

准噶尔盆地吉木萨尔页岩油 不同温压 CO₂ 吞吐下可动性实验研究

王子强^{1,2,3}, 葛洪魁¹, 郭慧英^{2,3}, 周浩^{2,3}, 张远凯^{2,3}

1. 中国石油大学(北京), 北京 102249;

2. 中国石油新疆油田分公司实验检测研究院, 新疆克拉玛依 834000;

3. 新疆页岩油勘探开发实验室, 新疆克拉玛依 834000

摘要:准噶尔盆地吉木萨尔页岩油储集层主要发育微纳尺度孔喉裂隙系统,同时油质黏稠,动用难度大,注 CO₂ 吞吐是提高采收率的重要技术。为了认清吉木萨尔页岩油储层注 CO₂ 吞吐下的可动性规律,对该区芦草沟组 45 块岩心进行了研究。储层岩性为云屑砂岩、砂屑云岩和岩屑砂岩;储层覆压孔隙度介于 2.0%~22.7%之间,平均为 11%,覆压渗透率平均为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占比达 90%以上。根据岩心物性分类,选取 20 块岩样开展核磁实验,对页岩油低场核磁共振实验测量的 6 个关键参数进行了优化;通过将页岩油压汞实验数据和低场核磁共振实验数据对比,在对数坐标下建立了页岩岩心的 T_2 值与孔隙半径之间的线性关系,通过 T_2 谱定量获得了页岩的孔隙半径分布。在此基础上,在不同温压条件下开展 9 种 CO₂ 吞吐实验,结合采收率、动用程度等指标分析得知,半径小于 300 nm 的小孔隙中页岩油难以动用,300~1 000 nm 的中孔隙和大于 1 000 nm 的大孔隙中页岩油动用程度相对较高,且随着温度和压力的提高而增大。

关键词:低场核磁共振;CO₂ 吞吐;可动性;页岩油;吉木萨尔凹陷;准噶尔盆地

中图分类号:TE357.45

文献标识码:A

Experimental study on the mobility of Junggar Basin's Jimsar shale oil by CO₂ huff and puff under different temperatures and pressures

WANG Ziqiang^{1,2,3}, GE Hongkui¹, GUO Huiying^{2,3}, ZHOU Hao^{2,3}, ZHANG Yuankai^{2,3}

1. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

2. Research Institute of Experiment and Detection, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China;

3. Xinjiang Laboratory of Shale Oil Exploration and Development, Karamay, Xinjiang 834000, China

Abstract: Micro- and nano-scale pore-throat fissure systems were mainly developed in the Jimsar shale oil reservoir of the Junggar Basin with the oil of viscous and difficult to be produced. CO₂ huff-and-puff is an important technology to enhance the oil recovery. To understand the mobility law of Jimsar shale oil reservoir under CO₂ huff and puff, 45 cores of the Lucaogou Formation in this area were studied in this study. The cores was classified into dolomitic sandstone, doloarenite and lithic sandstone. The overburden porosity of the reservoir is 2.0%–22.7%, and the average value is only 11.0%. The average overburden permeability is $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, and more than 90% of the samples have permeability lower than $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. According to physical property classification, 20 rock samples were further selected and 6 key parameters for low-field NMR measurement were optimized. By comparing the experimental data of shale oil mercury injection with those of low-field NMR, the linear relationship between T_2 value and pore radius of shale core was established in logarithmic coordinates. The pore radius distribution of shale was obtained quantitatively according to the T_2 spectrum. 9 kinds of CO₂ huff and puff experiments were carried out under different temperatures and pressures. The analyses of recovery rate, utilization degree and other indicators show that shale oil in small pores ($r < 300 \text{ nm}$) is difficult to produce, and the utilization degree of shale oil in medium pores ($300 \text{ nm} < r < 1 000 \text{ nm}$) and large pores ($r > 1 000 \text{ nm}$) is relatively higher, and increases with the increase of temperature and pressure.

Key words: low-field NMR; CO₂ huff and puff; mobility; shale oil; Jimsar Sag; Junggar Basin

