

致密岩心带压渗吸规律实验研究

江 昀¹, 许国庆², 石 阳¹, 余 玥³, 王天一¹, 曾星航², 郑 伟¹

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石化 石油工程技术研究院, 北京 100101;

3 中国石油 西南油气田分公司, 成都 610056)

摘要:致密油藏体积改造压后闷井过程中发生的渗吸置换, 通常在压差(基质外部流体压力与孔隙压力之差)作用下进行, 但渗吸置换物理模拟却通常在常压下进行(即自发渗吸), 带压条件下的渗吸置换特征尚未提及。为研究压差作用下的渗吸置换(即带压渗吸)规律, 首先, 建立基于低场核磁共振测试技术的带压渗吸实验方法; 其次, 分析自发/带压渗吸的异同; 最后, 建立带压渗吸无因次时间模型。结果表明, 质量分数为 96.76%~97.25% 的油相集中分布于纳米孔($1\text{ ms} \leq T_2 \leq 100\text{ ms}$)内, 纳米孔是主要储集空间; 相比于自发渗吸, 带压渗吸置换效率大幅提升是由强化的渗吸作用和压实作用共同造成的; 岩心尺度建立的带压渗吸无因次时间模型可行, 为确定油藏尺度压后闷井时间提供了新思路。

关键词:致密砂岩; 带压渗吸; 低场核磁共振测试; 无因次时间模型; 闷井时间

中图分类号:TE311

文献标识码:A

Forced imbibition in tight sandstone cores

JIANG Yun¹, XU Guoqing², SHI Yang¹, YU Yue³, WANG Tianyi¹, ZENG Xinghang², ZHENG Wei¹

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China;

2. SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101, China;

3. PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu, Sichuan 610056, China)

Abstract: Spontaneous imbibition (SI) generally occurs under forced pressure (pressure difference between hydraulic fluid pressure and original pore pressure) during a shut-in period. However, the experimental study of SI is commonly performed at atmospheric pressure and the effect of forced pressure is often neglected. In this study, the mechanism of SI in tight sandstone samples under forced pressure (forced imbibition, FI) was studied. A new experimental method for forced imbibition was firstly constructed based on low-field nuclear magnetic resonance (LF-NMR) measurements. After that, a correlation between SI and FI was discussed. Finally, a new dimensionless time model considering the effect of forced pressure for FI was constructed. The results showed that 96.76%–97.25% wt% of the oil was distributed in nano-pores ($0.1\text{ ms} \leq T_2 \leq 100\text{ ms}$) of core samples, occupying the major pore space. The ultimate oil recovery for FI was significantly improved relative to that of SI, which was associated with the synergetic effect of enhanced SI and compaction. The new dimensionless time model for FI was proved to be effective and it provides a new method to calculate shut-in time at field scale.

Key words: tight sandstone; forced imbibition; LF-NMR; dimensionless time model; shut-in time

鄂尔多斯盆地致密油藏孔隙度低(一般小于 10%)、渗透率低(一般小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)、渗流通道小(发育大量微—纳米孔隙)、地层压力系数低(0.6~0.8), 目前虽已取得一定开发效果, 但仍面临产量低、递减快和采收率低等难题^[1]。目前, 这类油藏提高开发效果的途径主要有 2 种: 一是提高改造规模, 采取大规模水平井分段压裂改造技术, 将“万方水”注入后“打碎储层”, 形成复杂缝网, 缩

短裂缝与基质渗流距离, 达到增产改造的效果; 二是压后闷井^[2-5], 通过渗吸置换, 提高驱油效率。尤其是渗吸置换作用, 已被部分学者证实是一种有效提高页岩气藏/致密油藏采收率的方式^[6-10]。

压后闷井过程中, 大量压裂液通过滤失作用由裂缝进入基质, 形成两相渗流区(图 1), 分别是滤失作用(压差作用)主导且伴随渗吸作用(毛管力作用)的两相渗流区和渗吸作用主导的两相渗流区。

收稿日期: 2020-06-19; 修订日期: 2020-10-10。

作者简介: 江昀(1990—), 男, 博士, 工程师, 从事非常规储层改造基础理论研究。E-mail: jiangyun119@petrochina.com.cn。

通信作者: 石阳(1983—), 男, 高级工程师, 从事油气藏改造与保护。E-mail: shy312@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“致密油储层高效体积改造技术”(2016ZX05046-004)资助。

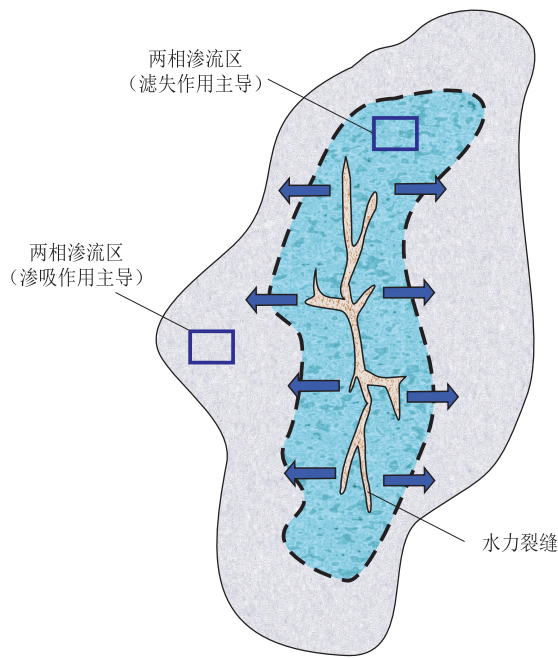


图 1 压后闷井过程中两相渗流区域示意

Fig.1 Schematic diagram for two-phase flow regions during shut-in period

渗吸作用主导的两相渗流区内,基质周围流体压力普遍高于孔隙压力,基质处于四周受压状态。取一微元(图 2)进行分析,该微元在压差(ΔP ,基质外部流体压力与孔隙压力的差值)作用下孔隙体积减小,并且在毛管力作用下发生渗吸置换(以逆向渗吸为例, Q_w 、 Q_o 分别代表水相和油相流速)。

目前,致密岩心渗吸置换规律的实验研究主要集中在常压下渗吸置换(即自发渗吸),并未考虑外部流体压力影响下的渗吸置换(即带压渗吸)。

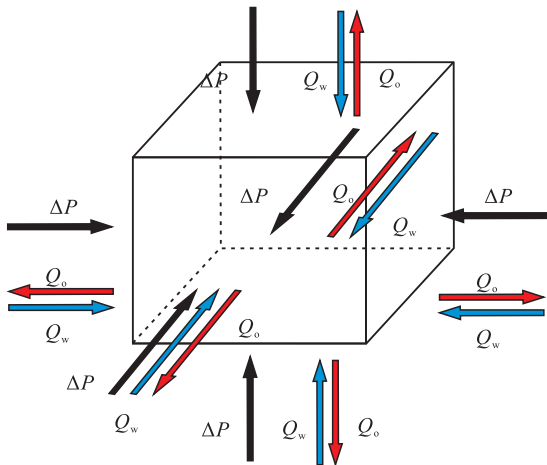


图 2 渗吸作用主导的两相渗流区内压差作用下逆向渗吸示意

Fig.2 Counter-current imbibition under forced pressure in two-phase seepage zone dominated by imbibition

