

Simulation Study on Forced Imbibition of Tight Rock Samples and Multi-Scale Modeling

Shuai Li^{1,2}, Yunhong Ding², Yanming Yang³, Yongjun Lu², Bo Cai²

¹Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing

²Research Institute of Petroleum Exploration and Development (Langfang Branch), Langfang Hebei

³Downhole Operation Branch of Bohai Drilling Engineering Company, Renqiu Hebei

Email: ls_cupb@163.com

Received: Apr. 8th, 2016; accepted: Sep. 30th, 2016; published: Apr. 15th, 2017

Abstract

Because of small pore throat radius and high capillary pressure and strong imbibition force in tight reservoirs, if open flow was not implemented immediately after fracturing, in the soaking time after hydraulic fracturing, oil recovery was enhanced by displacement of differential pressure and imbibition displacement. To investigate the mechanism of this process, experiments with forced imbibition and multi-scale modeling were performed. Firstly, a one end open core sample was used to perform the experiment of imbibition under forced pressure for simulating the imbibition on the surface of fractures under pressure difference after fracturing. Secondly, a pore-throat scale model based on CT scanning was established to obtain respectively the relative permeability curves and capillary pressure curves of imbibition and displacement. Eventually a field scale numerical model was established to simulate the water and oil flow based on the relative permeability and capillary pressure with matrix and difference of fractures. The results show that ① oil recovery of forced imbibition is about 10% - 15% more than that of spontaneous imbibition, ② adjusting the micro pore parameters in pore-throat scale model for oil recovery matching, the curves of relative permeability and capillary pressure of displacement and imbibition are obtained, ③ by simulation under reservoir scale, the attributes of matrix with imbibition and fractures for displacement are determined, it can be used for well description of yield changes at the initial stage of production.

Keywords

Tight Rock Core, Volumetric Fracturing, Spontaneous Imbibition, Forced Displacement by Pressure Difference, Pore-Scale Modeling

致密岩心带压渗吸实验及多尺度模拟研究

李 帅^{1,2}, 丁云宏², 杨艳明³, 卢拥军², 才 博²

¹中国石油勘探开发研究院, 北京

²中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北 廊坊

³渤海钻探工程有限公司井下作业分公司, 河北 任丘

作者简介: 李帅(1987-), 男, 博士生, 主要从事储层改造与油藏数值模拟。

Email: ls_cupb@163.com

收稿日期: 2016年4月8日; 录用日期: 2016年9月30日; 发表日期: 2017年4月15日

摘 要

致密储层孔喉半径小, 毛细管压力高, 渗吸动力强, 压裂后若不立即放喷, 可依靠压后焖井过程中的压差驱替和自发渗吸提高原油采出程度。为探索该过程机理, 进行了带压渗吸实验和多尺度模拟研究: 首先, 将岩心单面开启, 进行带压渗吸实验, 模拟压裂完成后裂缝壁面在停泵压力下的渗吸行为。其次, 建立基于CT扫描的孔喉尺度模型, 分别获得驱替和渗吸的相对渗透率曲线和毛细管压力曲线。最后, 以相渗曲线和毛管压力曲线为纽带建立矿场尺度模型, 进行油藏尺度模拟。结果表明: ①岩心带压渗吸条件下的采收率比自发渗吸提高约10%~15%; ②通过调整孔喉尺度模型的微观孔隙参数进行渗吸采收率的拟合, 可分别计算得到驱替和渗吸的相对渗透率及毛细管压力曲线; ③油藏尺度下对基质赋予渗吸属性、对裂缝赋予驱替属性, 可对开采初期的产量变化有较好描述。

关键词

致密岩心, 体积压裂, 自发渗吸, 强制渗吸, 孔隙尺度模型

Copyright © 2017 by authors, Yangtze University and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

致密储层作为一种重要的非常规油气资源, 近些年来在国内外越来越多地受到了重视[1], 也逐渐成为我国现阶段油气资源战略中最现实、最有利的区域。但由于致密储层本身所具有的自然属性, 经过分段多簇大规模的体积改造后, 尽管可以形成较为复杂的裂缝网络系统[2], 现阶段仍然面临着产量低、递减快、采收率低等问题, 亟待解决。

渗吸采油作为裂缝性油藏的重要采油原理是在 20 世纪 50 年代的德克萨斯州普拉柏雷油田的砂岩粉砂岩裂缝性油藏被首次发现的[3]。国内外油田的开发实践表明, 对于水湿的裂缝性油藏, 开发过程中充分发挥毛管力的渗吸作用可在一定程度上提高原油采收率[4]。而对于致密砂岩储层, 在体积压裂造成复杂裂缝网络之后, 是否可以通过注入压裂液的渗吸作用提高原油产量, 本文将表面活性剂复配至压裂液中, 进行了表面活性剂的带压渗吸实验和模拟研究。

