

文章编号: 1000-0747(2018)06-1026-09 DOI: 10.11698/PED.2018.06.10

# 延长油田特低渗油藏适度温和注水方法与应用

王香增, 党海龙, 高涛

(陕西延长石油(集团)有限责任公司, 西安 710075)

基金项目: 陕西省科技统筹创新项目“延长难采储量有效动用开发技术研究”(2016KTCL01-12)

**摘要:** 为解决裂缝性特低渗油藏注水开发水窜、水淹问题, 提高水驱开发效果, 以延长油田南部地区长 8 油藏为研究对象, 建立了裂缝-基质动态渗吸室内实验评价方法, 确定了制约渗吸效果的关键因素, 获得了渗吸速度的数学表达式, 建立了考虑渗吸-驱替双重作用的渗流数学模型, 确定了研究区最佳注采参数。研究表明, 水驱油过程存在使渗吸驱油效率达到最高的最佳驱替速度, 且随着渗透率的降低最佳驱替速度变小; 储集层品质指数和岩石水相润湿指数越大, 渗吸驱油效率越高, 而初始含水饱和度、油水黏度比越大, 渗吸驱油效率越低; 延长油田南部长 8 特低渗油藏最佳注采比为 0.95, 含水率 95% 时预测的水驱采出程度为 17.2%, 较常规注水(注采比 1.2) 增加 2.9 个百分点。充分发挥渗吸-驱替双重作用的“适度温和”注水技术可显著提高裂缝性特低渗油藏注水开发效果。图 11 表 2 参 28

**关键词:** 特低渗油藏; 裂缝性油藏; 注水开发; 渗吸; 驱替; 水驱采收率; 延长油田

中图分类号: TE33

文献标识码: A

## Method of moderate water injection and its application in ultra-low permeability oil reservoirs of Yanchang Oilfield, NW China

WANG Xiangzeng, DANG Hailong, GAO Tao

(Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Corp. Ltd., Xi'an 710075, China)

**Abstract:** To explore the method of improving development effect and solving the problem of water breakthrough and water out for ultralow permeability fractured reservoirs, an indoor evaluation method of dynamic imbibition for fracture-matrix system was established taking the Chang 8 reservoir in southern Yanchang Oilfield as a research target. Key factors for the imbibition effect were obtained, an imbibition's rate expression was obtained, a model considering the double effects of imbibition-displacement was built and optimal injection and production parameters for the research area were obtained as well. The results show that an optimum displacement rate that maximizes the oil displacement efficiency exists in the water displacing oil process, and the optimal displacing rate becomes smaller as the permeability decreases. The imbibition displacement efficiency increases as the reservoir quality index and water wettability index of rock become bigger. But the larger the initial water saturation or oil-water viscosity ratio is, the smaller the imbibition displacement efficiency is. The optimal injection-production ratio for the Chang 8 reservoir of southern Yanchang Oilfield is 0.95, and the predicted recovery is 17.2% when the water cut is 95%, it is 2.9% higher than the recovery of conventional injection-production ratio 1.2. By using the moderate water injection technique based on the double effects of imbibition-displacement mechanism, the water injection development effect for the ultra-low permeability fractured reservoirs can be improved significantly.

**Key words:** ultra-low permeability oil reservoir; fractured oil reservoir; water-flooding; imbibition; displacement; water-flooding recovery; Yanchang Oilfield

引用: 王香增, 党海龙, 高涛. 延长油田特低渗油藏适度温和注水方法与应用[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(6): 1026-1034. WANG Xiangzeng, DANG Hailong, GAO Tao. Method of moderate water injection and its application in ultra-low permeability oil reservoirs of Yanchang Oilfield, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(6): 1026-1034.

## 0 引言

特低渗油藏孔隙类型多样、微裂缝发育, 大规模体积压裂使得孔隙、微裂缝、人工缝形成的网络系统更为复杂, 非均质性更强, 裂缝与基质间渗流能力的

巨大差异导致注入水易沿裂缝发生水窜、水淹, 基质内大量剩余油富集, 注水开发效果差。随着裂缝与基质之间介质置换渗流实验研究的不断深入, 有效发挥渗吸作用已成为特低渗油藏提高注水开发效果的重要手段<sup>[1-5]</sup>。近年来, 国内外学者对渗吸作用机理进行了

大量室内实验研究。Olafuyi 等<sup>[6]</sup>进行了正向自吸实验，并证明小基质岩心得到的实验数据具有可靠性。而后众多学者开展了渗吸驱油实验，进一步阐述了渗吸驱油作用机理，认为渗吸作用可有效提高特低渗油藏水驱采收率<sup>[7-17]</sup>。其中，王家禄、王香增等<sup>[18-19]</sup>研究认为水驱油存在一个最佳驱替速度，基质自发渗吸排驱在致密砂岩储集层注水开发中起着至关重要的作用。数值模拟研究也表明，考虑渗吸作用的水驱效率会明显提高<sup>[20-22]</sup>。

室内实验与矿场条件存在一定差距，对于如何将室内实验研究成果用于矿场注水开发实践，目前国内外研究较少。因此，本文以延长油田南部长 8 储集层为研究对象，通过动态渗吸实验分析渗吸渗流规律，表征裂缝与基质之间渗吸置换速度。在此基础上建立考虑渗吸-驱替双重作用的数学模型，确定矿场试验的合理注入参数，形成适用于延长油田特低渗油藏的“适度温和”注水开发技术，为此类油藏持续高产稳产提供理论和技术支撑。

## 1 动态渗吸实验

### 1.1 实验样品及设备

实验岩心样品为 17 块取自延长油田南部长 8 储集层的天然岩心，基本参数如表 1 所示。选用本区长 8 储集层的地层水为实验水样，水型以 CaCl<sub>2</sub> 型为主，pH 值为 7.1，矿化度为 15 220 mg/L。选用本区长 8 油层原油与煤油配置成模拟油，密度为 0.856 g/cm<sup>3</sup>，黏度为 3.75 mPa·s。

实验采用高温高压相渗测试仪（最高温度 160 °C、最高压力 120 MPa），实验设备主要由驱替系统、夹持

表 1 实验岩心样品基本参数

岩心编号	长度/cm	直径/cm	气测渗透率/10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	孔隙度/%
1	5.041	2.51	0.040	3.74
2	5.050	2.51	0.124	6.41
3	5.059	2.50	0.213	8.01
4	5.028	2.50	0.325	8.85
5	5.017	2.51	0.261	8.64
6	5.016	2.50	0.272	8.74
7	5.025	2.51	0.268	8.34
8	5.104	2.51	0.262	8.67
9	5.003	2.51	0.265	8.74
10	5.122	2.50	0.262	8.34
11	4.990	2.51	0.253	8.26
12	5.140	2.51	0.265	9.12
13	5.149	2.51	0.257	8.74
14	5.158	2.50	0.258	8.82
15	5.167	2.51	0.231	8.25
16	5.122	2.50	0.182	8.17
17	5.185	2.51	0.053	5.24