收稿日期:2022-01-04;修订日期:2022-10-18。

作者简介:王子强(1981—),男,硕士,高级工程师,从事油气田开发实验研究及应用。E-mail:zqwang@petrochina.com.cn。

基金项目:新疆维吾尔自治区创新环境(人才、基地)建设专项(人才专项计划—天山青年计划 2019Q110)资助。

随着水平井分段压裂技术的提高,全球页岩油产量快速增加,已成为世界油气勘探开发的焦点^[1-3]。页岩油藏经过水平井分段压裂后初始采油速度较高,但产量递减快,一次采收率低,只有5%~10%^[4-6],仍有大量的原油滞留于页岩油储层孔隙中,为此,亟需开展页岩油可动性研究,进而提高页岩油采收率。大量文献显示,超临界 CO₂具有类似气体的扩散性及液体的溶解能力,其在页岩油储层中具有良好的注入能力,且 CO₂在原油中具有一定的萃取能力,通过与原油接触,发生扩散、溶解、抽提和混相作用,可以降低原油黏度和界面张力^[7-10],因此,CO₂吞吐可以有效动用页岩油。HAWTHORNE 等^[11]实验表明,注 CO₂可以有效动用岩心中的原油,原油膨胀和浓度扩散是主要机理。SONG 和 YANG^[12]对巴肯致密岩心开展了不同压力 CO₂吞吐实验,非混相、近混相和混相采收率分别为 42.8%、63%、61%。JIN 等^[13-15]在巴肯油藏条件下采用保存好的天然岩心开展超临界 CO₂萃取实验,在 24 h 内巴肯岩心采收率最高可达 99%,巴肯和上巴肯样品采收率可以达到 60%,分子扩散在原油动用过程中起到重要作用。LI 等^[16]研究了注入压力对 CO₂吞吐效果影响,表明页岩油藏开展 CO₂吞吐可以取得较高采收率,注入压力应该高于最小混相压力。由于页岩油低孔低渗高黏的特性,页岩油 CO₂吞吐实验具有周期长、易失败等缺点,很少有对同一页岩油储层开展综合性 CO₂吞吐实验研究。

吉木萨尔页岩油藏是我国国家级陆相页岩油示范区。该油藏不同于普通油藏,具有岩性复杂、纵向变化快、孔隙度低、渗透率低、油质黏稠、富含干酪根等特点。本文选取准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组 45 块岩心样品,在统计分析页岩油基本物性和确定 T₂谱与孔隙半径之间对应关系的基础上,借助低场核磁共振技术,研究岩性、温度和压力对 CO₂吞吐下不同孔隙中页岩油动用程度的影响。

1 岩心物性分析

吉木萨尔凹陷芦草沟组沉积于咸化湖泊中,受到机械沉积、化学沉积及生物沉积作用,主要发育由陆源碎屑、火山碎屑和碳酸盐矿物构成的陆相混积岩。纵向上,芦草沟组自下而上分为芦一段(P₂l₁)和芦二段(P₂l₂),段内各分成 2 个砂层组(P₂l₁², P₂l₁¹, P₂l₂², P₂l₂¹),根据物性和含油性分布特征,芦

二段二砂组(P₂l₂²)中上部发育“上甜点”,尖灭在凹陷内部,呈东西带状分布;芦一段二砂组(P₂l₁²)中上部发育“下甜点”,在凹陷内均有分布。从上、下甜点选取 45 块岩心,进行物性统计分析,岩心物性统计见表 1。

芦草沟组岩石成分成熟度低,多为过渡性岩类,储层岩石矿物成分多样,岩性复杂,“上甜点”优势岩性为纹层状砂屑云岩、纹层状岩屑长石粉细砂岩、纹层状云屑砂岩;“下甜点”优势岩性为纹层状云质粉砂岩。为了便于后续开展实验,根据表 1 岩心物性统计分析,将岩心岩性分为云屑砂岩、砂屑云岩、岩屑砂岩 3 大类。上、下甜点体储层覆压下孔隙度介于 2.0%~22.7%之间,平均孔隙度仅为 11%;覆压渗透率平均为 0.01×10⁻³ μm²,小于 0.1×10⁻³ μm²的样品占比达到 90%以上。

2 页岩油低场核磁共振实验

2.1 页岩核磁共振实验测量参数优化

页岩油储层岩石核磁共振实验采用 LMR-1600 型低场核磁共振分析仪,仪器中心频率为 7 MHz±0.1 MHz,样品腔直径为 30 mm,样品测量高度为 30 mm(图 1)。

根据前人理论分析和相关实验得知,核磁共振检测实验中参数的设置对测量结果有较大影响。由于页岩岩心孔隙度低、渗透率低,导致所含氢核量少,信号强度偏低,对检测结果产生的影响会更大。选取 20 块典型页岩岩心开展核磁测量,最终确定了页岩核磁共振实验的相关参数,参数的优化原则和最终数值见表 2。

2.2 页岩核磁共振 T₂谱和孔隙半径对应关系

根据核磁共振原理,饱和单相流体岩石核磁共振横向弛豫时间(T₂)与孔径(r)理论上呈线性正比关系。针对新鲜岩样,岩心内同时含有油相和水相,油相又可分为多种组分,线性正比关系已难以准确表征吉木萨尔凹陷芦草沟组新鲜岩样的 T₂与 r 之间的关系。为此,选取 20 块页岩新鲜岩样,通过对比统计分析其压汞曲线和 T₂谱的累积孔隙体积分布曲线(CPVD),进一步采用插值方法确定相同累积频率下与孔径对应的 T₂值,发现 lgr 与 lgT₂存在线性关系:

