定的油滴；待油滴进一步稳定后，输入相关参数，系统自动记录接触角。

1.3.3 高温高压下渗吸采油实验

将低渗透岩心在 130 °C 下烘干后，称重、抽真空并高压饱和油；再次称重、计算饱和油量；按照图 3 连接实验装置并检查气密性后，将岩心和渗吸瓶一并不放入高温高压可视化装置中；在达到设定温度并保持稳定 8 h 后，驱动ISCO 柱塞泵将去离子水缓慢注入到可视化装置中，使去离子水液面与渗吸瓶的 0 刻度线平齐；然后从高温高压可视化装置的顶部缓慢注入 CO₂，建立高压实验环境；实验开始后，通过可视窗

观察并记录渗吸产油量。

2 结果与讨论

2.1 温度对渗吸过程的影响

实验中，通过向高温高压可视化装置内泵入 CO₂ 来建立高压实验环境。设置温度范围为 20~80 °C，使用 3~6 号低渗透岩心开展渗吸实验，探究 8 MPa、不同温度下低渗透岩心渗吸采油规律。图 4 为 8 MPa 时不同温度下渗吸效率随时间的变化规律。可以看到，不同温度下渗吸采收率随时间的变化趋势基本相同，原油的产出主要发生在渗吸开始后的前 60 h 内。初始时刻，岩心中含油饱和度较高，岩心表层孔喉内原油被优先动用，使得实验初期的渗吸效率较高，渗吸产油速度迅速增大至峰值，采收率也急剧攀升。但随着渗吸进行，岩心内部孔喉内原油的动用难度大，渗吸产油速度迅速衰减，采收率增幅逐渐减小。温度对渗吸特征存在显著影响，如图 4a 所示，随着温度

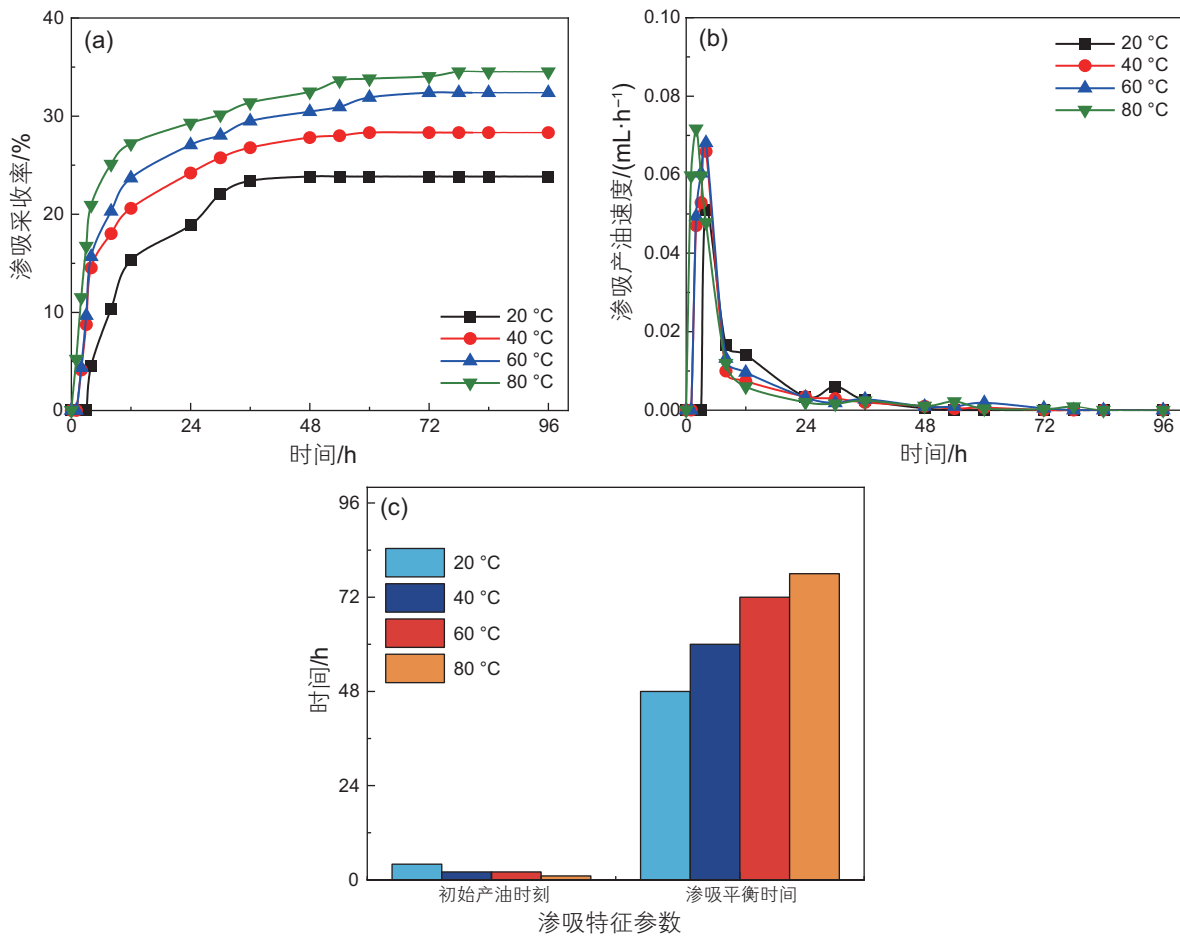


图 4 8 MPa 时不同温度下低渗透岩心渗吸特征：(a) 渗吸采收率；(b) 渗吸产油速度；(c) 渗吸特征参数

Fig. 4 Imbibition characteristics in low-permeability cores at different temperatures and 8 MPa: (a) Imbibition recovery factor; (b) Imbibition oil production rate; (c) Imbibition characteristic parameters