器、计量系统组成，压力传感器精度为 0.5%。

### 1.2 实验步骤

①将岩心洗油烘干，饱和地层水；②开展模拟油驱替水实验，建立束缚水饱和度；③采用高压高速水力切割机进行岩心造缝，保证不破坏裂缝壁面的孔隙且切割后的岩心能够进行渗吸实验；④实验测试时将岩心外表和两个端面用聚四氟乙烯胶条密封，使之不与流体接触，只保留岩心内裂缝面与流体接触，注入水在裂缝内与基质进行油水置换；⑤开展不同条件下水驱油动态渗吸实验，计算渗吸驱油效率。渗吸驱油效率计算公式为：

$$\eta = V_i/V_o \times 100\% \quad (1)$$

### 1.3 实验结果及讨论

#### 1.3.1 动态渗吸驱油效率测试

由图 1 可知，随着驱替速度的增加，渗吸驱油效率先升高后降低，存在最佳驱替速度使得渗吸驱油效率达到最高，且该驱替速度随着岩心渗透率的降低而减小。储集层渗透率分别为 0.058×10<sup>-3</sup>，0.180×10<sup>-3</sup>，0.230×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup> 时，最佳驱替速度分别为 0.9，1.2，1.4 m/d，对应的最高渗吸驱油效率分别为 11.34%，16.17%，19.32%。最佳驱替速度下毛细管压力和黏性力二者协同驱油效果最好。当驱替速度小于最佳驱替速度时，毛细管压力发挥主要作用，小孔隙原油更容易被采出；当驱替速度大于最佳驱替速度时，压差驱动发挥主要作用，大孔隙原油更容易被采出。因此存在一个最佳驱替速度可最大程度地驱替出孔隙中的原油。

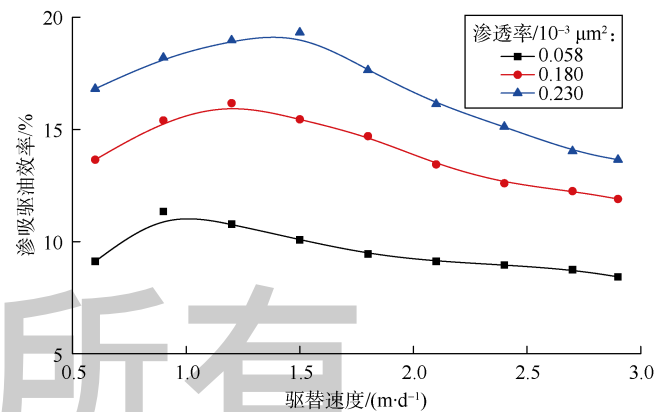


图 1 渗吸驱油效率与驱替速度关系曲线

#### 1.3.2 动态渗吸驱油效率影响因素

为了分析影响渗吸-驱替效果的主要因素，开展了裂缝与基质之间动态渗吸实验，对比了储集层物性、岩心润湿性、含水饱和度、流体黏度等参数对动态渗吸作用的影响。

采用渗透率或孔隙度单一参数评价特低渗储集层

物性存在较大误差,故采用储集层品质指数 ( $\sqrt{K/\phi}$ ) 来表征储集层物性对渗吸驱油效率的影响。由图 2a 可知,随着储集层品质指数的增加渗吸驱油效率增大。储集层品质指数低于  $0.0327 \mu\text{m}$  时,由于孔喉连通性变差,且孔隙中原始含水饱和度增加,渗吸驱油的条件不充分,故效果较差。由图 2b 可知,岩心水相润湿指

数越大,吸水排油能力越强,渗吸驱油效率越高。由图 2c 可知,含水饱和度越大,毛细管压力越小,且基质中小孔隙已经被水大量填充,注入水置换油的机率和接触范围变小,渗吸作用减弱。由图 2d 可知,油水黏度比越大,渗吸驱油效率越低,原因在于油水黏度比越大,发生渗吸所需要的毛细管压力越大,渗吸越难发生。