$$\lg r = a \lg T_2 + b \quad (1)$$

式中:a 和 b 为 2 个与岩性相关的拟合系数,具体大小可通过岩样 T₂谱分布曲线与高压压汞毛管半径分布曲线对比确定(图 2)。根据上述岩心物性

表 1 准噶尔盆地吉木萨尔页岩油岩心物性统计分析

Table 1 Physical property of Jimsar shale oil cores in Junggar Basin

序号	岩性	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	序号	岩性	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
1	砂屑云岩	9.7	0.011	24	云屑砂岩	20.8	0.486
2	砂屑云岩	7.9	0.016	25	云屑砂岩	22.7	0.594
3	砂屑云岩	14.0	0.282	26	云屑砂岩	10.2	0.007
4	砂屑云岩	9.0	0.014	27	云屑砂岩	11.0	0.045
5	砂屑云岩	17.3	0.712	28	云屑砂岩	7.5	0.947
6	砂屑云岩	9.7	0.016	29	云屑砂岩	2.0	0.012
7	砂屑云岩	11.8	0.093	30	云屑砂岩	14.3	0.023
8	砂屑云岩	11.7	0.045	31	云屑砂岩	9.9	0.016
9	砂屑云岩	15.4	0.041	32	云屑砂岩	9.1	0.020
10	砂屑云岩	7.2	0.028	33	云屑砂岩	7.1	0.028
11	砂屑云岩	2.5	0.154	34	云屑砂岩	7.0	0.015
12	砂屑云岩	9.2	0.020	35	砂屑云岩	10.8	0.402
13	砂屑云岩	10.2	0.056	36	云屑砂岩	9.3	0.017
14	砂屑云岩	4.7	0.031	37	岩屑砂岩	12.9	0.149
15	砂屑云岩	7.7	0.016	38	岩屑砂岩	14.5	0.250
16	砂屑云岩	8.0	0.013	39	岩屑砂岩	15.0	0.234
17	砂屑云岩	4.9	0.015	40	岩屑砂岩	11.8	0.057
18	砂屑云岩	4.9	0.014	41	岩屑砂岩	15.2	0.298
19	砂屑云岩	6.8	0.018	42	岩屑砂岩	16.1	0.298
20	砂屑云岩	13.0	0.018	43	岩屑砂岩	16.0	0.565
21	云屑砂岩	13.9	0.023	44	岩屑砂岩	17.1	0.157
22	砂屑云岩	16.0	0.065	45	岩屑砂岩	16.0	0.991
23	砂屑云岩	16.5	0.089				



图 1 LMR-1600 型低场核磁共振分析仪

Fig.1 LMRK-1600 low-field NMR analyzer

表 2 准噶尔盆地吉木萨尔页岩油岩心核磁共振实验测量参数优化

Table 2 Parameter optimization of NMR experiment for Jimsar shale oil cores in Junggar Basin

参数	数值	优化原则
Tau 值	70 μs	为了防止机器过热,扫描次数大于 2 000 时,适当增加 Tau 值,一般大于 70 μs
回波数目	1 500	回波数目 $\times 2\text{Tau} \approx 3T_1$
扫描次数	3 500	保证信噪比 >100
等待时间	200 ms	$3T_1 \sim 5T_1$
相位循环	8	保证信噪比 >100
回波点数	1	增加回波点数可观察弛豫信号细节,一般为 1

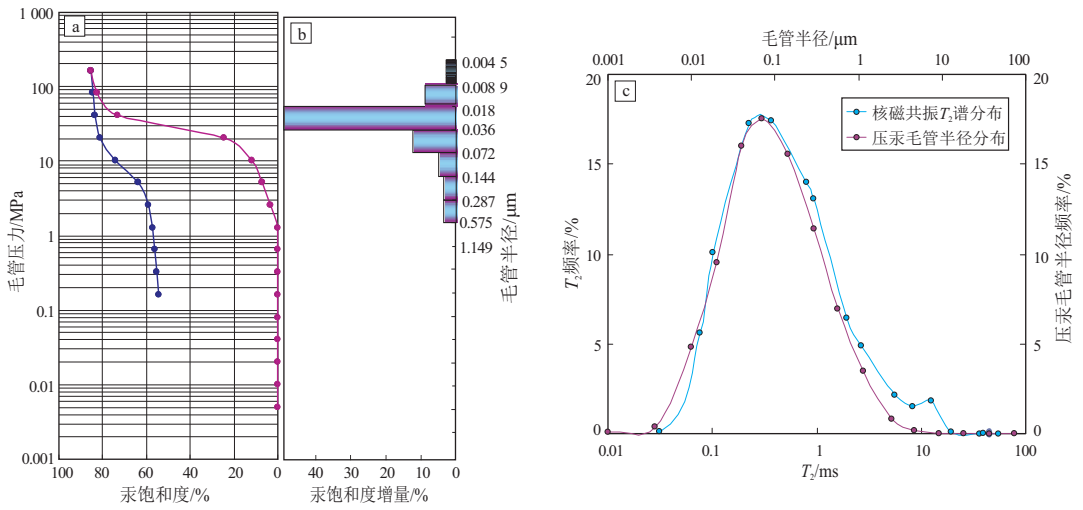


图 2 准噶尔盆地吉木萨尔页岩油岩心样品压汞毛管半径分布与核磁共振 T₂ 谱分布

Fig.2 Capillary radius distribution of mercury injection and distribution of T₂ spectrum of Jimsar shale oil cores in Junggar Basin

分析,岩性分为云屑砂岩、砂屑云岩、岩屑砂岩 3 大类,3 种岩性岩心 lgr 与 lgT₂ 的线性关系如图 3 所示。弛豫时间 T₂ 通过核磁共振仪测得,将测得的 T₂ 值代入公式(1)可得到孔隙半径,为后续 CO₂ 吞吐实验数据分析做准备。