对于致密岩心带压渗吸规律实验研究,存在以下几个问题:第一,岩心尺度的渗吸置换量少,且物理模拟实验在加压条件下进行,常规的体积法^[11-12]和质量法^[13-14]难以实现精确计量;第二,致密岩心在覆压条件下存在明显的应力敏感特征^[15-17],孔隙结构的变化是否会影响渗吸置换作用;第三,带压渗吸过程影响因素众多,实验结果能否进行归一化处理^[18-22],即能否建立带压渗吸无因次时间模型。

本文针对上述问题,首先,建立基于低场核磁共振测试技术的带压渗吸实验评价方法^[23-26],模拟压差作用下的渗吸置换过程;其次,测试致密岩心样品在覆压条件下孔径变化规律,结合自发/带压渗吸实验结果,分析二者异同点;最后,提出考虑压差作用影响的带压渗吸无因次时间模型,为确定压后闷井时间提供了新思路。

1 实验样品

1.1 岩心样品

致密砂岩样品取自鄂尔多斯盆地三叠系延长组主力开发层系长 6₃² 小层,该井段为三角洲前缘—前三角洲沉积,以细粒长石岩屑砂岩和粗粉砂岩为主,全岩矿物包括长石(42.0%~53.3%)、石英(28.1%~33.9%)、白云石(11.0%~15.0%)以及黏土矿物(10.8%~17.2%)。黏土矿物主要由伊利石(9.2%~18.5%)、绿泥石(42.1%~60.6%)以及伊/蒙混层(25.2%~48.7%)组成。

岩心样品经过洗油(溶剂抽提法,30 d),烘干(105 ℃ 密闭烘箱,48 h)处理后,测定其孔隙度(氦气孔隙度仪法)和渗透率(脉冲衰减法)。岩心样品分为 3 组(表 1)。其中,第一组样品截取一段(A11-A15)用于高压压汞测试,其余部分(A21-A25)用于自发/带压渗吸测试,预先使用真空加压饱和装置对渗吸测试样品进行处理,即抽真空 48 h 后,在 20 MPa 压力下使用航空煤油饱和 5 d 之后,静置 48 h,用于渗吸测试;第二组样品同样切为两段,分别用于接触角测试(B11-B13)和孔隙含油量标定测试(B21-B23),用于孔隙油量标定的样品使用的饱和油方法与带压渗吸测试样品相同;第三组样品用于脉冲衰减测试(C1-C4),确定不同有效应力下平均孔隙半径。

1.2 流体样品

选用质量分数为 2%~10% 的氯化钾氘水溶液和 3 号航空煤油。其中,氘水(纯度 99.9%)和航空煤油均购自实验材料供应商 Cambridge Isotope Laboratories(表 2),氯化钾(纯度 99.8%)购自国药

表 1 带压渗吸实验岩心样品物性参数
Table 1 Petrophysical properties of tight core samples for forced imbibition experiment

类别	编号	深度/ m	直径/ cm	长度/ cm	渗透率/ (10 ⁻³ μm ²)	孔隙度/ %
高压 压汞	A11	2 179.7	2.51	1.76	0.034	10.54
	A12	2 179.9	2.53	1.71	0.030	9.71
	A13	2 180.4	2.53	1.70	0.048	12.53
	A14	2 180.6	2.53	1.72	0.031	8.79
	A15	2 180.6	2.53	1.71	0.049	11.32
自发/ 带压 渗吸	A21	2 179.7	2.51	5.21	0.034	10.54
	A22	2 179.9	2.53	5.26	0.030	9.71
	A23	2 180.4	2.53	4.96	0.048	12.53
	A24	2 180.6	2.53	5.23	0.031	8.79
	A25	2 180.6	2.53	4.60	0.049	11.32
接触角	B11	2 176.6	2.53	1.35	0.048	12.37
	B12	2 177.6	2.53	1.28	0.057	10.69
	B13	2 178.4	2.53	1.32	0.023	8.42
含油量 标定	B21	2 176.6	2.53	3.62	0.048	12.37
	B22	2 177.6	2.53	3.66	0.057	10.69
	B23	2 178.4	2.53	3.61	0.023	8.42
脉冲 衰减	C1	2 179.2	2.51	3.24	0.026	10.25
	C2	2 180.5	2.52	3.21	0.015	7.57
	C3	2 180.8	2.52	3.27	0.037	10.67
	C4	2 180.7	2.53	3.51	0.014	7.36

表 2 带压渗吸实验流体样品物性参数(20 ℃, 1 atm)

Table 2 Physical properties of fluid samples for forced imbibition experiment

流体 类型	密度/ (g · cm ⁻³)	黏度/ (mPa · s)	界面张力/ (mN · m ⁻¹)
煤油	0.83	2.53	26.82
氘水	1.09	1.25	72.75

集团化学试剂有限公司。

2 实验方法

2.1 高压压汞

使用 AutoPore IV 9520 高压压汞仪测定岩心孔径分布信息,岩心测试前放置于 200 ℃ 密闭烘箱中,持续 24 h。孔隙直径根据 Washburn 方程^[27]计算。

2.2 低场核磁共振

使用 MesoMR-060H-HTHP-I 低场核磁共振分析仪(磁场强度 0.5 T)测定岩心核磁信号,测试采用 CPMG(Carr, Purcell, Meiboom 和 Gill)脉冲序列,主要参数包括:回波时间 0.3 ms,间隔时间 3 000 ms,回波个数 8 000,使用 SIRT(联合迭代重建技术)反演算法得到 T_2 谱。

在均匀分布磁场中,不考虑扩散弛豫和自由弛豫的影响(相比于表面弛豫的影响可忽略),弛豫

时间 T_2 与孔隙半径可建立以下关系:

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V} = \rho \frac{C}{R} \tag{1}$$

式中: T_2 为弛豫时间,ms; ρ 为表面弛豫率,μm/s; S 为岩心表面积,cm²; V 为孔隙体积,cm³; R 为孔隙半径,cm; C 为常数, $C = 1, 2, 3$, 分别用于平板模型、毛细管束模型和球状模型,文中选用毛细管束模型,即 $C = 2$ 。