升高, 渗吸最终采收率逐渐增大, 增幅减小。20 °C 时, 最终采收率为 23.84%。升至 60 °C 时, 采收率增至 32.38%, 而 80 °C 时, 采收率为 34.52%, 仅提升了 2.14%, 可见 60 °C 后, 继续升高温度对渗吸效果的增益作用有所减弱。图 4b 则表明升高温度能够有效提高渗吸产油速度, 20 °C 时, 峰值渗吸产油速度为 0.0511 mL·h⁻¹, 而 80 °C 时, 速度增至 0.0717 mL·h⁻¹。进一步分析了不同温度下初始产油时刻和渗吸平衡时间, 如图 4c 所示。随着温度升高, 渗吸初始产油时刻提前, 达到渗吸平衡的时间推迟。实验中发现, 20 °C 时, 岩心表层孔喉内部分原油被置换产出, 但这部分原油以油珠的形式附着在岩心表面而不能及时脱离, 4 h 后, 待油珠体积足够大时才逐渐脱离、上浮。随着温度升高, 原油黏度降低, 流动性增强, 基质孔喉内原油更易被置换采出, 附着在岩心表面的油滴也更容易脱离, 因此记录的高温下渗吸产油时刻较早, 渗吸后期也有少量原油缓慢产出, 较晚才达到渗吸平衡。另一方面, 高压 CO₂ 环境中, CO₂ 自水相向油相扩散, 溶于原油后, 原油体积发生膨胀, 这也加速了孔喉内原油的逸出。随着温度升高, CO₂ 在水中的溶解度减小, 导致原油膨胀效应减弱, 似乎不利于原油逸出。然而, 从实验结果看, 高压 CO₂ 作用下低渗透岩心的渗吸采油效果随着温度升高而逐渐变好, 说明温度升高对渗吸的贡献作用高于 CO₂ 对原油的溶解增能作用。

为了进一步探究高压 CO₂ 作用下低渗透岩心渗吸采油规律, 使用 Tracker-H 界面张力仪分别测得了与上述渗吸实验相同条件下的界面张力和接触角, 如图 5 所示。由图 5a 可知, 随着温度升高, 油水界面张力逐渐增大。20 °C 时, 界面张力为 15.36 mN·m⁻¹, 温

度升高至 80 °C, 界面张力增大至 17.6 mN·m⁻¹。前人研究已表明, CO₂ 溶于水形成碳酸后, 在酸性环境下, 油水界面张力降低, 岩石的亲水性增强。相同压力下, 随着温度升高, CO₂ 在液相中溶解度减小, 一方面, 水相的酸性减弱, 另一方面, 油相和水相之间的密度差增大, 导致油水界面张力增大。界面张力升高使原油形成较大尺寸的油滴, 抑制了渗吸开始时岩石孔喉中原油的逸出。图 5b 表明, 温度对原油—岩石表面—去离子水体系的接触角具有显著影响。随着时间推移, 不同温度下接触角均逐渐减小, 岩石表面亲水性增强。此外, 随着温度升高, 接触角也逐渐减小, 岩石亲水性增强。CO₂ 溶于水后形成碳酸, 能够增强岩石表面的亲水性。温度升高导致 CO₂ 在水中的溶解度减小, 水相酸性减弱, 岩石表面亲水性减弱。但从结果来看, 温度对岩石表面润湿性的直接影响作用远大于 CO₂ 溶解度的影响。温度升高改变了油、水和岩石表面的性质, 导致接触角减小, 岩石的亲水性增强。同时, 随着温度升高, 水相在岩石表面铺展的能力增强, 油膜厚度减小, 使渗吸波及范围扩大, 能够有效提高低渗透岩心渗吸采油效率。

使用修正后的 N_B^{-1} 阐释渗吸机理和强度, 修正后的 N_B^{-1} 不仅考虑了润湿性的影响, 而且能够判断毛细管力和重力在渗吸过程中的相对大小^[28-29], 修正后 N_B^{-1} 的计算公式如式 (1) 所示:

$$N_B^{-1} = \frac{2C\sigma \cos\theta \sqrt{\frac{\phi}{k}}}{\Delta\rho gH} \quad (1)$$