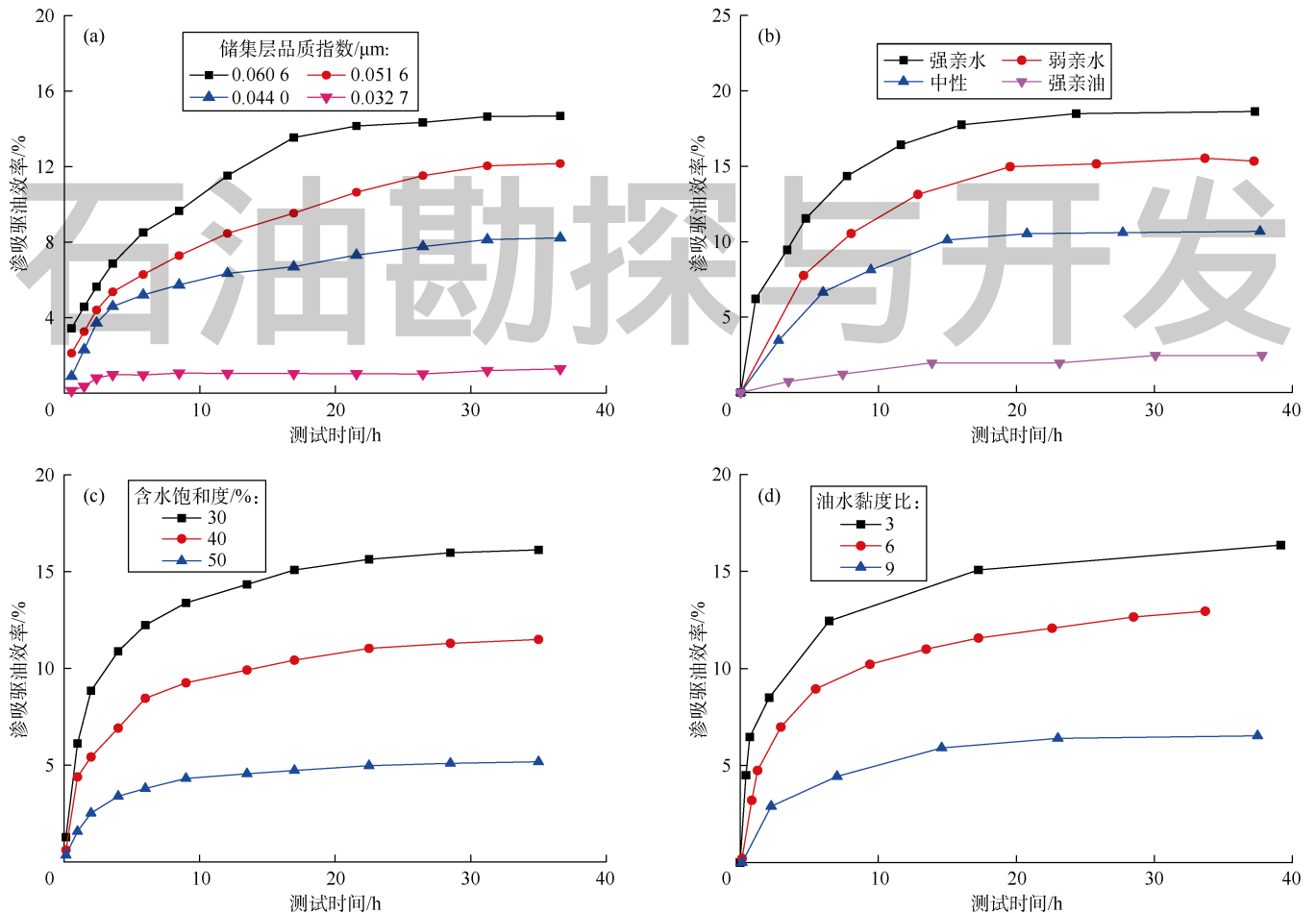


图 2 储集层品质指数 (a)、润湿性 (b)、含水饱和度 (c) 及油水黏度比 (d) 对渗吸驱油效率的影响

1.3.3 基于渗吸实验的动态渗吸速度修正

借鉴 L-W 模型可得到油水两相渗吸速度理论计算方法。模型为水平放置毛细管,毛细管半径为  $r$ ,长度为  $L$ ,初始条件为毛细管完全充满非润湿相流体。当两相流体接触时,渗吸作用发生,在毛细管压力作用下润湿相流体进入毛细管并将非润湿相流体驱替出去。

利用泊肃叶方程对毛细管中的流体进行动力学分析,就可以得到油水两相流体运动速度<sup>[23]</sup>:

$$v_i = \frac{r^2 (\Delta p + p_c)}{8 \sqrt{(\mu_w L)^2 - (\mu_w - \mu_o) \left[ \frac{r^2 t}{4} (\Delta p + p_c) + 2\mu_w L L_t - L_t^2 (\mu_w - \mu_o) \right]}} \quad (2)$$

当驱替压差为零时,即为油水体系的自发渗吸,(2)式可变化为:

$$v_i = \frac{r^2 p_c}{8 \sqrt{(\mu_w L)^2 - (\mu_w - \mu_o) \left[ \frac{r^2 t}{4} p_c + 2\mu_w L L_t - L_t^2 (\mu_w - \mu_o) \right]}} \quad (3)$$

(3) 式为单根毛细管里的流动,为微尺度流动,为模拟油藏宏观油水两相流动,通过 (4) 式将毛细管半径转化为孔隙度、渗透率的函数:

$$r = \sqrt{\frac{8K}{\phi}} \quad (4)$$

特低渗油藏存在水膜,毛细管压力可表示为:

$$p_c = \frac{2\sigma_{ow}}{r} \quad (5)$$

通过动态渗吸实验发现，润湿性、储集层物性、模型尺寸、油水黏度、含水饱和度是渗吸速度主控因素，(3)式考虑了润湿性、储集层物性、模型尺寸、油水黏度的影响，没有考虑到含水饱和度的影响，因此引入含水饱和度修正项，通过拟合实验数据(见图3)确定修正系数  $a$  和  $n$ ，得到表征油藏油水两相渗吸速度的表达式：

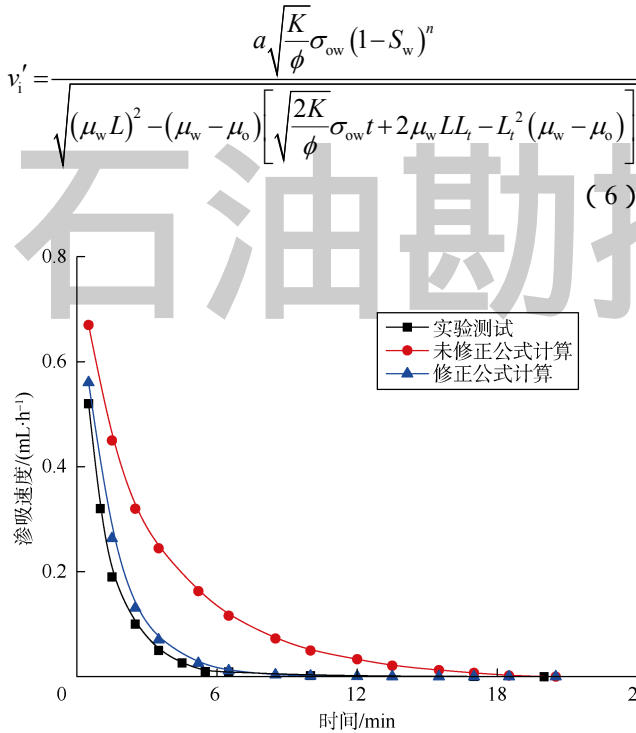


图3 修正渗吸速度与实验测试结果对比

## 2 渗吸-驱替数值模拟

为了将室内研究成果应用于矿场注水开发实践，建立了考虑渗吸作用的渗吸-驱替数值模拟新方法。注水开发过程中的驱替与渗吸作用是采收率的两个主要制约因素，反映到储集层中即为两个主要参数<sup>[24-26]</sup>：裂缝渗透率、裂缝与基质之间的交换能力。裂缝与基质之间的交换能力是油藏采收率最主要的影响因素，对低渗透油田注水开发效果有重要影响<sup>[27-28]</sup>。图4为双孔双渗物理模型示意图，基质与裂缝之间渗吸渗流和非达西渗流同时存在，由毛细管压力和驱替压差共同控制，裂缝之间为达西渗流。

### 2.1 渗吸-驱替渗流数学模型

假设条件为：①油藏中的流体流动是等温渗流；②油藏中只有油、水两相，油相和水相渗流遵循非达西渗流定律；③油、水之间不互溶；④岩石微可压缩，考虑渗流过程中毛细管压力作用。