结合低场核磁与氮气吸附或者高压压汞测试结果,在相同条件下选取 T_2 值与比表面或孔隙半径,可确定表面弛豫率。对于致密岩心,最常用的方法(平均值法)^[28]是选取压汞法测试得到的平均孔隙半径和低场核磁测试得到的平均弛豫时间,按下式计算:

$$\rho = \frac{T_{2LM} R_p}{C} \tag{2}$$

$$T_{2LM} = \frac{\sum \ln(T_{2i}) A_i}{\sum A_i} \tag{3}$$

$$R_p = \frac{\sum (r_{j-1} + r_j)(s_j - s_{j-1})}{2 \sum (s_j - s_{j-1})} \tag{4}$$

式中: T_{2LM} 为弛豫时间平均对数值,ms; R_p 为平均孔隙半径,μm; T_{2i} 为第 i 点 T_2 值,ms; A_i 为第 i 点低场核磁共振信号幅值,a.u.; r_j 为第 j 点孔隙半径,μm; s_j 为第 j 点汞饱和度,%。

2.3 润湿性

使用 DSA-100 接触角测定仪,测试岩心接触角,确定其润湿性。实验步骤严格参照石油行业标准《油藏岩石润湿性测定方法:SY/T 5153—2017》。

2.4 孔隙含油量标定

建立 T_2 谱累积积分面积(即累积信号幅值)与孔隙含油量换算关系,实验步骤如下:

(1)测试三块岩心(B21-B23)饱和油状态下 T_2 谱;(2)将岩心置于 CSC-12(S) 超级岩心高速冷冻离心机中,分别在转速 3 000~9 000 rpm 下离心 60 min(转速增幅 1 000 rpm/次),测试离心前后 T_2 谱,并使用精密天平 A&D GF-1000 称量岩心样品质量;(3)计算给定转速下岩心样品离心前后 T_2 谱累积信号量差值与离心前后质量差(即孔隙含油量),构建孔隙含油量与 T_2 谱累积信号幅值换算关系式。

2.5 自发/带压渗吸

开展自发/带压渗吸实验,模拟压差作用下的渗吸置换过程,实验步骤如下:

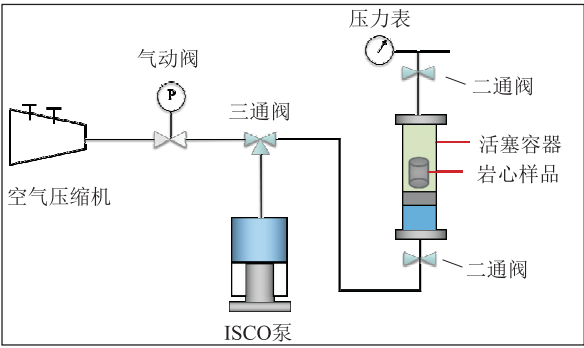


图 3 自发/带压渗吸实验装置示意
Fig.3 Schematic diagram of experimental devices for spontaneous imbibition/forced imbibition

(1)测试岩心饱和油状态下 T_2 谱;(2)将岩心与 100 mL,2% KCl 氘水溶液置于活塞式中间容器(图 3),打开中间容器上、下游的二通阀;(3)使用 ISCO 高压高精度泵以 10 mL/min 的恒定流速向中间容器底部持续注入蒸馏水,直到上游二通阀出液,将其关闭;(4)ISCO 高压高精度泵切换至恒压模式,保持 5 个中间容器内压力分别为 0,2.5,5,10,15 MPa(认为孔隙压力为 0,中间容器内流体压力即为压差);(5)每隔一段时间,取出岩心,使用棉纱擦干表面后,测定其 T_2 谱;(6)重复步骤 2~5,持续 25 天,直到实验结束;(7)将不同时间测试的 T_2 谱累积信号幅值与岩心孔隙含油量进行换算,并按下式计算渗吸置换效率:

$$R_{oil} = \frac{m_0 - m_i}{m_0} \tag{5}$$

式中: R_{oil} 为渗吸置换效率,%; m_0 为渗吸实验前岩心样品孔隙含油量,g; m_i 为第 i 次测试的岩心样品孔隙含油量,g。

2.6 脉冲衰减

使用 PDP-200 型脉冲衰减气体渗透率测量仪,测定岩心在不同有效应力(围压与上、下游压力平均值的差值,分别为 0,2.5,5,10,15 MPa)下克氏渗透率(公式 6)。

$$k_a = \frac{\alpha \mu_g L c_g}{A(\frac{1}{V_u} + \frac{1}{V_d})} \tag{6}$$

式中: k_a 为气测渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; α 为压力衰减半对数曲线斜率,MPa/s; μ_g 为气体黏度,mPa·s; L 为岩心长度,cm; c_g 为气体压缩系数,MPa $^{-1}$; A 为岩心截面积,cm 2 ; V_u 、 V_d 分别为上、下游腔体体积,mL;

参照 KLINKENBERG^[29] 实验步骤,绘制气测渗透率和平均压力倒数关系曲线,根据拟合曲线的

斜率和截距,并结合公式(7)~(9)计算克氏渗透率,以及相应的气体滑脱因子和平均孔隙半径。

$$k_a = k_\infty(1 + \frac{b}{P_p}) \tag{7}$$

$$b = \frac{4c\lambda P_p}{r} \tag{8}$$

$$\lambda = \frac{\mu_g}{P_p} \sqrt{\frac{R_g T \pi}{2M}} \tag{9}$$

式中: k_∞ 为克氏渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; b 为气体滑脱因子,MPa; P_p 为上、下游压力平均值,MPa; λ 为气体分子平均自由程, μm ; c 为比例常数,等于 1; r 为平均孔隙半径, μm ; R_g 为气体常数,8.314 J/(K·mol); T 为绝对温度,K; M 为气体分子摩尔质量,mol $^{-1}$ 。

3 实验结果

3.1 孔径分布

高压压汞测试结果(图 4a)显示,孔径分布主要集中在以下 4 个区间:1~10 nm,10~100 nm,100~1 000 nm,>1 000 nm。参照 LOUCKS 等^[30]提出的孔隙尺寸分类方法,即孔隙类型分为纳米孔(小

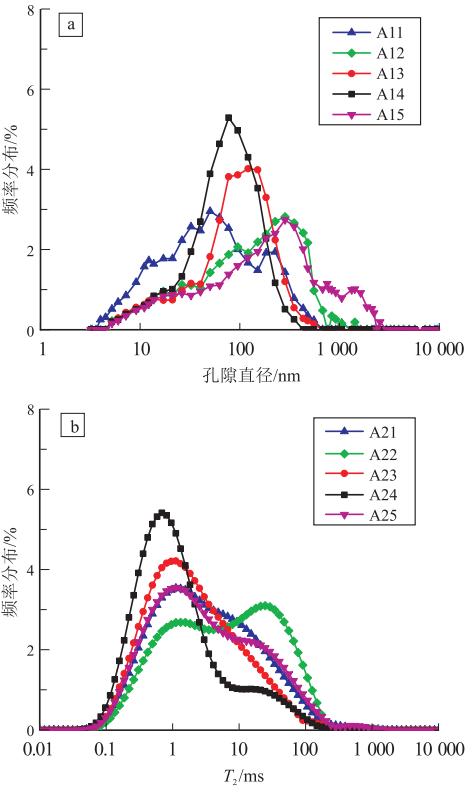


图 4 高压压汞测试中孔隙直径分布结果 (a) 和低场核磁共振 T_2 谱 (b)
Fig.4 Pore size distribution of core samples (a) and T_2 by Low-field nuclear magnetic resonance (b) in high pressure mercury injection