式 (1) 中, 岩心中孔喉形状为柱状毛细管, $C=0.4$; σ

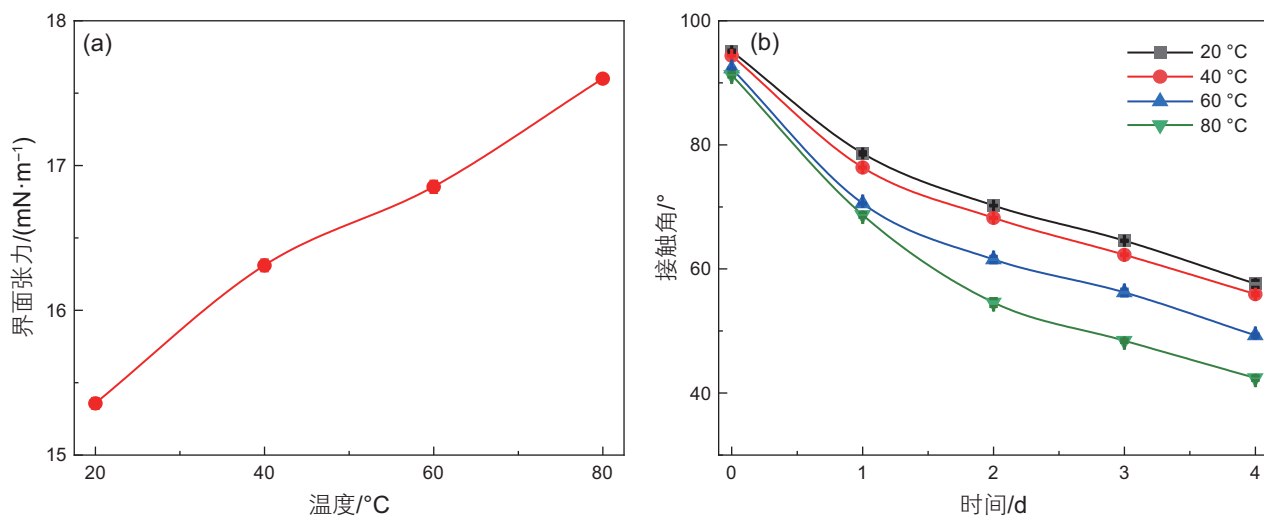


图 5 8 MPa 时不同温度下界面特征: (a) 界面张力; (b) 接触角

Fig. 5 Interface characteristics at different temperatures and 8 MPa: (a) Interfacial tension; (b) Contact angle

为油水界面张力, $N \cdot m^{-1}$; θ 为接触角, $^\circ$; ϕ 为孔隙度, %; k 为渗透率, m^2 ; $\Delta\rho$ 为油水密度差, $kg \cdot m^{-3}$; g 为重力加速度, 其值为 $9.80 N \cdot kg^{-1}$; H 为岩心长度, m 。图 6 显示了不同温度下 N_B^{-1} 随渗吸时间的变化规律。渗吸刚开始时, 接触角大于 90° , 岩石表面亲油, N_B^{-1} 为负值, 此时的毛细管力阻碍渗吸作用, 渗吸动力主要由油水密度差引起的重力效应提供。随着渗吸进行, 在 CO₂ 溶于水后形成的碳酸作用下, 岩石表面逐渐变为水湿, 接触角小于 90° , N_B^{-1} 变为正值, 毛细管力开始转变为渗吸作用的驱动力, 但其值较小, 此时的渗吸动力由毛细管力和重力共同提供。当 N_B^{-1} 大于 5 后, 毛细管力已经成为渗吸作用的主要驱动力, 主导了之后的渗吸过程。随着温度升高, N_B^{-1} 逐渐增大, 渗吸驱动力(毛细管力)增强, 渗吸采收率和产油速率均增大。结合图 4 至 6 分析可知, 一方面, 温度升高使油水界面张力增大, 岩石表面亲水性增强, 渗吸后期的驱动力增强; 另一方面, 温度升高使原油的黏度降低, 流动性增强。在以上因素共同作用下, 高温下岩心孔喉中的原油能够以小油滴的形式快速、高效地逸出, 波及系数和驱油效率大幅提高, 进而提高低渗透油藏的开发效果。

2.2 压力对渗吸过程的影响

设置压力范围为 4~10 MPa, 使用 6 至 9 号低渗透岩心开展渗吸实验, 探究 $80^\circ C$ 、不同压力下低渗透岩心渗吸采油规律。图 7 为 $80^\circ C$ 时不同压力下渗吸效率随时间的变化规律。可以看到, 不同压力下渗吸采收率随时间的变化趋势基本相同, 原油的产出也

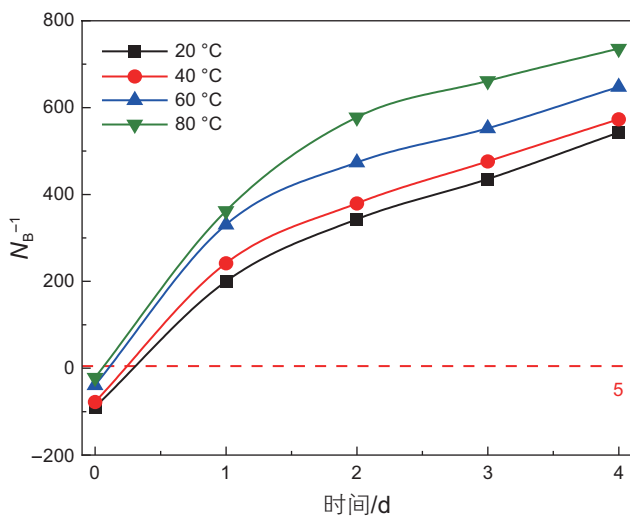


图 6 8 MPa 时不同温度下 N_B^{-1} 变化规律
Fig. 6 Changes of N_B^{-1} at different temperatures and 8 MPa