3 CO₂ 吞吐实验

3.1 实验设备及方案

超临界 CO₂ 在页岩油储层中具有良好的注入能力和萃取能力,通过与原油接触,发生降黏、扩散、溶解、抽提和混相等作用,因此高温高压 CO₂ 吞吐可以有效动用页岩油。选取 3 类岩性岩心(云屑砂岩、砂屑云岩、岩屑砂岩),在不同温度(30, 50, 70, 90 °C)和压力(5, 10, 15, 20 MPa)条件下开展 CO₂ 吞吐实验,其中通过恒温箱加热得到设定温度,通过加压泵得到设定压力。实验方案见表 3,实验原理如图 4 所示,实验装置如图 5 所示,具体

实验步骤如下:

- (1) 岩心基本物性参数测量。岩心几何参数测量:利用游标卡尺测量岩心的长度和直径;岩心质量测量:利用电子天平测量岩心的质量。
- (2) 吞吐前测量岩心核磁 T₂ 谱。利用 LARMOR 低场核磁共振仪测量吞吐前岩心的核磁 T₂ 谱分布。
- (3) 为了降低二氧化碳为胶套的腐蚀老化作用,胶套内壁首先敷一层保鲜膜,然后装入岩心,再放入岩心夹持器。
- (4) 岩心夹持器加环压。
- (5) 中间容器注入高压二氧化碳,此时二氧化碳的压力略低于吞吐所需压力。
- (6) 设定恒温箱温度为实验所需温度,并启动加热。
- (7) 恒温箱室内温度升高到设定温度并平衡后,通过手动泵从中间容器底部入口注入蒸馏水进行加压到吞吐所需压力。

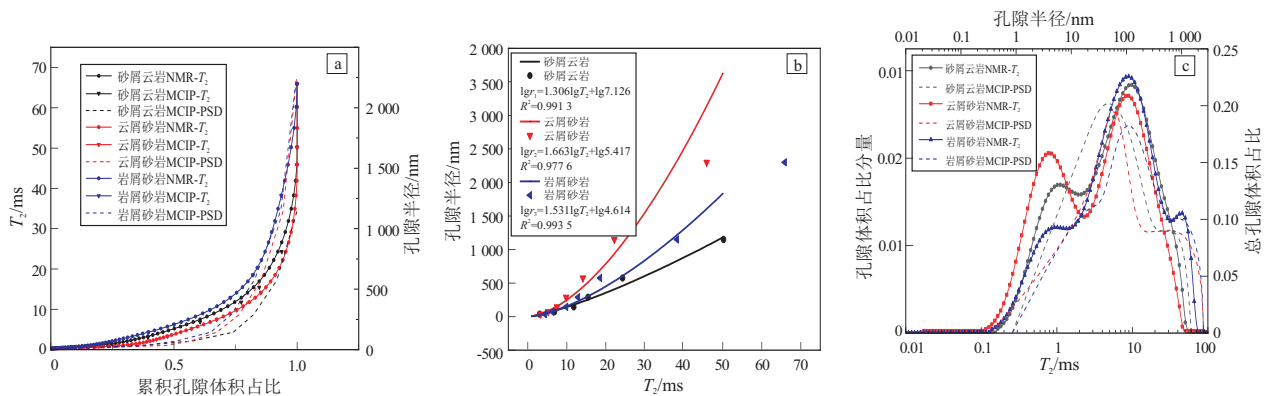


图 3 准噶尔盆地吉木萨尔页岩油三种岩性岩心 lgr 与 lgT₂ 的线性关系

a. 不同岩性累积孔隙体积分布曲线; b. 不同岩性横向弛豫时间与毛管半径拟合曲线; c. 不同岩性 T₂ 谱与压汞测孔隙体积占比曲线

Fig.3 Linear relationship between lgr and lgT₂ of three lithologic cores of Jimsar shale oil in Junggar Basin

表 3 不同温压条件下准噶尔盆地吉木萨尔页岩油岩心 CO₂吞吐实验方案
Table 3 Experimental scheme of CO₂ huff-and-puff in Jimsar shale oil cores of Junggar Basin under different temperatures and pressures

实验类别	岩心物性及实验条件					
	孔隙度/ %	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	小圆柱尺寸(D×L)/ mm	岩性	温度/ ℃	压力/ MPa
同岩性同温 不同压	7.92	0.028	25.30×68.76	云屑砂岩	50	5
	9.03	0.020	25.46×49.02	云屑砂岩	50	10
	7.16	0.023	25.70×61.58	云屑砂岩	50	15
	5.67	0.018	25.46×46.12	云屑砂岩	50	20
同岩性同压 不同温	7.67	0.030	25.70×41.20	云屑砂岩	30	10
	5.94	0.031	25.56×52.14	云屑砂岩	70	10
	7.50	0.023	25.02×70.10	云屑砂岩	90	10
同温同压 不同岩性	14.50	0.250	25.14×60.30	砂屑云岩	50	10
	11.40	0.038	25.18×67.00	岩屑砂岩	50	10