于 1.0 μm)、微孔(1.0~62.5 μm)和中孔(62.5 μm~4.0 mm)三大类。可以看出,致密岩心孔隙类型主要为纳米孔(平均 86.76%)和微孔(平均 13.24%)。相应地, T_2 谱测试结果显示(图 4b),按 T_2 值大小,孔径分布集中在以下 4 个区间: <0.1 ms, $0.1\sim 10$ ms, $10\sim 100$ ms, >100 ms。

根据平均值法计算表面弛豫率(表 3),确定 T_2 值与孔隙直径换算系数,并结合 LOUCKS 等提出的孔隙尺寸划分方法^[30],可以根据 T_2 值大小,将孔隙类型进行分类(表 4)。

3.2 润湿性

根据 TIAB 等^[31]提出的润湿性划分方法,接触角在 0° 至约 $60^\circ\sim 75^\circ$,系统为水湿;接触角在约 $105^\circ\sim 120^\circ$ 至 180° ,系统为油湿;接触角为 75° 至 105° ,系统为中性润湿。结果显示,岩心接触角分别为 22.7° , 27.7° 和 25.8° ,表现为水湿。

3.3 孔隙含油量标定

T_2 谱累积信号幅值与孔隙含油量换算关系如下:

$$m=0.125 \sum A_i-0.301 \quad R^2=0.954 \quad (9)$$

式中: m 为致密岩心孔隙含油量,g; $\sum A_i$ 为 T_2 谱累积信号幅值,a.u.。

3.4 自发/带压渗吸置换效率

自发/带压渗吸置换效率随时间变化关系曲线(图 5a)分为 2 个阶段(分别用 2 条虚线表示)。渗吸初期,吸水量迅速增加,渗吸置换量及相应的渗吸置换效率均快速上升;之后,吸水量逐渐饱和,渗吸置换过程逐渐达到平衡状态,渗吸置换效率趋于稳定。随着压力的增加,渗吸置换效率随时间变化

表 3 平均值法表面弛豫率计算结果

Table 3 Calculation results of surface relaxation by average method

岩心编号	T_{2LM}/ms	R_p/nm	$\rho/(\mu\text{m}\cdot\text{s}^{-1})$
A21	3.11	34.2	2.75
A22	5.49	78.2	3.56
A23	2.08	58.5	7.02
A24	1.29	55.3	10.68
A25	3.20	81.4	6.37

表 4 基于低场核磁 T_2 值的孔隙类型分类

Table 4 Pore size classification based on T_2 value by low-field nuclear magnetic resonance

T_2/ms	孔隙直径/nm	孔隙类型
$0.1\sim 100$	$1\sim 1\,000$	纳米孔
≥ 100	$\geq 1\,000$	微孔/中孔

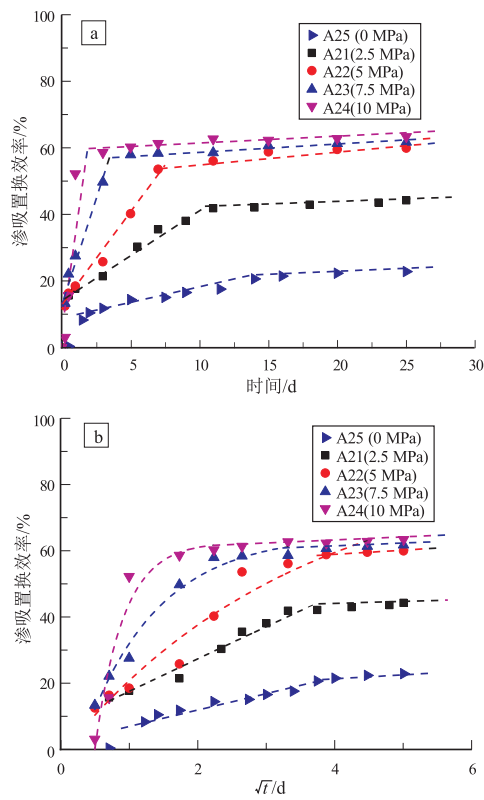


图 5 自发/带压渗吸置换效率随时间(a)和时间平方根(b)变化关系曲线

Fig.5 Oil recovery for SI/FI vs. imbibition time (a) and its square root (b)

关系曲线中两条虚线交点(即快速上升阶段进入稳定阶段的转折点)处对应时间分别为 15,10,7,5,3 d。类似地,渗吸置换效率随时间平方根变化关系曲线(图 5b)也可分为 2 个阶段。第一阶段,带压渗吸置换效率与时间平方根呈幂指数关系,而自发渗吸置换效率则与时间平方根呈线性关系;第二阶段,自发/带压渗吸置换效率与时间平方根均呈线性关系。

同时,随着压力增加,最终渗吸置换效率分别为 22.41%,44.41%,57.27%,61.84%,62.82%。并且,临界压力为 5 MPa。

3.5 平均孔隙半径

根据脉冲衰减法确定气测渗透率,并计算相应的气体滑脱因子和平均孔隙半径(表 5)。

结合平均孔隙半径计算结果,拟合得到平均孔隙半径随有效应力变化关系曲线(图 6)。可知,有效应力小于 5 MPa 时,孔隙半径快速下降;有效应力大于 5 MPa 时,有效半径缓慢降低并逐渐趋于稳定。平均孔隙半径随有效应力变化关系由下式表达:

$$r=0.835 \exp \left(-\frac{P}{2.711}\right)+0.079 \quad 2 \quad (10)$$

式中: r 为平均孔隙半径, μm ; P 为有效应力,MPa。

表 5 气体滑脱因子与平均孔隙半径计算结果
Table 5 Gas slippage factor and average pore radius

岩心 编号	有效应力/ MPa	克氏渗透率/ (10 ⁻³ μm ²)	气体滑脱 因子/MPa	有效孔隙 半径/μm
C1	2.5	0.016 0	0.34	0.53
	5.0	0.007 8	0.59	0.31
	10.0	0.002 0	1.42	0.13
	15.0	0.001 0	3.22	0.06
C2	2.5	0.009 5	0.60	0.30
	5.0	0.008 1	0.80	0.23
	10.0	0.001 6	1.45	0.13
	15.0	0.000 6	1.81	0.10
C3	2.5	0.018 0	0.38	0.48
	5.0	0.004 1	1.29	0.14
	10.0	0.002 1	1.90	0.10
	15.0	0.001 1	2.02	0.09
C4	2.5	0.009 2	0.56	0.33
	5.0	0.004 2	1.23	0.15
	10.0	0.003 6	1.99	0.09
	15.0	0.001 1	4.35	0.05