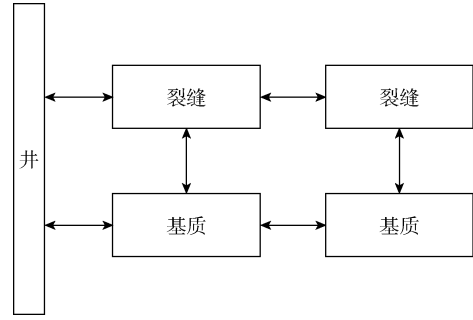


图4 双孔双渗物理模型示意图

#### 2.1.1 基质渗吸-驱替渗流数学模型

对于水相：

$$\pm \frac{\partial}{\partial x} \left[ \rho_w \frac{K'K_{rw}}{\mu_w} \left( \frac{\partial p_w}{\partial x} - G_w \right) \right]_m \pm \frac{\partial}{\partial y} \left[ \rho_w \frac{K'K_{rw}}{\mu_w} \left( \frac{\partial p_w}{\partial y} - G_w \right) \right]_m \pm \frac{\partial}{\partial z} \left[ \rho_w \frac{K'K_{rw}}{\mu_w} \left( \frac{\partial p_w}{\partial z} - G_w \right) \right]_m + q_{wim} + q_{wm} = \frac{\partial(\phi \rho_w S_w)_m}{\partial t} \quad (7)$$

对于油相：

$$\pm \frac{\partial}{\partial x} \left[ \rho_o \frac{K'K_{ro}}{\mu_o} \left( \frac{\partial p_o}{\partial x} - G_o \right) \right]_m \pm \frac{\partial}{\partial y} \left[ \rho_o \frac{K'K_{ro}}{\mu_o} \left( \frac{\partial p_o}{\partial y} - G_o \right) \right]_m \pm \frac{\partial}{\partial z} \left[ \rho_o \frac{K'K_{ro}}{\mu_o} \left( \frac{\partial p_o}{\partial z} - G_o \right) \right]_m + q_{oim} + q_{om} = \frac{\partial(\phi \rho_o S_o)_m}{\partial t} \quad (8)$$

考虑应力敏感对基质渗透率的影响，则：

$$K_m' = K_{m0} e^{-\alpha_m (p_{m0} - p_m)} \quad (9)$$

考虑基质启动压力影响，则：

$$\frac{\partial p}{\partial x} - G = \begin{cases} \frac{\partial p}{\partial x} - G & \frac{\partial p}{\partial x} > G \\ 0 & \frac{\partial p}{\partial x} \leq G \end{cases} \quad (10)$$

#### 2.1.2 裂缝系统渗吸-驱替渗流数学模型

对于水相：

$$\pm \frac{\partial}{\partial x} \left( \rho_w \frac{K'K_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial x} \right)_f \pm \frac{\partial}{\partial y} \left( \rho_w \frac{K'K_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial y} \right)_f \pm \frac{\partial}{\partial z} \left( \rho_w \frac{K'K_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial z} \right)_f - q_{wif} + q_{wf} = \frac{\partial(\phi \rho_w S_w)_f}{\partial t} \quad (11)$$

对于油相：

$$\pm \frac{\partial}{\partial x} \left( \rho_o \frac{K'K_{ro}}{\mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right)_f \pm \frac{\partial}{\partial y} \left( \rho_o \frac{K'K_{ro}}{\mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial y} \right)_f \pm \frac{\partial}{\partial z} \left( \rho_o \frac{K'K_{ro}}{\mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial z} \right)_f - q_{oif} + q_{of} = \frac{\partial(\phi \rho_o S_o)_f}{\partial t} \quad (12)$$

考虑裂缝渗透率变化，则：

$$K_f' = K_{f0} e^{-\alpha_f (p_{f0} - p_f)} \quad (13)$$

2.1.3 流体交换数学模型

考虑启动压力和应力敏感影响的条件下，分别建立驱替作用和渗吸作用产生的基质与裂缝之间流体交换的数学模型。

驱替作用产生的基质与裂缝之间的窜流量（考虑启动压力梯度、应力敏感）：

$$Q_{im1} = \frac{A}{l_{im}} K_m' \frac{K_r \rho(p)}{\mu(p)} (p_m - p_f - Gl_{im}) \quad (14)$$

渗吸作用产生的基质与裂缝之间的窜流量：

$$Q_{im2} = \rho v_i' S_{mf} \quad (15)$$

基质与裂缝之间总的窜流量：

$$Q_{im} = Q_{im1} + Q_{im2} \quad (16)$$

上述数学模型用数值求解方法，可以获得油藏压力、饱和度、产量随时间的变化数据，采用传统的IMPES（隐压显饱）有限差分方法求解，计算流程如图5所示。

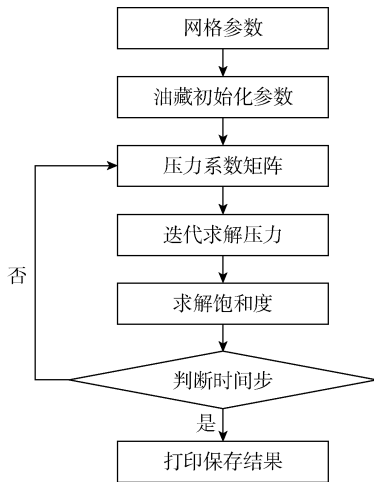


图5 数值模拟计算流程图

2.2 算例分析

以延长油田南部长8储集层某区块油藏数据为例进行渗吸-驱替数值模拟分析。地质模型为块中心网格，x, y, z方向网格数分别为100, 100和2，网格尺寸分别为10, 10和8m，采用菱形反九点直井注采井网。模型相渗曲线如图6所示，模型参数取值如表2所示。

图7为生产15a后渗吸作用对含油饱和度的影响，可以看出，不考虑渗吸作用时，裂缝系统含油饱和度不断降低，当水线推进到采油井底时，裂缝系统含油饱和度很低，而基质中大量剩余油富集。与不考虑渗吸作用相比，考虑渗吸作用时基质内含油饱和度降低，裂缝系统含油饱和度增加。原因在于，特低渗油藏与