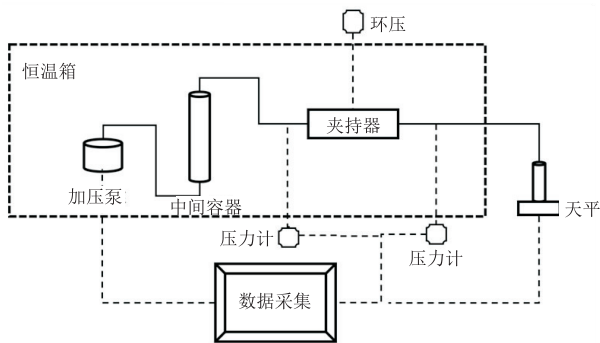


图 4 准噶尔盆地吉木萨尔页岩油岩心 CO₂吞吐实验原理
Fig.4 Experimental principle of CO₂ huff-and-puff in Jimsar shale oil cores of Junggar Basin



图 5 准噶尔盆地吉木萨尔页岩油岩心 CO₂吞吐实验装置
Fig.5 Experimental device of CO₂ huff-and-puff in Jimsar shale oil cores of Junggar Basin

(8) 吞吐后,利用棉球擦拭岩心表面的页岩油,然后测量岩心质量。

(9) 吞吐后测量岩心核磁 T₂谱。

(10) 将蘸有页岩油的棉球放入乙醚内浸泡,乙醚挥发后收集吞吐出来的页岩油。

3.2 实验结果与分析

3.2.1 温度因素分析

通过图 6a 分析可知,页岩油采收率随吞吐温

度的升高而略有增加。这是由于当吞吐温度逐渐上升时,页岩油的黏度逐渐降低,同时吸附态的页岩油向游离态转变,CO₂的分子扩散作用变得更为强烈。不同温度下页岩油采收率与时间的关系曲线如图 6b 所示,温度越高,最终采收率越大,且同期相比采收率变化率越大,但温度达 50℃后,采收率变化随着温度的增加不明显;随着吞吐时间增加,采收率逐渐变缓,然后趋于平衡,不再出油。

对比不同吞吐温度下不同大小孔隙中原油的动用程度(图 6c),随着吞吐温度的升高,中等孔隙和大孔隙中的原油动用程度增大,而微小孔隙中页岩油采收率增加幅度很小。半径小于 30 nm 的孔隙中页岩油的动用程度随温度升高基本不变,说明当吞吐压力恒定时,无法通过升高温度来动用半径小于 30 nm 孔隙中的页岩油,但可通过升高温度有效减低中等、大孔隙内的剩余油饱和度,因此中、大孔隙仍然是未来挖潜的主力孔隙。

3.2.2 压力因素分析

同类岩性的原油采收率随吞吐压力的升高而增加(图 7a),CO₂吞吐时,吉木萨尔页岩油最小混相驱压力约为 18 MPa。当吞吐压力升高至 15 MPa 时,由非混相向混相过渡,原油与 CO₂之间的界面张力消失,且 CO₂分子的动能增大,油的流动性增强。此压力下 CO₂的密度增大,更多的 CO₂溶解于原油,原油黏度降低,能抽提出更多的轻质油,同时提高了原油的采收率,由 23.75% 大幅增至 42.63%(图 7b)。

由图 7c 可知,压力为 5,10,15 MPa 时,半径小于 20 nm 的微小孔隙中页岩油几乎不可动用,半径 50~100 nm 的中等孔隙中页岩油动用程度可达 30%左右,半径大于 300 nm 的大孔隙中超过 50%的