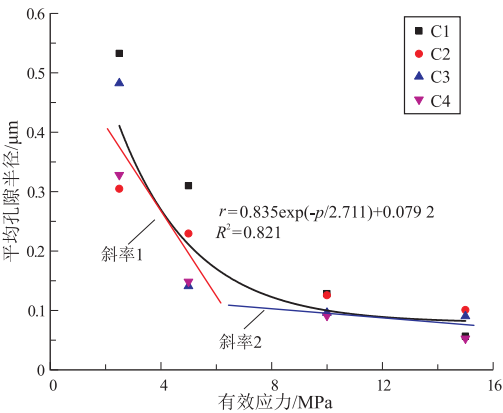


图 6 有效孔隙半径随有效应力变化关系曲线

Fig.6 Effective pore radius vs. net confining stress

4 结果讨论

4.1 微—纳米尺度孔隙内油相分布规律

T_2 谱反映了孔隙流体分布,根据饱和油岩心 T_2 谱测试结果(图 4b)可确定孔隙内油相分布规律。结果显示,质量分数为 96.76%~97.25%的油集中分布于纳米孔($0.1\text{ ms} \leq T_2 \leq 100\text{ ms}$)内。为便于讨论,将纳米孔进一步划分为纳米微孔($0.1\text{ ms} \leq T_2 < 1\text{ ms}$),纳米中孔($1\text{ ms} \leq T_2 < 10\text{ ms}$)和纳米大孔($10\text{ ms} \leq T_2 \leq 100\text{ ms}$)。可知,这三类孔隙空间中,含油质量分数平均值分别为 38.60%,37.64%,20.73%。

4.2 自发/带压渗吸对比

从以下三方面讨论自发/带压渗吸差异,即渗吸置换效率随渗吸时间变化规律、渗吸置换效率随

时间平方根变化规律和微—纳米尺度孔隙内渗吸置换规律。

首先,自发/带压渗吸置换效率随时间变化关系曲线(图 5a)均呈现两段线性增加的特征,存在临界压力,即当高于该压力时,最终渗吸置换效率趋于稳定。这一变化规律与致密岩心样品应力敏感特征(图 6)一致。由毛管力计算公式($P_c = 2\sigma\cos\theta/r$)可知,在界面张力和接触角不变条件下,孔隙半径随有效应力变化规律直接决定毛管力变化规律。因此,对于水湿岩心而言,带压渗吸过程的主要驱动力(毛管力)相比于自发渗吸过程会显著增加,提高吸水速率,可增加渗吸置换效率。这其中最重要原因就是平均孔隙半径减小引起毛管力显著增加,产生了强化的渗吸作用。

其次,自发/带压渗吸置换效率随渗吸时间平方根变化关系曲线(图 5b)也可分为 2 个阶段。第一阶段,自发渗吸置换效率与时间平方根线性相关,但带压渗吸置换效率则与时间平方根呈幂指数关系,不再满足 Washburn 方程^[27];第二阶段,自发/带压渗吸置换效率与时间平方根均呈线性关系。可以推测,强化的渗吸作用并不是引起带压渗吸置换效率提高的唯一原因,压实作用同样发挥了重要作用,即在不同有效应力的作用下,由于孔隙体积压缩造成孔隙内部分油被挤出。但是,难以定量表征强化的渗吸作用与压实作用分别对于带压渗吸置换效率的贡献,这是由于实验中只监测到油相信号,而非水相信号。后期研究中将考虑监测水相信号,进行定量表征。因为渗吸作用会引起含水饱和度极大增加,而压实作用则不会引起含水饱和度的增加。

最后,根据 T_2 谱特征,可分析渗吸置换过程中致密岩心孔隙内油相分布规律。图 7a 中 5 条曲线分别代表自发渗吸过程中测定的 T_2 谱,2 条曲线之间积分面积的差值反映了这段时间内渗吸置换量。图 7b 反映了自发渗吸前后纳米孔内油相分布比例。可知,自发渗吸在初期进行很快,并且主要发生在纳米孔($T_2 \leq 100\text{ ms}$)内,当渗吸时间超过 15 d 后,渗吸过程进行缓慢, T_2 谱几乎不变(积分面积减少量小于 3%),即时间节点为 15 d 时测定的 T_2 谱为临界曲线。自发渗吸实验前后,致密岩心样品中油相主要分布在纳米孔内,渗吸置换过程主要发生在纳米孔内,其中纳米中孔和纳米大孔内渗吸置换效率分别为 6.88%和 7.50%,而纳米微孔内渗吸置换效率较低,仅为 3.07%。

相比之下,致密岩心带压渗吸置换过程进行更快(图 8), T_2 谱变化幅度更大,纳米孔内渗吸置换

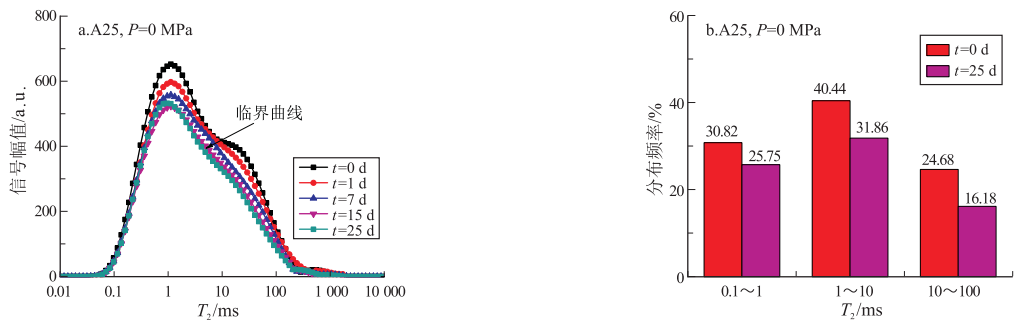


图 7 自发渗吸 T_2 谱及孔隙油相分布 (a) 和选定时间节点测定的 T_2 谱渗吸实验前后纳米孔隙内油相分布 (b)

Fig.7 T_2 distribution during SI and corresponding frequency of oil distribution in pores at selected time intervals (a) and frequency of oil distribution in nanopores before and after SI (b)