常规油藏的水驱开发过程存在显著差异，在渗吸作用下基质中原油不断流向裂缝，使裂缝中含油饱和度上升，含水饱和度下降。

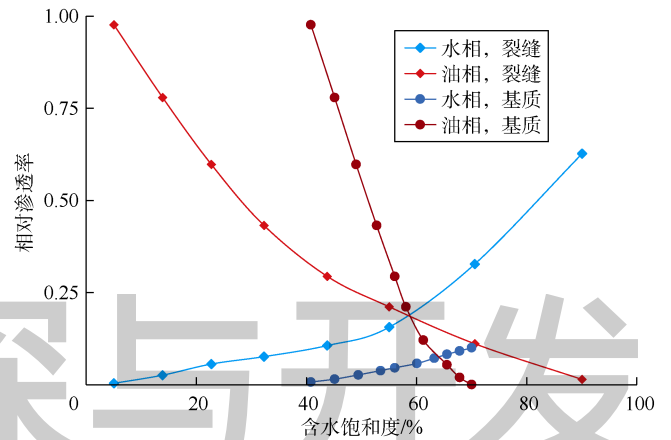


图6 模型相渗曲线

表2 模型参数取值

参数名称	参数值	参数名称	参数值
基质孔隙度	4.58%	油层厚度	8 m
基质渗透率	$0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	含油饱和度	58%
裂缝孔隙度	0.1%	水密度	$1.01 \text{ g/cm}^3$
裂缝渗透率	$500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	油水黏度比	3.5
原油密度	$0.86 \text{ g/cm}^3$	油水界面张力	40 mN/m
原始地层压力	12 MPa	定采油井井底压力	3.5 MPa
油相启动压力梯度	0.04 MPa/m	水相启动压力梯度	0.01 MPa/m
基质渗透率应力敏感系数	$0.017 \text{ MPa}^{-1}$	裂缝渗透率应力敏感系数	$0.065 \text{ MPa}^{-1}$
定注水量	$10 \text{ m}^3/\text{d}$		

图8为渗吸作用对单井日产油的影响，可以看出，在生产初期，考虑渗吸作用与不考虑渗吸作用的产量均快速递减，反映了该阶段流体流动以裂缝渗流为主。在生产后期，考虑渗吸作用的产量在低值下长期保持稳定，而未考虑渗吸作用的产量呈现不断递减趋势，直到不再产油。预测生产15a时，考虑渗吸作用的平均单井日产油0.32t，不考虑渗吸作用的平均单井日产油仅0.06t，而实际平均单井日产油0.28t。考虑渗吸作用的油井产量预测值与实际“适度温和”注水井组生产数据更相符，验证了本文渗吸-驱替数值模拟结果更加符合裂缝性特低渗油藏的开发实际，也表明渗吸驱油在裂缝性特低渗油藏注水开发后期发挥着重要作用。