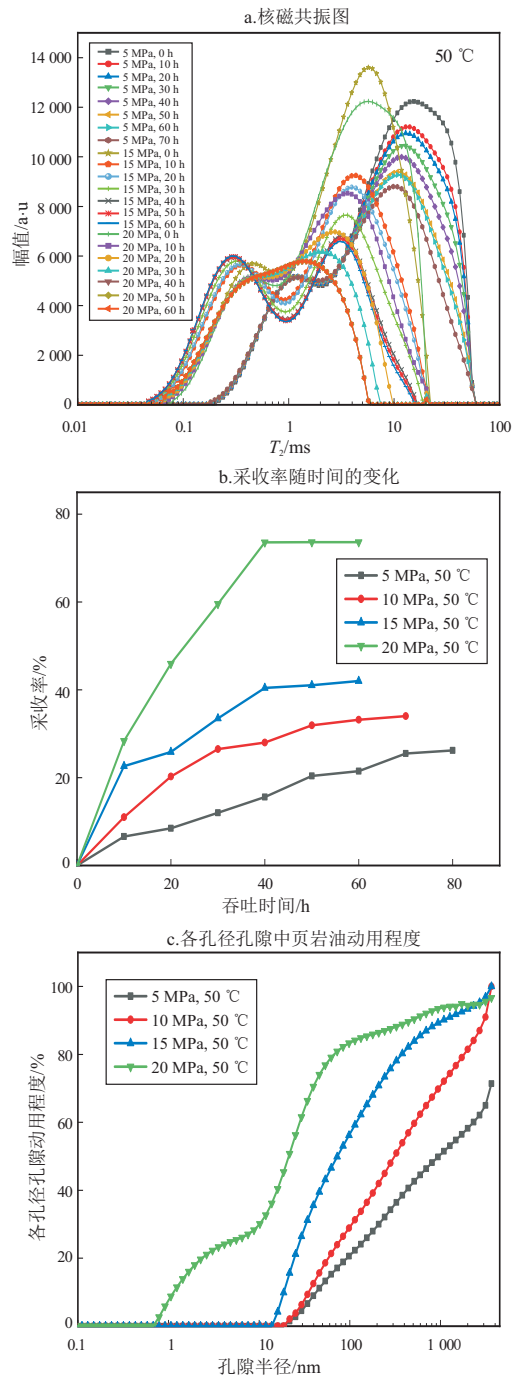
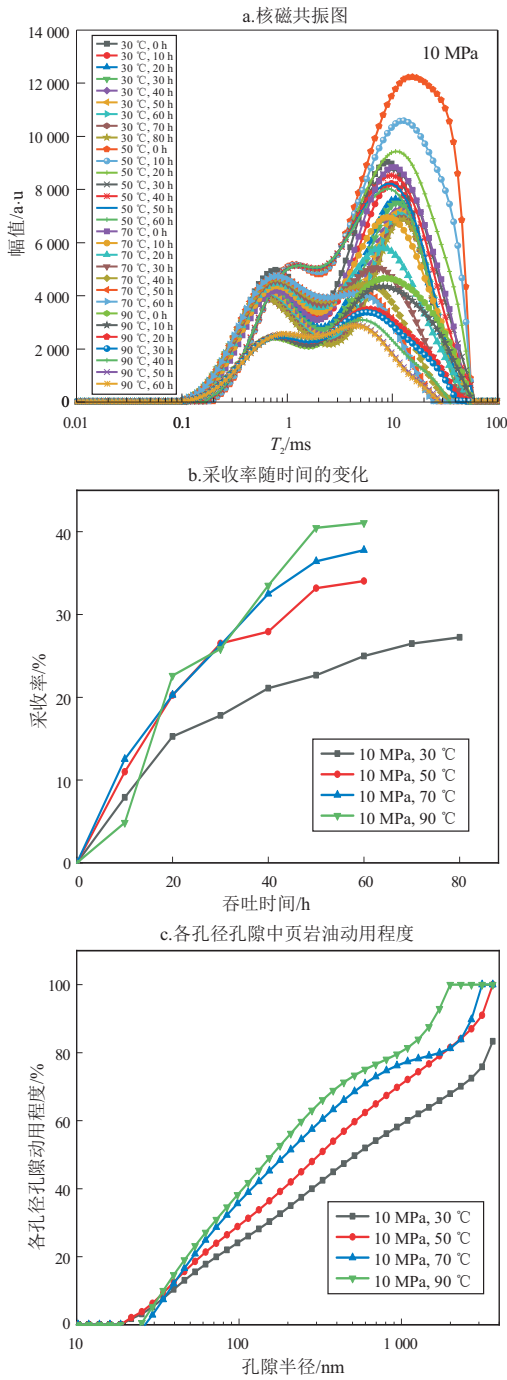


图 6 准噶尔盆地吉木萨尔页岩油同类岩性 CO₂吞吐下温度对页岩油可动性的影响

Fig.6 Effect of temperature on shale oil mobility under CO₂ huff and puff in Jimsar shale oil with the same lithology, Junggar Basin

图 7 准噶尔盆地吉木萨尔页岩油同类岩性 CO₂吞吐下压力对页岩油可动性的影响

Fig.7 Effect of pressure on shale oil mobility under CO₂ huff and puff in Jimsar shale oil with the same lithology, Junggar Basin

页岩油被动用,随着注入压力的不断升高,微小孔隙中页岩油的动用程度变化不大,而中等孔隙和大孔隙中页岩油的动用程度上升明显,这是由于 CO₂ 优先进入阻力较小的大孔隙,并与其中的原油接触、反应。随着吞吐压力的不断升高,动用孔隙下限不断降低,20 MPa 下最小动用孔隙半径为 1 nm,这是由于随着注入压力的不断升高,CO₂ 抽提能力不断增强,从而能够进入阻力更大的微小孔隙。

3.2.3 岩性因素分析

由图 8 可知,CO₂ 对不同半径孔隙中页岩油的动用程度不同,CO₂ 易进入大孔隙,因此大孔隙中的页岩油动用程度最大,孔隙越小,其动用程度越差。对比不同岩性,岩屑砂岩大孔隙较多,其可动性最好,采收率达到 38%;云屑砂岩次之,采收率为 32%;由于砂屑云岩 50 nm 以下孔隙较多,CO₂ 难以进入 50nm 以下的孔隙,因此砂屑云岩的驱油