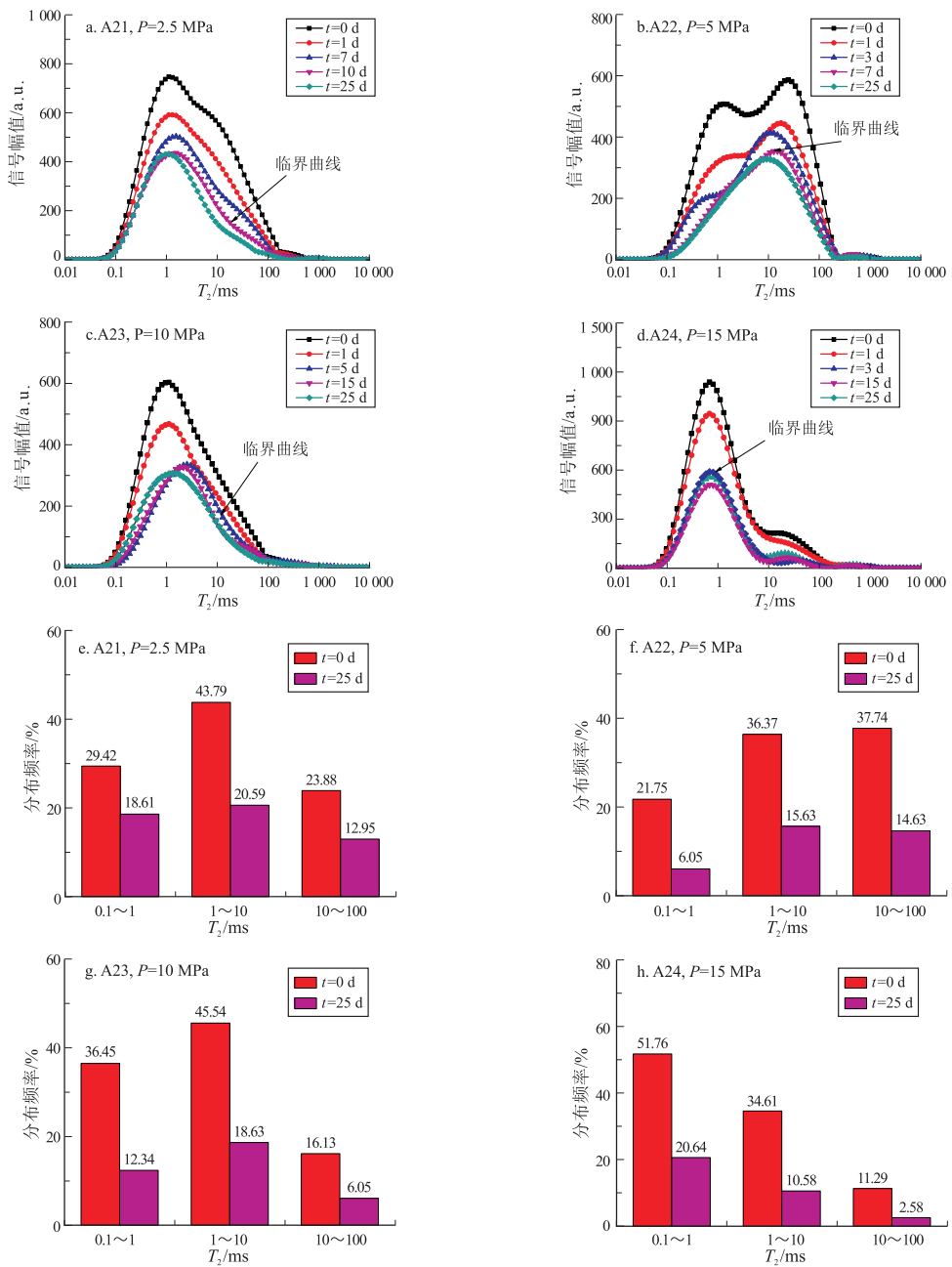


图 8 带压渗吸 T_2 谱及孔隙油相分布 (a-d) 和选定时间节点测定的 T_2 谱渗吸实验前后纳米孔隙内油相分布 (e-h)

Fig.8 T_2 distribution during FI and corresponding frequency of oil distribution in pores at selected time intervals (a-d) and frequency of oil distribution in nanopores before and after FI (e-h)

效率更高。当压力由 2.5 MPa 逐渐增加至 15 MPa 时,渗吸置换过程临界点处对应渗吸时间分别为 10,7,5,3 d(图 8a-d);并且,带压渗吸过程中,纳米微孔、纳米中孔和纳米大孔内渗吸置换效率(图 8e-h)平均值分别为 20.54%,19.89%和 14.46%。相比之下,自发渗吸过程中,这 3 类孔隙空间中渗吸置换效率分别为 3.07%,6.88%和 7.50%。因此,带压渗吸更易使得较小孔隙内发挥渗吸置换作用。

相比于自发渗吸过程,带压渗吸过程的渗吸置换效率均大幅提升,纳米微孔、纳米中孔和纳米大孔内渗吸置换效率均有提升,尤其以纳米微孔和纳米中孔效果最显著。

4.3 带压渗吸无因次时间模型

影响渗吸作用参数较多(包括岩心样品形状、边界条件、润湿性和流体黏度等),为了将带压渗吸实验结果进行归一化处理,便于将岩心尺度实验结果应用到油藏尺度,需建立归一化模型,有效对比不同岩心之间渗吸置换效率,间接预测油藏尺度开发指标,使得室内实验更具有应用价值,也为计算油藏尺度压后闷井时间提供参考。

将 LEVERETT 等^[32]提出的毛细管束模型引入 MASON 等^[21]提出的自发渗吸无因次时间模型,结合平均孔隙半径随有效应力变化规律,构建考虑压力影响的带压渗吸无因次时间模型,步骤如下:

(1)将毛细管束模型(公式 11)引入自发渗吸无因次时间模型(公式 12)

$$r = \sqrt{\frac{8k_a}{\varphi}} \tag{11}$$

$$t_D = t \sqrt{\frac{k_a}{\varphi}} \cdot \frac{2\sigma}{\mu_w(1 + \sqrt{\mu_o/\mu_w})} \cdot \frac{1}{L_C} \tag{12}$$

式中: t_D 为无因次时间; t 为渗吸时间,s; k_a 为气测渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; σ 为油水两相界面张力,mN/m²; φ 为岩心孔隙度,%; μ_w 为润湿性黏度,mPa·s; μ_o 为非润湿性黏度,mPa·s; L_C 为特征长度,cm;

特征长度 L_C 与岩心尺寸和边界条件有关,按下式计算:

$$L_C = \sqrt{V_b / \sum_{i=1}^{i=n} \frac{A_i}{l_{A_i}}} \tag{13}$$

式中: V_b 为岩心基质体积,cm³; A_i 为第 i 方向上渗吸接触面的面积,cm²; l_{A_i} 为渗吸前缘沿开启面到封闭边界距离,cm;