主要发生在渗吸开始后的前 60 h 内。渗吸实验刚开始时, 渗吸速率迅速增加, 达到峰值渗吸产油速度后逐渐减小, 直至渗吸停止。相同温度下, 压力对渗吸特

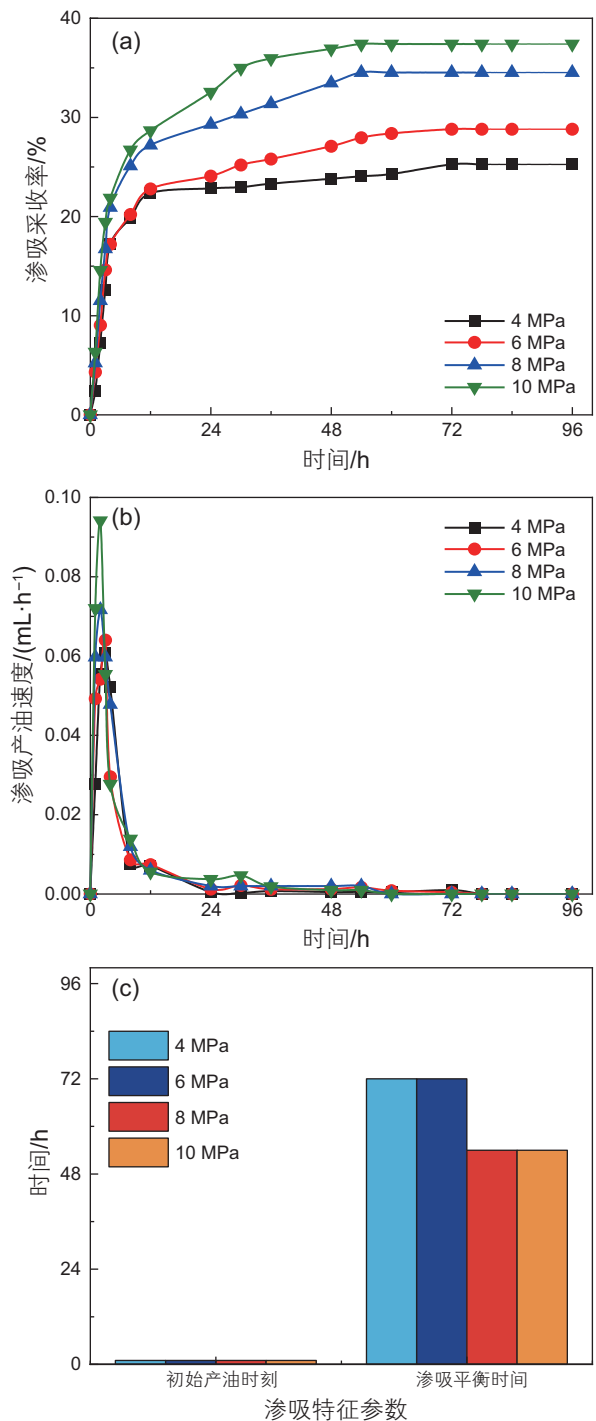


图 7 $80^\circ C$ 时不同压力下低渗透岩心渗吸特征: (a) 渗吸采收率; (b) 渗吸产油速度; (c) 渗吸特征参数
Fig. 7 Imbibition characteristics in low-permeability cores at different pressures and $80^\circ C$: (a) Imbibition recovery factor; (b) Imbibition oil production rate; (c) Imbibition characteristic parameters

征影响显著。如图7a所示,随着压力升高,渗吸最终采收率逐渐增大。80℃下,4 MPa时的渗吸最终采收率为25.25%。压力增至6 MPa,采收率为28.8%,继续增至8 MPa后,采收率达34.52%。特别地,当CO₂变为超临界状态(温度超过31.3℃,压力超过7.32 MPa)后,渗吸最终采收率的增幅变大。渗吸产油速度也表现出相同的变化趋势。如图7b所示,80℃下,4 MPa时的渗吸峰值产油速度为0.0608 mL·h⁻¹。压力增至6 MPa,峰值产油速度为0.064 mL·h⁻¹,继续增至8 MPa后,达0.0717 mL·h⁻¹。进一步分析了不同压力下初始产油时刻和渗吸平衡时间,如图7c所示。80℃时,不同压力下渗吸初始产油时刻相同,几乎不存在油珠附着在岩石表面而迟迟不脱离上浮的现象。但是,不同压力下达到渗吸平衡的时间有所提前。相同温度下,压力升高,CO₂在液相中的溶解度增大,CO₂在原油中溶解,一方面能够增强原油的流动性,降低水油流度比,另一方面能够使原油体积发生膨胀,岩心孔喉内的原油更易被采出。因此在高压CO₂作用下,岩石孔喉中原油在渗吸前期快速、大量地逸出,但到了后期,岩心含油饱和度已较低,几乎不再产油,在较早时刻便达到了渗吸平衡。