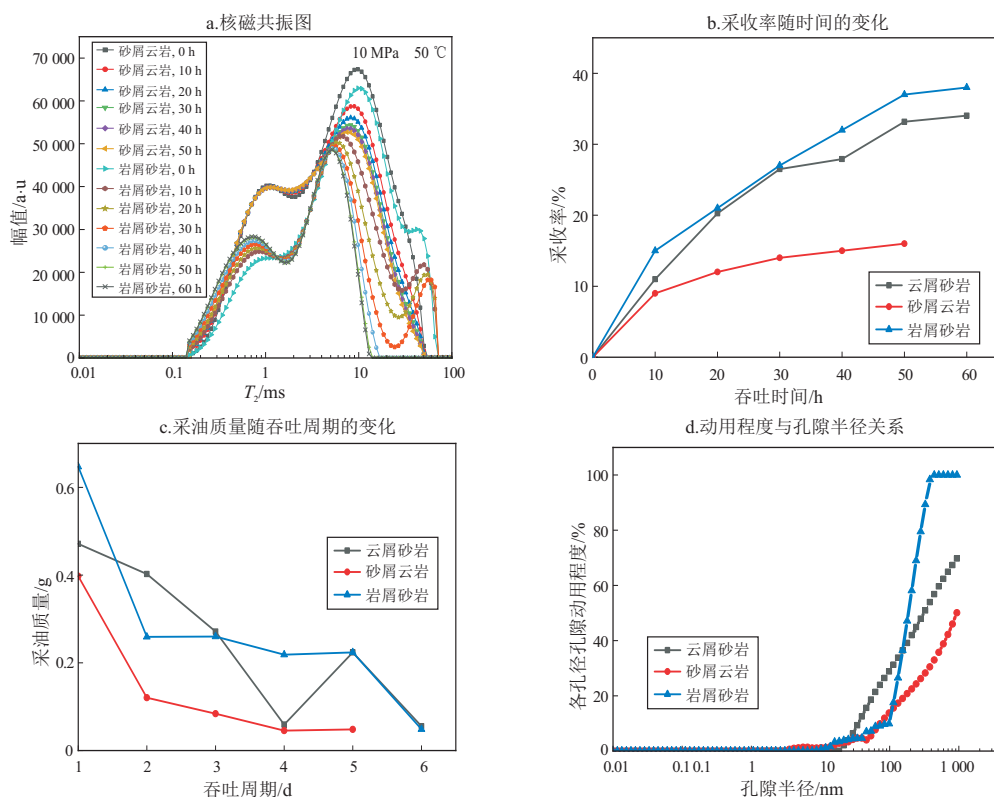


图 8 准噶尔盆地吉木萨尔页岩油 CO_2 吞吐下不同岩性对页岩油可动性的影响

Fig.8 Effect of different lithology on shale oil mobility under CO_2 huff-and-puff in Jimsar shale oil, Junggar Basin

效果较差,砂屑云岩采收率最低,仅为 17%,且随吞吐周期产量衰减最快(图 8b)。对于三种岩性,100 nm 以下的孔隙动用程度均较低(图 8d),对 CO_2 吞吐采油,提高 100 nm 以下孔隙的动用程度是提高油藏采收率的关键。

4 结论

(1) 吉木萨尔凹陷芦草沟组岩性可分为云屑砂岩、砂屑云岩、岩屑砂岩 3 大类,上、下甜点体储层覆压下孔隙度介于 2.0%~22.7% 之间,平均孔隙度仅为 11%;覆压渗透率平均为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占比达到 90% 以上。

(2) 通过对 45 块页岩油岩心样品的压汞曲线和 T_2 谱进行对比统计分析,拟合出 $\lg r$ 与 $\lg T_2$ 存在线性关系。

(3) 随着吞吐温度的升高, CO_2 的降黏、抽提和扩散能力不断增强,原油最终采收率不断增大。

(4) 随着吞吐压力的升高,油气间界面张力消失, CO_2 能够进入阻力更大的微小孔隙, CO_2 的抽提和萃取原油能力不断增强,原油最终采收率不断增大。

(5) CO_2 易于动用大孔隙中的页岩油,岩屑砂岩大孔隙较多,采收率达到 38%;云屑砂岩次之,

采收率为 32%;砂屑云岩 50 nm 以下孔隙较多,采收率仅为 17%。

参考文献:

- [1] 张林晔,李钲源,李政,等.北美页岩油气研究进展及对中国陆相页岩油气勘探的思考[J].地球科学进展,2014,29(6):700-711.
ZHANG Linye, LI Juyuan, LI Zheng, et al. Advances in shale oil/gas research in North America and considerations on exploration for continental shale oil/gas in China [J]. Advances in Earth Science, 2014, 29(6): 700-711.
- [2] 武晓玲,高波,叶欣,等.中国东部断陷盆地页岩油成藏条件与勘探潜力[J].石油与天然气地质,2013,34(4):455-462.
WU Xiaoling, GAO Bo, YE Xin, et al. Shale oil accumulation conditions and exploration potential of faulted basins in the east of China [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(4): 455-462.
- [3] MĂNESCU C B, NUÑO G. Quantitative effects of the shale oil revolution [J]. Energy Policy, 2015, 86: 855-866.
- [4] HOFFMAN B T. Comparison of various gases for enhanced recovery from shale oil reservoirs [C] // Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, USA; SPE, 2012.
- [5] GAMADI T D, SHENG J J, SOLIMAN M Y, et al. An experimental study of cyclic CO_2 injection to improve shale oil recovery [C] // Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, USA; SPE, 2014.
- [6] GAMADI T D, SHENG J J, SOLIMAN M Y. An experimental study of cyclic gas injection to improve shale oil recovery [C] //

Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, USA; SPE, 2013.