(2)构建孔隙半径与有效应力函数关系式:

$$r = r(P) \tag{14}$$

(3)联立公式(11)~(14),得到带压渗吸无因次时间(t'_D)模型

$$t'_D = \eta \cdot r(P) \cdot \frac{1}{L_C^2} \cdot t \tag{15}$$

$$\eta = \frac{\sqrt{2}\sigma}{2\mu_w(1 + \sqrt{\mu_o/\mu_w})} \tag{16}$$

分别使用未考虑压力影响的 MASON 无因次时间模型和考虑压力影响的修正模型,得到不同压力下岩心渗吸置换效率随无因次时间变化关系曲线(图 9)。

可知,渗吸置换效率随无因次时间变化关系曲线可分为 2 个阶段:(1)压力小于 5 MPa,使用 MASON 模型和修正模型均能有效地将渗吸置换效率与无因次时间进行较好地拟合;(2)压力大于 5 MPa,当无因次时间小于 2 000 时,使用 MASON 模型进行拟合则会产生较大误差,图 9a 中虚线区域各数据点发散,难以拟合。然而,使用修正模型进行拟合时,图 9b 中拟合曲线 3 能较好地将数据点拟合成功。因此,考虑压力影响后,修正的无因次时间模型是有效的。

借鉴 LAN 等^[33]提出的自发渗吸数据归一化

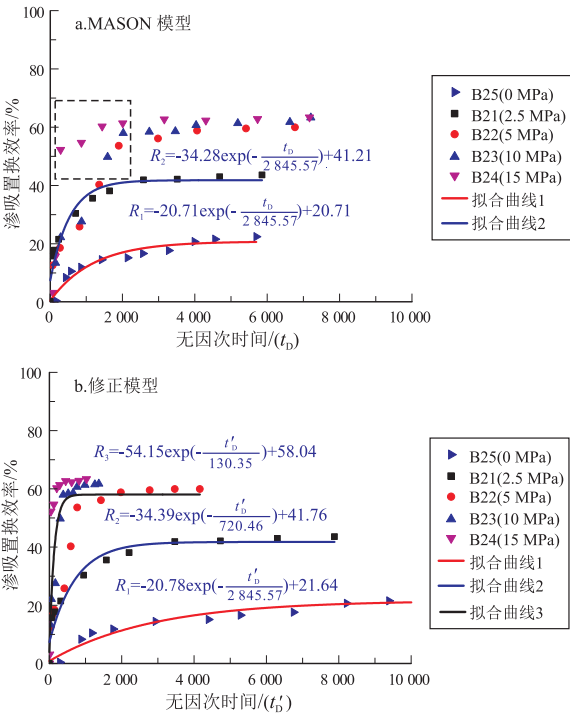


图 9 渗吸置换效率随无因次时间变化关系曲线
Fig.9 Oil recovery as a function of dimensionless time

处理方法,基于岩心尺度建立的带压渗吸无因次模型,以渗吸置换效率达到最高为目标,提出了油藏尺度压后闷井时间计算思路,即根据岩心尺度和油藏尺度无因次时间相等原则,得到下式:

$$t'_D = \left[\eta \cdot r(P) \cdot \frac{1}{L_C^2} \cdot t \right]_{\text{lab}} = \left[\eta \cdot r(P) \cdot \frac{1}{L_C^2} \cdot t \right]_{\text{field}} \quad (17)$$

化简后,得到油藏尺度带压渗吸阶段持续时间(即闷井时间)计算公式:

$$(t_{\text{shut-in}})_{\text{field}} = \frac{C_{\text{lab}}}{C_{\text{field}}} \cdot \frac{r_{\text{lab}}}{r_{\text{field}}} \cdot \frac{(L_C)_{\text{lab}}^2}{(L_C)_{\text{field}}^2} \cdot (t_{\text{shut-in}})_{\text{lab}} \quad (18)$$

式中: C_{lab} 、 C_{field} 分别为室内实验和油藏条件下特征系数; $(L_C)_{\text{lab}}$ 、 $(L_C)_{\text{field}}$ 分别为室内实验和油藏条件下的特征长度; r_{lab} 、 r_{field} 分别为室内实验和油藏条件下的孔隙半径,依据室内岩心实验条件下有效应力(围压与进出口压力平均值的差值)与油藏条件下有效应力(上覆岩层压力与孔隙压力的差值); $(t_{\text{shut-in}})_{\text{lab}}$ 表示带压渗吸实验中,渗吸置换效率由快速上升阶段进入稳定阶段的时间。

5 结论

(1) 纳米孔是致密岩心样品主要储集空间,质量分数为 96.76%~97.25% 的油分布在纳米孔内,其中,纳米微孔 ($0.1 \text{ ms} \leq T_2 < 1 \text{ ms}$)、纳米中孔 ($1 \text{ ms} \leq T_2 < 10 \text{ ms}$) 和纳米大孔 ($10 \text{ ms} \leq T_2 \leq 100 \text{ ms}$) 内含油质量分数分别为 38.60%, 37.64% 和 20.73%。

(2) 压力由 0 MPa 逐渐增加至 2.5, 5, 10, 15 MPa, 最终渗吸置换效率分别为 22.41%, 44.41%, 57.27%, 61.84%, 62.82%。带压置换效率大幅提升是由强化的渗吸作用和压实作用共同造成的。

(3) 考虑外部流体压力影响的带压渗吸无因次时间模型是行之有效的,这为确定油藏尺度压后闷井时间提供了思路。

参考文献:

- [1] 郭秋麟,武娜,陈宁生,等.鄂尔多斯盆地延长组第 7 油层组致密油资源评价[J].石油学报,2017,38(6):658-665.
GUO Qiulin, WU Na, CHEN Ningsheng, et al. An assessment of tight oil resource in 7th oil reservoirs of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(6): 658-665.
- [2] 李忠兴,屈雪峰,刘万涛,等.鄂尔多斯盆地长 7 段致密油合理开发方式探讨[J].石油勘探与开发,2015,42(2):217-221.
LI Zhongxing, QU Xuefeng, LIU Wantao, et al. Development modes of Triassic Yanchang Formation Chang 7 member tight oil in Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development,

2015, 42(2): 217-221.