利用本文渗吸-驱替数值模拟方法，以含水率95%时采出程度最高为目标，进行注采比、日注水量优化（见图9）。由图9a可知，研究区注采比为0.95时采

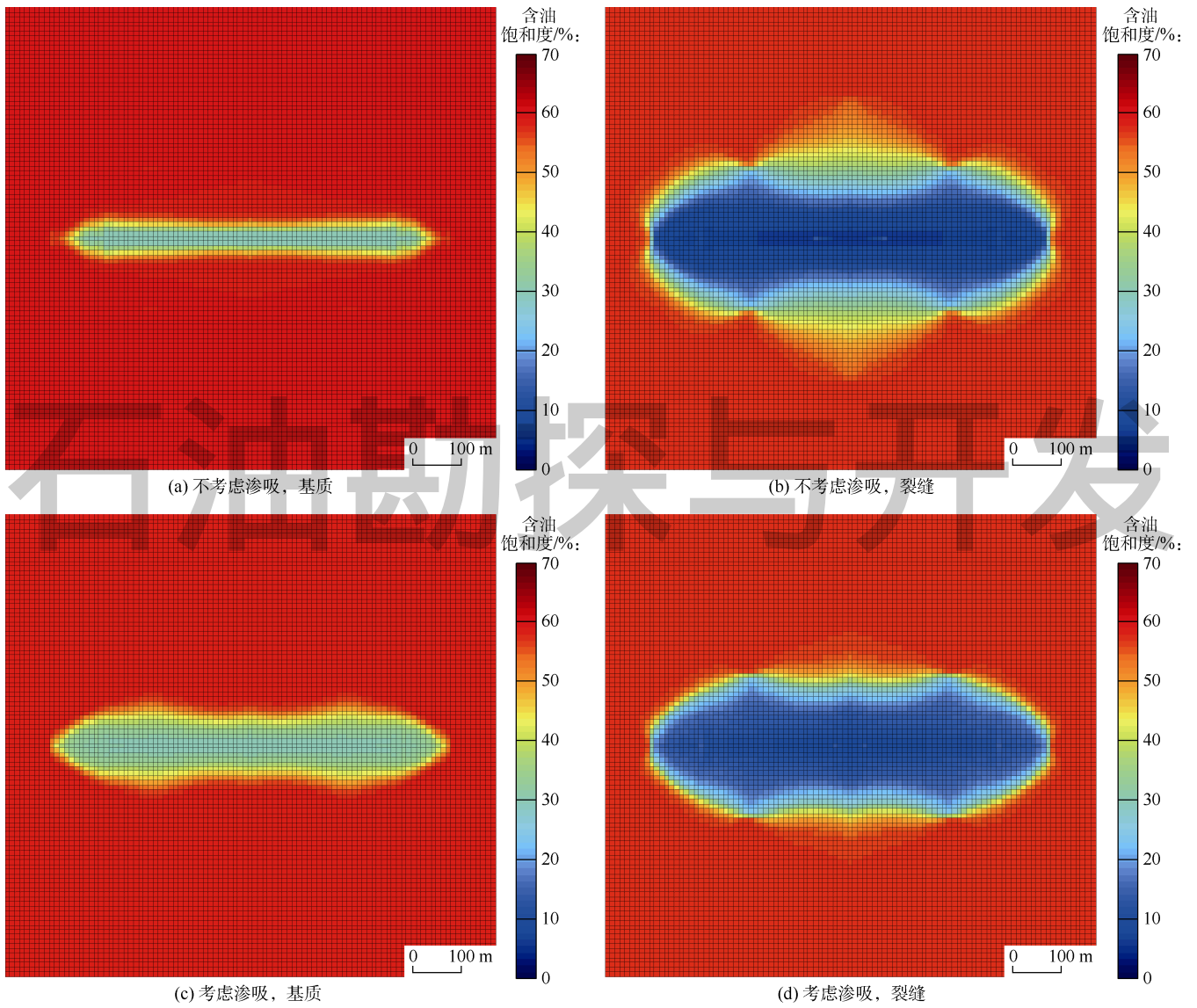


图 7 渗吸作用对模型含油饱和度的影响

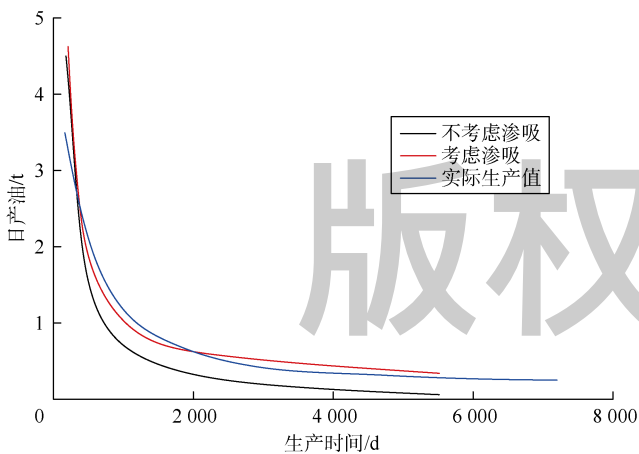


图 8 渗吸作用对单井日产油的影响

出程度最高，为 17.2%，与传统注水方案（注采比 1.2）相比，采出程度提高 2.9 个百分点。由图 9b 可知，研

究区日注水量为 7.5 m<sup>3</sup> 时采出程度最高，为 17.4%。

### 3 “适度温和”注水作用机理及应用

#### 3.1 “适度温和”注水作用机理

室内实验和数值模拟均表明，合理控制注水压力、注水强度及注水速度能充分发挥渗吸-驱替双重作用，显著提高特低渗油藏的开发效果，这也是目前“适度温和”注水的核心思想。所谓“适度温和”注水是指在温和注水（控制注水强度和注水压力）基础上，适度控制水驱前缘推进速度，增加油水交换时间，充分发挥毛细管的自发渗吸作用，进而提高采收率。其主要机理为：一方面，有效利用正向渗吸作用，通过控制注水强度和注水压力，使得水驱前缘尽可能均匀推进，避免水窜、水淹的发生；另一方面，充分发挥逆

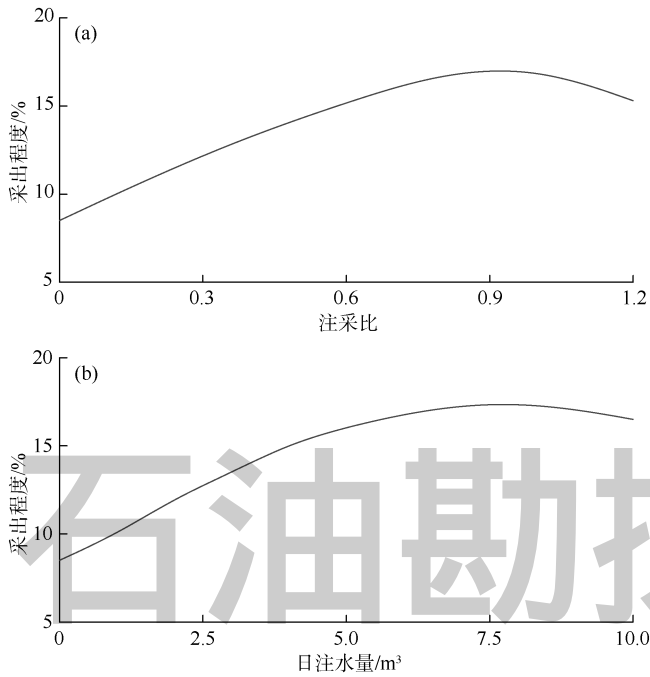


图9 注采比(a)及日注水量(b)对采收程度的影响

向渗吸交换作用,基于亲水多孔介质的吸水排油机理,合理控制注水驱替速度,采出更多基质孔隙原油。特低渗油藏大规模压裂后,形成高导流能力裂缝网,毛细管压力作用下裂缝中润湿相(水)渗吸到基质内,基质中的非润湿相(油)被置换到裂缝中,裂缝中的油在注入水压差作用下被驱替到油井井底。

### 3.2 “适度温和”注水矿场应用

选用试验区内注采井网完善的井组作为“适度温和”注水试验井组,采用菱形反九点注采井网。油层有效厚度 11.2 m,有效孔隙度 5.8%,渗透率  $0.28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,含油饱和度 58%,原油密度  $0.86 \text{ g/cm}^3$ 。

从综合生产曲线(见图10)可以看出,区块2004年投产,2006年开始注水,投产初期未注水,自然衰减开发,产液产油量快速降低,含水缓慢上升。2006—2008年为注水早期阶段,阶段注采比介于1.2~1.6,单井产液量上升,但含水快速上升,产油量依然不断递减,主要原因在于注入水沿着裂缝快速推进,注水效果不理想。2009—2012年为注水调整阶段,阶段注采比从1.45逐渐调整到0.96,含水率从61%下降到53%,平均单井日产液从1.27 t变化到1.26 t。2013年进入“适度温和”注水高效稳产期,注采比控制在0.95,注水量控制在7.0~8.0 m³/d,注水开发表现为产液稳定、含水稳定、产油稳定,稳油控水效果显著。通过注水效果评价(见图11)可以看出,实施“适度温和”

注水后,预测水驱采收率大幅提高,有望达到20%。可见,渗吸作用对于提高特低渗油藏的驱油效果至关重要,而充分发挥渗吸作用的“适度温和”注水技术能够保证特低渗油藏持续高产稳产。