- [7] 祝春生,程林松.低渗透油藏 CO₂驱提高原油采收率评价研究[J].钻采工艺,2007,30(6):55-57.
ZHU Chunsheng, CHENG Linsong. Research on CO₂ flooding in low permeability reservoir[J]. Drilling & Production Technology, 2007, 30(6): 55-57.
- [8] 刘淑霞.特低渗透油藏 CO₂驱室内实验研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2011,33(2):133-136.
LIU Shuxia. Research on laboratory experiments of CO₂ drive in ultra-low permeability reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2011, 33(2): 133-136.
- [9] 赵明国,李金珠,王忠滨.特低渗透油藏 CO₂非混相驱油机理研究[J].科学技术与工程,2011,11(7):1438-1440.
ZHAO Mingguo, LI Jinzhu, WANG Zhongbin. The study on CO₂ immiscible mechanism in low permeability reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(7): 1438-1440.
- [10] HOLM L W, JOSENDAL V A. Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide[J]. Journal of Petroleum Technology, 1974, 26(12): 1427-1438.
- [11] HAWTHORNE S B, GORECKI C D, SORENSEN J A, et al. Hydrocarbon mobilization mechanisms from upper, middle, and lower

Bakken reservoir rocks exposed to CO₂[C]//Proceedings of the SPE Unconventional Resources Conference Canada. Calgary, Alberta, Canada; SPE, 2013.

- [12] SONG Chengyao, YANG Daoyong. Experimental and numerical evaluation of CO₂ huff-n-puff processes in Bakken formation[J]. Fuel, 2017, 190: 145-162.
- [13] JIN Lu, HAWTHORNE S, SORENSEN J, et al. Advancing CO₂ enhanced oil recovery and storage in unconventional oil play: experimental studies on Bakken shales [J]. Applied Energy, 2017, 208: 171-183.
- [14] JIN Lu, HAWTHORNE S, SORENSEN J, et al. Extraction of oil from the Bakken shales with supercritical CO₂[C]//Proceedings of the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Austin, Texas, USA; URTEC, 2017.
- [15] JIN Lu, SORENSEN J A, HAWTHORNE S B. Improving oil transportability using CO₂ in the Bakken system: a laboratory investigation[C]//Proceedings of the SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. Lafayette, Louisiana, USA; SPE, 2016.
- [16] LI Lei, ZHANG Yao, SHENG J J. Effect of the injection pressure on enhancing oil recovery in shale cores during the CO₂ Huff-n-Puff process when it is above and below the minimum miscibility pressure[J]. Energy & Fuels, 2017, 31(4): 3856-3867.

(编辑 徐文明)

(上接第 1091 页)

- [10] 蔡利学,邱全进.预探圈闭地质风险评价[J].大庆石油学院学报,2007,31(4):25-28.
CAI Lixue, QIU Quanjin. Geological risk analysis of traps in petroleum prospecting[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2007, 31(4): 25-28.
- [11] 唐大海,谭秀成,王小娟,等.四川盆地须家河组致密气藏成藏要素及有利区带评价[J].特种油气藏,2020,27(3):40-46.
TANG Dahai, TAN Xiucheng, WANG Xiaojuan, et al. Tight gas accumulation elements and favorable zone evaluation of Xujiahe Formation in Sichuan Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(3): 40-46.
- [12] ALEXANDER J A, LOHR J R. Risk analysis: lessons learned[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans; SPE, 1998.
- [13] 耿盼,吕艳萍,巫波,等.缝洞型油藏储量评价方法及开发对策[J].特种油气藏,2021,28(6):129-136.
GENG Tian, LYU Yanping, WU Bo, et al. Reservoir evaluation method and development counter measures for fracture-vuggy reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(6): 129-136.
- [14] 闫相宾,李军,杨双.三级圈闭含油气概率和资源量表征方

法探讨[J].石油实验地质,2014,36(4):495-499.

- YAN Xiangbin, LI Jun, YANG Shuang. An approach to hydrocarbon-bearing probability and resource characterization of third-order trap [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(4): 495-499.
- [15] 金强,程付启,王秋彤,等.从油气成藏过程分析探井失利原因[J].石油实验地质,2019,41(5):621-629.
JIN Qiang, CHENG Fuqi, WANG Qiutong, et al. Reasons for the failure of petroleum exploration wells from the process of hydrocarbon accumulation [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(5): 621-629.
- [16] 郭元岭,蒋有录,赵乐强,等.济阳坳陷预探井失利地质原因分析[J].石油学报,2005,26(6):52-56.
GUO Yuanling, JIANG Youlu, ZHAO Leqiang, et al. Geologic reasons for unsuccessful preliminary prospected wells in Jiyang Depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(6): 52-56.
- [17] 刘志强,陈继华,张文彪.跟踪分析方法及其在圈闭评价过程中的作用[J].石油实验地质,2014,36(4):511-515.
LIU Zhiqiang, CHEN Jihua, ZHANG Wenbiao. Performance tracking and its role in prospect evaluation [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(4): 511-515.

(编辑 黄娟)