为了进一步探究高压CO₂作用下低渗透岩心渗吸采油规律,使用Tracker-H界面张力仪分别测得了相同实验条件下界面张力和接触角,如图8所示。由图8a可知,随着压力升高,界面张力逐渐减小。4 MPa时,界面张力为18.462 mN·m⁻¹,压力增至10 MPa,界面张力变为15.473 mN·m⁻¹。当CO₂变为超临界状态后,界面张力降幅增大。相同温度下,随着压力升高,CO₂在液相中溶解度增大,一方面,水相的酸性

增强,另一方面,油相和水相之间的密度差减小,共同导致油水界面张力减小。界面张力降低使原油形成较小尺寸的油滴,加速其从岩石孔喉中逸出,有效降低了渗吸采油的难度。图8b表明,压力对原油—岩石表面—去离子水体系的接触角具有显著影响。随时间推移,不同压力下接触角均逐渐减小,岩石表面的亲水性增强。此外,随着压力升高,接触角也逐渐减小,岩石亲水性增强。CO₂溶于水后形成碳酸,能够增强岩石表面的亲水性。压力升高,CO₂在液相中的溶解度增大,液相pH降低,溶液中带电离子增多,离子间斥力增强,对储层岩石表面薄水膜的稳定作用也增强,进而导致岩石表面的亲水性增强,接触角减小^[21]。此外,压力升高,水相在岩石表面稳定铺展,油膜厚度减小,岩石孔喉中原油能够快速逸出,有效提高了低渗透岩心渗吸采油效率。

图9显示了不同压力下 N_B^{-1} 随渗吸时间的变化规律。这种变化趋势与不同温度下 N_B^{-1} 随渗吸时间的变化趋势基本一致。渗吸刚开始时,渗吸的动力主要由油水密度差引起的重力效应提供。随渗吸进行,岩石表面逐渐变为水湿, N_B^{-1} 变为正值,毛细管力开始转变为渗吸作用的驱动力,但其值较小,此时的渗吸动力由毛细管力和重力共同提供。当 N_B^{-1} 大于5后,毛细管力已成为渗吸作用的主要驱动力,主导了之后的渗吸过程。从图9中还发现,2 d后,10 MPa下 N_B^{-1} 均小于8 MPa。但是,渗吸采收率和速率仍然随着压力升高而增大,如图7所示。分析认为,高压CO₂下油水界面张力较小,导致渗吸驱动力较弱。但是升高压力时,CO₂在原油中溶解度增大,原油流动性增强,同时体

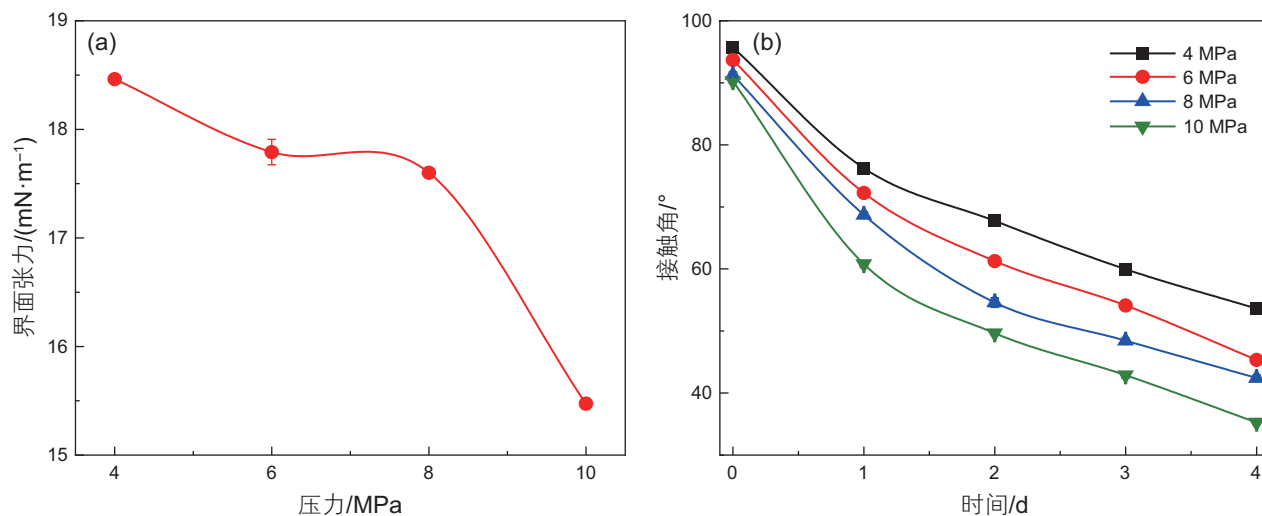


图8 80℃时不同压力下界面特征:(a)界面张力;(b)接触角

Fig. 8 Interface characteristics under different pressures and 80 °C: (a) Interfacial tension; (b) Contact angle