- [3] GHANBARI E, ABBASI M A, DEHGHANPOUR H, et al. Flow-back volumetric and chemical analysis for evaluating load recovery and its impact on early-time production[C]//SPE Unconventional Resources Conference Canada. Calgary, Alberta: Society of Petroleum Engineers, 2013.
- [4] CARPENTER C. Impact of liquid loading in hydraulic fractures on well productivity[J]. Journal of Petroleum Technology, 2013, 65(11): 162-165.
- [5] GHANBARI E, DEHGHANPOUR H. The fate of fracturing water: a field and simulation study[J]. Fuel, 2016, 163: 282-294.
- [6] WANG Dongmei, BUTLER R, LIU Hong, et al. Flow-rate behavior and imbibition in shale[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(4): 485-492.
- [7] DEHGHANPOUR H, LAN Q, SAEED Y, et al. Spontaneous imbibition of brine and oil in gas shales: effect of water adsorption and resulting microfractures[J]. Energy Fuels, 2013, 27(6): 3039-3049.
- [8] KATHEL P, MOHANTY K K. Wettability alteration in a tight oil reservoir[J]. Energy Fuels, 2013, 27(11): 6460-6468.
- [9] HABIBI A, XU M, DEHGHANPOUR H, et al. Understanding rock-fluid interactions in the montney tight oil play[C]//SPE/CSUR Unconventional Resources Conference. Calgary, Alberta, Canada: SPE, 2015.
- [10] HABIBI A, BINAZADEH M, DEHGHANPOUR H, et al. Advances in understanding wettability of tight oil formations [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [11] RAEESI B. Measurement and pore-scale modelling of capillary pressure hysteresis in strongly water-wet sandstones [D]. Laramie, Wyoming: University of Wyoming, 2012.
- [12] HATIBOGLU C U, BABADAGLI T. Oil recovery by counter-current spontaneous imbibition: effects of matrix shape factor, gravity, IFT, oil viscosity, wettability, and rock type[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007, 59(1/2): 106-122.
- [13] AL-ATTAR H H. Experimental study of spontaneous capillary imbibition in selected carbonate core samples[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010, 70(3/4): 320-326.
- [14] IFFLY R, ROUSSELET D C, VERMEULEN J L. Fundamental study of imbibition in fissured oil fields [C]//Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. San Antonio, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1972.
- [15] FATT I. The effect of overburden pressure on relative permeability[J]. Journal of Petroleum Technology, 1953, 5(10): 15-16.
- [16] TIAN Xiaofeng, CHENG Linsong, CAO Renyi, et al. A new approach to calculate permeability stress sensitivity in tight sandstone oil reservoirs considering micro-pore-throat structure[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 133: 576-588.
- [17] SHAR A M, MAHESAR A A, CHANDIO A D, et al. Impact of confining stress on permeability of tight gas sands: an experimental study[J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2017, 7(3): 717-726.
- [18] ZHANG Xiaoyun, MORROW N R, MA Shouxiang. Experimental verification of a modified scaling group for spontaneous imbi-

tion[J].SPE Reservoir Engineering,1996,11(4):280-285.

[19] MA Shouxiang,MORROW N R,ZHANG Xiaoyun.Generalized scaling of spontaneous imbibition data for strongly water-wet systems[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1997,18(3/4):165-178.

[20] SCHMID K S,GEIGER S.Universal scaling of spontaneous imbibition for arbitrary petrophysical properties:water-wet and mixed-wet states and Handy's conjecture[J].Journal of Petroleum Science and Engineering,2013,101:44-61.

[21] MASON G,FISCHER H,MORROW N R,et al.Correlation for the effect of fluid viscosities on counter-current spontaneous imbibition[J].Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010,72(1/2):195-205.

[22] STANDNES D C,ANDERSEN P Ø. Analysis of the impact of fluid viscosities on the rate of countercurrent spontaneous imbibition[J].Energy & Fuels,2017,31(7):6928-6940.

[23] SAIDIAN M,KUILA U,RIVERA S,et al.Porosity and pore size distribution in mudrocks:a comparative study for Haynesville, Niobrara, Monterey and eastern European Silurian formations [C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference.Denver, Colorado: Unconventional Resources Technology Conference,2014.

[24] EL SAYED A M A,ELSAIED N A.Petrophysical properties of clastic reservoirs using NMR relaxometry and mercury injection data; Bahariya Formation, Egypt [J]. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science,2016,44(4):042018.

[25] ZHAO Huawei,NING Zhengfu,WANG Qing,et al.Petrophysical characterization of tight oil reservoirs using pressure-controlled porosimetry combined with rate-controlled porosimetry [J]. Fuel,2015,154:233-242.

[26] TINNI A,ODUSINA E,SULUCARNAIN I,et al.Nuclear-magnetic-resonance response of brine, oil, and methane in organic-rich shales [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2015, 18(3):400-406.

[27] WASHBURN E W.The dynamics of capillary flow[J].Physical Review,1921,17(3):273-283.

[28] SAIDIAN M,PRASAD M.Effect of mineralogy on nuclear magnetic resonance surface relaxivity;a case study of Middle Bakken and Three Forks formations[J].Fuel,2015,161:197-206.

[29] KLINKENBERG L J.The permeability of porous media to liquids and gases[C]//Drilling and Production Practice.New York:SPE, 1941:200-213.

[30] LOUCKS R G,REED R M,RUPPEL S C,et al.Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6): 1071-1098.

[31] TIAB D,DONALDSON E C.Petrophysics[M].3rd ed.Amsterdam: Gulf Professional Publishing,2012:371-418.

[32] LEVERETT M C.Capillary behavior in porous solids[J].Transactions of the AIME,1941,142(1):152-169.

[33] LAN Qing,GHANBARI E,DEHGHANPOUR H,et al. Water loss versus soaking time: spontaneous imbibition in tight rocks [J]. Energy Technology,2014,2(12):1033-1039.

(编辑 黄娟)

(上接第 143 页)

[26] 何丽娟,雷兴林,张毅.南海北部神狐海域天然气水合物形成聚集的数值模拟研究[J].地球物理学报,2011,54(5): 1285-1292.

HE Lijuan,LEI Xinglin,ZHANG Yi.Numerical modeling of gas hydrate accumulation in the marine sediments of Shenhu area, northern South China Sea[J].Chinese Journal of Geophysics, 2011,54(5):1285-1292.

[27] 丛晓荣,苏明,吴能友,等.富生烃凹陷背景下热成因气对水合物成藏的贡献探讨[J].地质学报,2018,92(1):170-183.

CONG Xiaorong,SU Ming,WU Nengyou,et al.Contribution of thermogenic gases to hydrate accumulation under the marine hydrocarbon-rich depression setting[J].Acta Geologica Sinica, 2018,92(1):170-183.

[28] PORTNOV A,SANTRA M,COOK A E,et al.The Jackalope gas hydrate system in the northeastern Gulf of Mexico [J]. Marine and Petroleum Geology,2020,111:261-278.

[29] 张伟,何家雄,卢振权,等.琼东南盆地疑似泥底辟与天然气水合物成矿成藏关系初探[J].天然气地球科学,2015, 26(11):2185-2197.

ZHANG Wei,HE Jiaxiong,LU Zhenquan,et al.Preliminary study of the relationship between the suspected mud diapir and natural gas hydrate in the Qiongdongnan Basin,northern South China Sea [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(11): 2185-2197.

(编辑 徐文明)