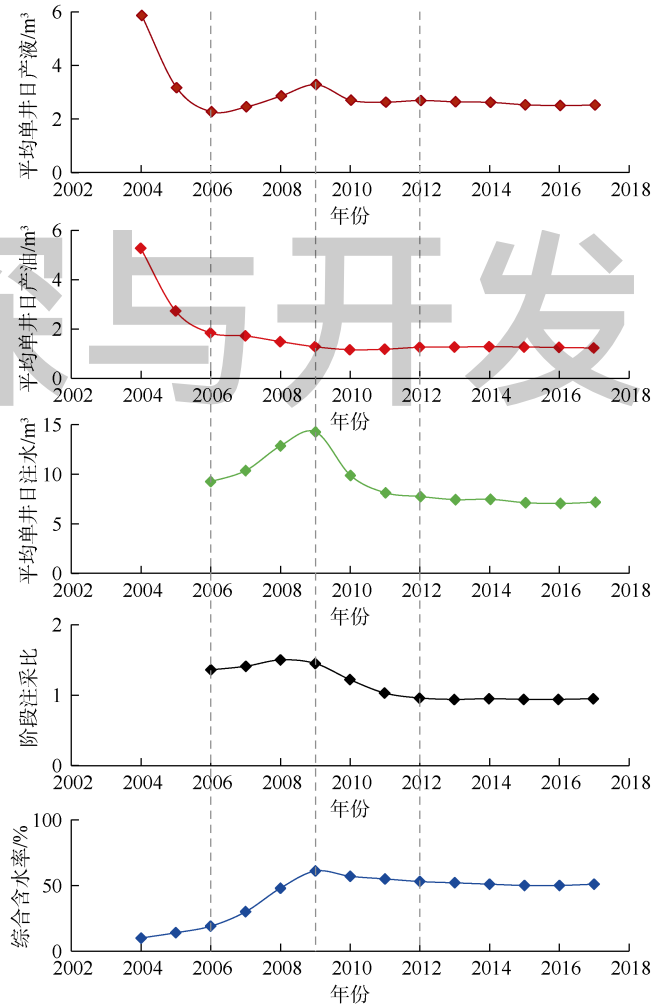


图10 适度温和注水试验区生产曲线

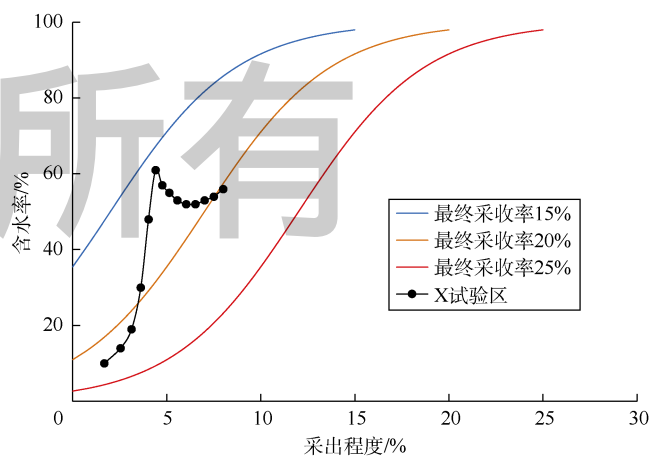


图11 适度温和注水试验区开发效果评价

## 4 结论

裂缝性特低渗透油藏存在渗吸作用，渗吸速度受储集层物性、岩心润湿性、含水饱和度、流体黏度的影响。确定渗吸速度数学模型是渗吸-驱替数值模拟的核心，基于L-W单管模型结合动态渗吸速度实验数据拟合，可以获得表征宏观油水两相渗流的渗吸速度。与不考虑渗吸作用相比，考虑渗吸作用的特低渗油藏数值模拟预测指标与实际生产特征更相符，特低渗油藏注水开发中不可忽略渗吸作用的影响。充分发挥渗吸作用的“适度温和”注水技术稳油控水效果显著，可在亲水性特低渗油藏进行推广应用。

符号注释：

$a, n$ ——渗吸速度修正系数； $A$ ——接触面积， $m^2$ ； $G$ ——启动压力梯度， $Pa/m$ ； $K$ ——绝对渗透率， $10^{12} \mu m^2$ ； $K_0$ ——变化前的绝对渗透率， $10^{12} \mu m^2$ ； $K_r$ ——相对渗透率； $K'$ ——有效渗透率， $10^{12} \mu m^2$ ； $l_{fm}$ ——基质到裂缝的距离， $m$ ； $L$ ——毛细管长度， $m$ ； $L_t$ —— $t$ 时刻油水两相接触位置， $m$ ； $p$ ——流体压力， $Pa$ ； $p_0$ ——变化前的流体压力， $Pa$ ； $p_c$ ——毛细管压力， $Pa$ ； $\Delta p$ ——驱替压差， $Pa$ ； $q_f, q_m$ ——裂缝之间、基质之间单位体积的渗流量， $kg/(m^3 \cdot s)$ ； $q_{fm}$ ——裂缝与基质之间单位体积的窜流量， $kg/(m^3 \cdot s)$ ； $Q_{fm}$ ——裂缝与基质之间总窜流量， $kg/s$ ； $Q_{im1}, Q_{im2}$ ——驱替作用、渗吸作用产生的裂缝与基质之间窜流量， $kg/s$ ； $r$ ——毛细管半径， $m$ ； $S_{im}$ ——渗吸交换面积， $m^2$ ； $S_w$ ——含水饱和度， $f$ ； $t$ ——时间， $s$ ； $v_i$ ——渗吸速度， $m/s$ ； $v_i'$ ——修正渗吸速度， $m/s$ ； $V_i$ ——不同时间采出的原油体积， $m^3$ ； $V_0$ ——岩心饱和的原油总体积， $m^3$ ； $x, y, z$ ——直角坐标系， $m$ ； $\alpha$ ——应力敏感系数， $Pa^{-1}$ ； $\eta$ ——渗吸驱油效率， $\%$ ； $\mu$ ——流体黏度， $Pa \cdot s$ ； $\rho$ ——流体密度， $kg/m^3$ ； $\sigma_{ow}$ ——油水界面张力， $N/m$ ； $\phi$ ——孔隙度， $f$ 。  
下标： $f$ ——裂缝； $m$ ——基质； $o$ ——油相； $w$ ——水相。

参考文献：

[1] 王香增, 任来义, 贺永红, 等. 鄂尔多斯盆地致密油的定义[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(1): 2-5.  
WANG Xiangzeng, REN Laiyi, HE Yonghong, et al. Definition of tight oil in Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1): 2-5.

[2] AUSTAD T, STANDNES D C. Spontaneous imbibition of water into oil-wet carbonates[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003, 39(324): 363-376.

[3] 韦青, 李治平, 王香增, 等. 裂缝性致密砂岩储层渗吸机理及影响因素: 以鄂尔多斯盆地吴起地区长8储层为例[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(4): 102-107.  
WEI Qing, LI Zhiping, WANG Xiangzeng, et al. Mechanism and influence factors of imbibition in fractured tight sandstone reservoir:

An example from Chang 8 reservoir of Wuqi area in Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(4): 102-107.

[4] DING M, KWANZAS A, LASTOCKIN D. Evaluation of gas saturation during water imbibition experiments[J]. JCPT, 2006, 45(10): 73-98.

[5] HØGNESEN E J, STANDNES D C, AUSTAD T. Experimental and numerical investigation of high temperature imbibition into preferential oil-wet chalk[J]. J. Pet. Sci. Eng., 2006, 53(1/2): 100-112.

[6] OLAFUYI O A, CINAR Y, KNACKSTEDT M A, et al. Spontaneous imbibition in small cores[J]. SPE Journal, 2007, 4(3): 121-145.

[7] 陈淦, 宋志理. 火烧山油田基质岩块渗吸特征[J]. 新疆石油地质, 1994, 15(3): 268-275.  
CHEN Gan, SONG Zhili. Imbibition characteristics of rock matrix in Huoshaoshan oilfield[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1994, 15(3): 268-275.

[8] 蔡建超, 郁伯铭. 多孔介质自发渗吸研究进展[J]. 力学进展, 2012, 42(6): 735-754.  
CAI Jianchao, YU Boming. Advances in studies of spontaneous imbibition in porous media[J]. Advances in Mechanics, 2012, 42(6): 735-754.

[9] 华方奇, 宫长路, 熊伟, 等. 低渗透砂岩油藏渗吸规律研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2003, 22(3): 50-52.  
HUA Fangqi, GONG Changlu, XIONG Wei, et al. Low permeability sandstone reservoir imbibition law research[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2003, 22(3): 50-52.