系中带电离子增多,使岩石表面的亲水性增强,有效提高了波及范围和驱油效率。

2.3 高压 CO₂ 作用下渗吸机理

使用 1、2、3 和 6 号低渗透岩心,分别探究了温度和 CO₂ 压力对渗吸特征的影响规律,如图 10 所示。20 °C、0.1 MPa 时,体系中不含 CO₂,油水界面张力为 18.46 mN·m⁻¹,接触角为 77.2°,渗吸最终采收率为 19.05%。仅升高温度,即 80 °C、0.1 MPa 时,界面张力增加为 21.54 mN·m⁻¹,接触角减小为 60.8°,岩石表面亲水性增强,采收率仅有小幅增大,为 20.27%。仅增加 CO₂ 压力,即 20 °C、8 MPa 时,界面张力减小为 15.36 mN·m⁻¹,接触角减小为 57.6°,岩石表面亲水性增强,采收率增加为 23.84%。升高温度同时增加 CO₂ 压力,即 80 °C、8 MPa 时,虽然界面张力有小幅减小,为 17.6 mN·m⁻¹,但是接触角大幅减小,为 42.4°,岩石表面亲水性显著增强,渗吸最终采收率有大幅度提升,为 34.52%。

升高温度和增加 CO₂ 压力均能有效改善界面特征,提高渗吸效率,但是两者对提高渗吸效率的增效

机理存在差异。温度升高时,油水界面张力增大,这不利于渗吸初始时刻原油的产出,但使得渗吸后期驱动力增强,这加速了后期孔喉中原油的逸出,同时岩石表面亲水性增强,原油流动性也增强,在以上因素共同作用下,渗吸效率得到了有效提升。向体系中注入 CO₂ 后,CO₂ 与水相接触后逐渐溶解进入水相,溶解在水相中的 CO₂ 通过分子扩散作用进入油相,这两个过程同时发生。CO₂ 在油、水中的溶解使油水密度差减小,界面张力降低^[30],并且原油流动性得到改善。同时,CO₂ 溶解于水相后形成碳酸,继而碳酸与岩石表面发生反应,导致水相中带电离子增多,储层岩石表面薄水膜的稳定性增强,岩石表面的亲水性增强,渗吸效率也得到了提升。当增加体系中 CO₂ 压力时,渗吸效率也会进一步提升。特别地,升高温度和增加 CO₂ 压力在提高渗吸效率方面存在协同效应,两者共同作用下,虽界面张力仅有小幅减小,但岩石表面亲水性明显增强,扩大了渗吸液的波及范围,同时原油流动性进一步增强,促使原油能够更容易地从储层基质的孔喉中逃逸出来,最终有效提高了低渗透岩心的渗吸效率。

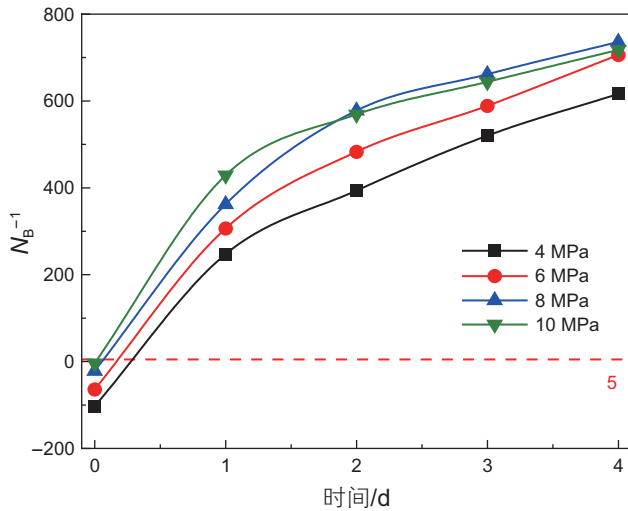


图 9 80 °C 时不同压力下 N_B^{-1} 变化规律
Fig. 9 Changes of N_B^{-1} under different pressures and 80 °C

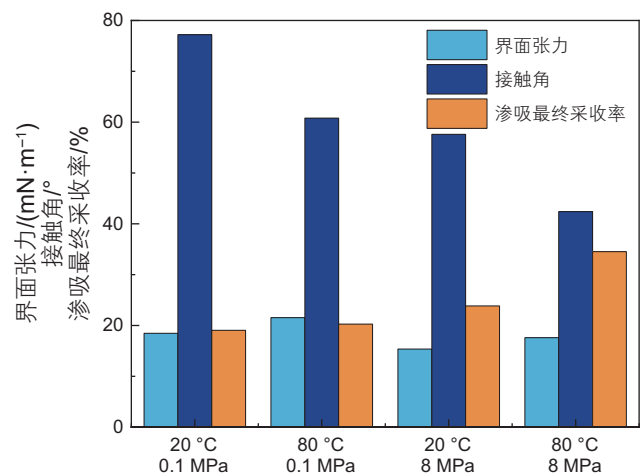


图 10 CO₂ 压力和温度对渗吸特征的影响
Fig. 10 Influence of CO₂ pressure and temperature on imbibition characteristics

3 结论

1) 渗吸刚开始时, N_B^{-1} 为负值, 渗吸动力由油水密度差引起的重力效应提供。随着渗吸进行, N_B^{-1} 变为正值, 渗吸动力由毛细管力和重力共同提供。 N_B^{-1} 大于 5 后, 毛细管力主导之后的渗吸过程。

2) 温度直接影响了油、水和岩石表面的性质, 对油水界面张力和岩心表面润湿性的影响程度明显强于 CO₂ 压力 (CO₂ 溶解度)。随着温度升高, 油水界面张力增大, 接触角减小, 岩石表面的亲水性增强。此外, 温度升高使原油黏度减小, 渗吸效率随着温度升高而增大。

3) 压力主要通过改变 CO₂ 在液相中的溶解度来影

响油水界面张力和岩心表面的润湿性。随着压力增加, CO₂ 在液相中的溶解度增大, 油水密度差减小, 油水界面张力降低, 接触角减小, 岩石表面的亲水性增强。CO₂ 溶解于原油, 原油的黏度减小、流动性增强, 渗吸效率随着压力升高而增大。

4) 升高温度和增加 CO₂ 压力在提高渗吸效率方面存在协同效应。增加 CO₂ 压力使体系中带电离子增多、静电斥力增大, 岩石表面亲水性明显增强, 而升高温度使原油黏度明显减小, 加速孔喉内原油的逸出, 两者共同促使渗吸效率有效提高。

参考文献

- [1] 王香增, 杨红, 王伟, 等. 延长油田低渗透油藏提高采收率技术进展[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(4): 69–75. [WANG X Z, YANG H, WANG W, et al. Technical advancements in enhanced oil recovery in low permeability reservoirs of Yanchang Oilfield[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(4): 69–75.]
- [2] 康毅力, 田键, 罗平亚, 等. 致密油藏提高采收率技术瓶颈与发展策略[J]. 石油学报, 2020, 41(4): 467–477. [KANG Y L, TIAN J, LUO P Y, et al. Technical bottlenecks and development strategies of enhancing recovery for tight oil reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(4): 467–477.]
- [3] HU W R, WEI Y, BAO J W. Development of the theory and technology for low permeability reservoirs in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45: 685–697.
- [4] 胡泽根, 马宇奔, 李明峰, 等. 致密油提高采收率技术研究进展[J]. 石油化工应用, 2023, 42(3): 5–11. [HU Z G, MA Y B, LI M F, et al. Research progress on enhanced oil recovery technology of tight oil[J]. *Petrochemical Industry Application*, 2023, 42(3): 5–11.]
- [5] ALHURAI SHAWY A K, BAI B J, WEI M Z, et al. Mineral dissolution and fine migration effect on oil recovery factor by low-salinity water flooding in low-permeability sandstone reservoir[J]. *Fuel*, 2018, 220: 898–907.
- [6] 刘绪钢, 李国锋, 李雷, 等. 页岩油储层压裂液渗吸驱油机理研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(5): 756–763. [LIU X G, LI G F, LI L, et al. Imbibition displacement mechanism of fracturing fluid in shale oil reservoir[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(5): 756–763.]
- [7] ZHU D, LI B F, CHEN L K, et al. Experimental investigation of CO₂ foam flooding-enhanced oil recovery in fractured low-permeability reservoirs: Core-scale to pore-scale[J]. *Fuel*, 2024, 362: 130792.
- [8] 黄鑫森, 林伟, 韩登林, 等. 致密油藏 CO₂ 驱和水驱分子动力学模拟及微观机理[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2024, 39(3): 72–81. [HUANG X M, LIN W, HAN D L, et al. Study of microscopic mechanism of CO₂/Water flooding in tight oil reservoir based on molecular dynamics simulation[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2024, 39(3): 72–81.]
- [9] ZHANG M Y, LI B F, LEI W S, et al. Oil displacement and CO₂ storage during CO₂ immiscible huff-n-puff within a saturated reservoir: An experimental study[J]. *Fuel*, 2024, 371: 132026.
- [10] ZHANG M Y, LI B F, ZHENG L, et al. Experimental study on CO₂ flooding within a fractured low-permeability reservoir: Impact of high injection rate[J]. *Fuel*, 2025, 384: 134002.
- [11] 杨坤, 杨胜来, 刘新月, 等. 页岩油储层渗吸及 CO₂ 吞吐提高采收率: 以吉木萨尔芦草沟组为例[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2024, 39(5): 1–9. [YANG K, YANG S L, LIU X Y, et al. Enhancing oil recovery of shale oil reservoirs through spontaneous imbibition and CO₂ huff-puff: A case study of Lucaogou formation in Jimsar[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2024, 39(5): 1–9.]
- [12] 于海洋, 陈哲伟, 芦鑫, 等. 碳化水驱提高采收率研究进展[J]. 石油科学通报, 2020, 5(2): 204–228. [YU H Y, CHEN Z W, LU X, et al. Review of enhanced oil recovery by carbonated water injection[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2020, 5(2): 204–228.]
- [13] XIAO Y H, YOU Z J, DU Z T, et al. Review on spontaneous imbibition mechanisms in gas-water systems: Impacts on unconventional gas production and CO₂ geo-sequestration[J]. *Gas Science and Engineering*, 2024, 131: 205466.
- [14] XIE K, WU Z Q, LIU C L, et al. A review of mechanisms and ML-based research on factors affecting spontaneous imbibition of surfactant[J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2024, 240: 213071.
- [15] QU M, LIANG T, XIAO L X, et al. Mechanism study of spontaneous imbibition with lower-phase nano-emulsion in tight reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 211: 110220.
- [16] 王业飞, 张楚晗, 崔佳, 等. 表面活性剂对油湿性致密砂岩渗吸作用与界面协同效应[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2024, 48(5): 129–137. [WANG Y F, ZHANG C H, CUI J, et al. Spontaneous imbibition and interface synergistic effect of surfactants on oil wet tight sandstone[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2024, 48(5): 129–137.]
- [17] 赵明伟, 戴彩丽, 刘棚, 等. 压驱一体化双子表面活性剂滑溜水特性及高效渗吸排驱机制[J]. 石油学报, 2024, 45(9): 1409–1421. [ZHAO M W, DAI C L, LIU P, et al. Characteristics and efficient imbibition-oil displacement mechanism of gemini surfactant slickwater for integrated fracturing flooding technology[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 45(9): 1409–1421.]