[10] 李爱芬, 凡田友, 赵琳. 裂缝性油藏低渗透岩心自发渗吸实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(5): 67-77.  
LI Aifen, FAN Tianyou, ZHAO Lin. Experimental study of spontaneous imbibition in low permeability core fractured reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(5): 67-77.

[11] 裴柏林, 彭克宗, 黄爱斌. 一种渗吸曲线测定新方法[J]. 西南石油学院学报, 1994, 16(4): 46-50.  
PEI Bailin, PEN Kezong, HUANG Aibin. A new method of measuring imbibition curves[J]. Journal of Southwestern Petroleum Institute, 1994, 16(4): 46-50.

[12] 彭昱强, 何顺利, 郭尚平, 等. 注入速度对砂岩渗吸性的影响[J]. 新疆石油地质, 2010, 31(4): 399-401.  
PENG Yuqiang, HE Shunli, GUO Shangping, et al. Effect of injection rate on spontaneous imbibition of sandstone[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31(4): 399-401.

[13] 王锐, 岳湘安. 低渗油藏岩石压敏性及其对渗吸的影响[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2008, 30(6): 173-175.  
WANG Rui, YUE Xiangan. Influence of pressure sensitivity on imbibition for low permeability reservoir rocks[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2008, 30(6): 173-175.

[14] 王锐, 岳湘安, 李贻勇, 等. 不同尺度条件下的渗吸实验研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2012, 31(2): 112-115.



WANG Rui, YUE Xiangan, LI Yiyong, et al. Experimental study on the imbibition under the conditions of different scales[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2012, 31(2): 112-115.

[15] KEIJZER P P M, DE VRIES A S. Imbibition of surfactant solutions[R]. SPE 20222-PA, 1993.

[16] 谷潇雨, 蒲春生, 黄海, 等. 渗透率对致密砂岩储集层渗吸采油的微观影响机制[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(6): 948-954.

GU Xiaoyu, PU Chunsheng, HUANG Hai, et al. Micro-influencing mechanism of permeability on spontaneous imbibition recovery for tight sandstone reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(6): 948-954.

[17] 孟庆帮, 刘慧卿, 王敬. 天然裂缝性油藏渗吸规律[J]. 断块油气田, 2014, 21(3): 330-334.

MENG Qingbang, LIU Huiqing, WANG Jing, et al. Imbibition law of naturally fractured reservoirs[J]. Fault Block Oil & Gas Field, 2014, 21(3): 330-334.

[18] 王家禄, 刘玉章, 陈茂谦, 等. 低渗透油藏裂缝动态渗吸机理实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(1): 86-90.

WANG Jialu, LIU Yuzhang, CHEN Maoqian, et al. Experimental study on dynamic imbibition mechanism of low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(1): 86-90.

[19] 王香增. 低渗透油田开采技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012.

WANG Xiangzeng. Development technology in low permeability reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.

[20] 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 Jing, LIU Huiqing, XIA Jing, et al. Mechanism simulation of oil displacement by imbibition in fractured reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(5): 761-770.

[21] 方文超, 姜汉桥, 李俊键, 等. 致密储集层跨尺度耦合渗流数值模拟模型[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(3): 415-422.

FANG Wenchao, JIANG Hanqiao, LI Junjian, et al. A numerical simulation model for multi-scale flow in tight oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(3): 415-422.

[22] 杨正明. 低渗透油藏渗流机理及其应用[D]. 北京: 中国科学院大学, 2004.

YANG Zhengming. Porous flow mechanics for low permeability reservoirs and its application[D]. Beijing: University of Chinese Academy of Sciences, 2004.

[23] 秦积舜, 李爱芬. 油层物理学[M]. 东营: 石油大学出版社, 2003.

QIN Jishun, LI Aifen. Reservoir physics[M]. Dongying: University of Petroleum Press, 2003.

[24] SCHECHTER D S, ZHOU D, ORR F M J. Capillary imbibition and gravity segregation in low IFT systems[R]. SPE 22594, 1991.

[25] LI KEWEN, ROLAND N. Characterization of spontaneous water imbibition into gas-saturated rocks[R]. SPE 62552, 2000.

[26] CIL M, REIS J C, MILLER M A, et al. An examination of countercurrent capillary imbibition recovery from single matrix blocks and recovery predictions by analytical matrix fracture transfer functions[R]. SPE 49005, 1998.

[27] ZHOU X, MORRIS N R, MA S, et al. Interrelationship of wettability, initial water saturation, aging time, and oil recovery by spontaneous imbibition and waterflooding[J]. SPE Journal, 2000, 5(2): 199-207.

[28] 朱维耀, 鞠岩, 赵明, 等. 低渗透裂缝性砂岩油藏多孔介质渗吸机理研究[J]. 石油学报, 2002, 23(6): 56-59.

ZHU Weiyao, JU Yan, ZHAO Ming, et al. Spontaneous imbibition mechanism of flow through porous media and waterflooding in low-permeability fractured sandstone reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(6): 56-59.

第一作者简介: 王香增(1968-), 男, 河南滑县人, 博士, 陕西延长石油(集团)有限责任公司教授级高级工程师, 主要从事特低渗油气开采工程技术研究工作。地址: 陕西省西安市高新区科技二路75号, 陕西延长石油(集团)有限责任公司, 邮政编码: 710075。E-mail: sxycpcwxz@126.com  
 收稿日期: 2018-05-07 修回日期: 2018-09-21

(编辑 胡苇玮)



## 《石油勘探与开发》2019年第1期部分文章预告

渤海海域渤中19-6大型凝析气田形成条件与成藏特征	徐长贵, 于海波, 王军, 等
中—上扬子地区震旦纪陡山沱期沉积古地理及勘探意义	汪泽成, 刘静江, 姜华, 等
“进源找油”: 源岩油气内涵与前景	杨智, 邹才能
全球岩相古地理演化、控制因素与油气分布	张光亚, 童晓光, 温志新, 等
英西地区湖相碳酸盐岩角砾岩成因机制与勘探意义	王艳清, 刘占国, 宋光永, 等
复杂断块油藏三维地质模型多参数定量评价	谭学群, 刘云燕, 周晓舟, 等
中国石油油气开采工程技术进展与发展方向	雷群, 翁定为, 罗健辉, 等
天然裂缝多孔介质中流体运移的流线模拟	左立华, 于伟, 苗继军, 等
超稠油油藏蒸汽辅助重力泄油后期注空气开采技术	高永荣, 郭二鹏, 沈德煌, 等
致密油储集层水平井重复压裂时机优化——以松辽盆地白垩系青山口组为例	郭建春, 陶亮, 曾凡辉