- [18] 袁帅, 周福建, 李源, 等. 致密砂岩油藏纳米乳液渗吸增产作用机理[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(1): 126–136. [YUAN S, ZHOU F J, LI Y, et al. Mechanism of imbibition and production enhancement of nanoemulsion in tight sandstone oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 3(1): 126–136.]
- [19] 陈永成, 孙岩, 张向宇, 等. 页岩储集层渗吸驱油微观动用特征及提高采收率实验[J/OL]. 大庆石油地质与开发, [2024–12–23]. [CHEN Y C, SUN K, ZHANG X Y, et al. Micro-production characteristics and enhanced oil recovery experiment of imbibition displacement in shale reservoir[J/OL]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, [2024–12–23].]
- [20] YANG D P, TONTIWACHWUTHIKUL P, GU Y G. Interfacial tensions of the crude oil + reservoir brine + CO₂ systems at pressures up to 31 MPa and temperatures of 27 °C and 58 °C[J]. Journal of Chemical & Engineering Data, 2005, 50(4): 1242–1249.
- [21] HONARVAR B, AZDARPOUR A, KARIMI M, et al. Experimental investigation of interfacial tension measurement and oil recovery by carbonated water injection: a case study using core samples from an Iranian carbonate oil reservoir[J]. Energy & Fuels, 2017, 31(3): 2740–2748.
- [22] 唐永强, 樊昕晔, 宗进旗, 等. CO₂ 对致密油渗吸作用的影响机理研究[J]. 热力发电, 2021, 50(1): 136–142. [TANG Y Q, FAN X Y, ZONG J Q, et al. Mechanisms study on effects of CO₂ on spontaneous imbibition in tight oil reservoirs[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(1): 136–142.]
- [23] 王敬, 刘慧卿, 夏静, 等. 裂缝性油藏渗吸采油机理数值模拟[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(5): 761–770. [WANG J, LIU H Q, XIA J, et al. Mechanism simulation of oil displacement by imbibition in fractured reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(5): 761–770.]
- [24] SEYYEDI M, SOHRABI M, FARZANEH A. Investigation of rock wettability alteration by carbonated water through contact angle measurements[J]. Energy & Fuels, 2015, 29(9): 5544–5553.
- [25] SEYYEDI M, SOHRABI M. Enhancing water imbibition rate and oil recovery by carbonated water in carbonate and sandstone rocks[J]. Energy & Fuels, 2016, 30(1): 285–293.
- [26] 王锐, 吕成远, 岳湘安, 等. 碳酸水对岩石润湿性及渗吸采收率的影响实验[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2010, 24(2): 48–50. [WANG R, LV C Y, YUE X A, et al. Effects of carbonated water on rock wettability and imbibition recovery[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2010, 24(2): 48–50.]
- [27] 吴志远, 曾顺鹏, 黄琪, 等. 低渗透砂岩油藏动态渗吸规律研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2019, 39(20): 142–143. [WU Z Y, ZENG S P, HUANG Q, et al. Study on dynamic imbibition law of low permeability sandstone reservoir[J]. China Petroleum and Chemical Industry Standards and Quality, 2019, 39(20): 142–143.]
- [28] ZHU D, LI B F, ZHENG L, et al. Effects of CO₂ and surfactants on the interface characteristics and imbibition process in low-permeability heavy oil reservoirs[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2023, 657: 130538.
- [29] ZHANG M Y, LI B F, CHEN L K, et al. Study on the imbibition recovery trends in low-permeability cores under high-pressure CO₂[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2023, 674: 131926.
- [30] 李宾飞, 叶金桥, 李兆敏, 等. 高温高压条件下 CO₂-原油-水体系相间作用及其对界面张力的影响[J]. 石油学报, 2016, 37(10): 1265–1272. [LI B F, YE J Q, LI Z M, et al. Phase interaction of CO₂-oil-water system and its effect on interfacial tension at high temperature and high pressure[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(10): 1265–1272.]

(编辑 杨雅露)

第一作者: 张梦园(1997年—), 博士研究生, 从事注气增产及提高采收率方面研究, zhangmy_upc@163.com。

通信作者: 李宾飞(1978年—), 博士, 教授, 从事注气增产及提高采收率、稠油开采理论与技术方面研究工作, libinfei999@126.com。