2. 带压渗吸实验模拟焖井过程

2.1. 实验原理

压裂停泵及焖井过程中，井筒内压力远大于地层压力，压裂液在压差驱替或毛管渗吸作用下进入储层基质。对于压差占主导的驱替过程，应该考虑如何进一步降低油水界面张力，同时促使油水接触后产生弱乳化效应，提高基质原油的驱替效率；而对于毛细管压力主导的渗吸过程，则应同时兼顾毛细管压力以及相对渗透率两方面，高毛细管压力可以提高自发渗吸速率，但对应的高界面张力会导致相对渗透率降低，进而抑制渗吸驱油效果。由于不同的驱油机理对工艺设计以及驱油用添加剂的需求不同，因此设计了实验来模拟润湿相在驱替压差和毛细管压力共同作用下的渗吸置换过程(图 1)。

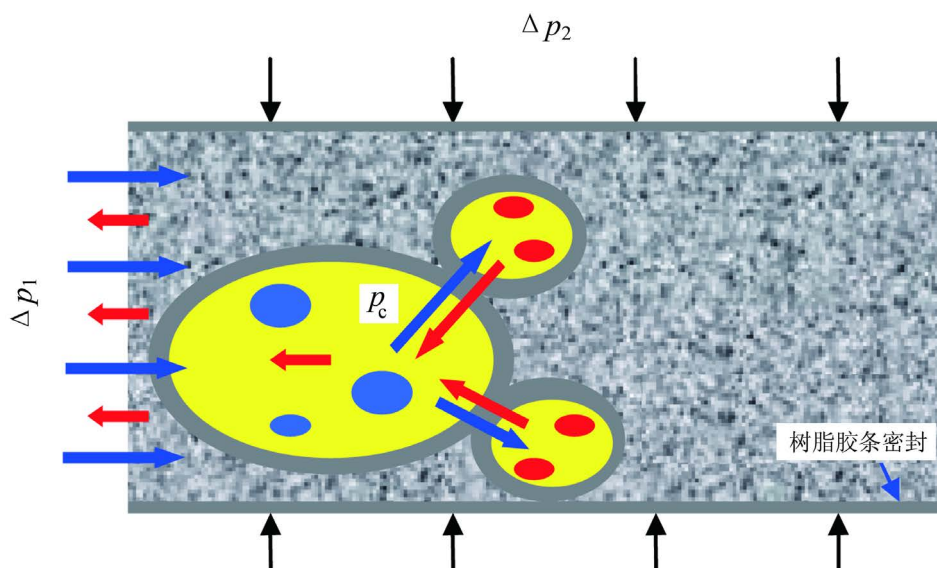


Figure 1. The displacement and imbibitions in the well soaking duration (oil in the bigger pore and crude oil in the small pore)

图 1. 压裂焖井中的驱替和渗吸现象(大孔隙内为润湿相，小孔隙内为原油)

2.2. 实验材料

选用新疆油田某致密油区块岩心，其空气渗透率为 0.3~1 mD，孔隙度为 6%~12%，岩心直径 2.5 cm，长度 2.6 cm，原油为该区块采出原油。所用压裂液在 26℃下的表面张力为 26~27 mN/m，界面张力为 0.02~0.05 mN/m。

2.3. 实验步骤

实验步骤如下：①岩心烘干并称重；②抽真空，饱和该区块地层水(矿化度 5500 mg/L，黏度 0.82 mPa·s)，建立 100%含水饱和度的岩心，称湿重；③使用矿场原油，对该岩心进行油驱，建立束缚水状态；④用树脂胶将岩心三面密封，只留裂缝壁面单面开启；⑤将岩样置于不同液体中，施加驱替压差 Δp_1 和围压 Δp_2 ，不断记录岩心重量，计算渗吸采收率。

$$R = \frac{\Delta m}{(\rho_w - \rho_o)V_o} \times 100\% \quad (1)$$

式中： R 为渗吸采收率，%； Δm 为岩样质量增量，g； ρ_w 为压裂液密度，g/cm³； ρ_o 为原油密度，g/cm³；

V_o 为饱和油的体积, cm^3 。

2.4. 实验方法

归一化是指对时间和渗吸采收率进行无量纲处理, 将不同条件下的实验结果放在同一尺度下比较。为进行归一化处理, 许多学者[5]-[10]创立并发展了多种无量纲化处理方法(表 1)。

Table 1. The method of dimensionless time
表 1. 无量纲时间方法

方法	无量纲时间
Mattax 和 Kyte [5] (1962)	$t_D = t \cdot \sqrt{\frac{K}{\phi}} \cdot \frac{\sigma}{\mu_w} \cdot \frac{1}{L_c^2}$
Gupta 和 Civan [6] (1994)	$t_D = t \cdot \sqrt{\frac{K}{\phi}} \cdot \frac{\sigma \cos \theta}{\sqrt{\mu_w \mu_o}} \cdot \frac{1}{L_c^2}$
Ma 等[7] (1997)	$t_D = t \cdot \sqrt{\frac{K}{\phi}} \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{\mu_w \mu_o}} \cdot \frac{1}{L_c^2}$
Zhou 等[8] (2002)	$t_D = t \cdot \sqrt{\frac{K}{2\phi}} \cdot \frac{\sigma}{\mu_w / K_{rw}^* + \mu_o / K_{ro}^*} \cdot \frac{1}{L_c^2}$
Li 和 Horne [9] (2006)	$t_D = t \cdot \frac{K}{\phi} \cdot P_c^* \cdot \frac{\sigma}{\mu_w / K_{rw}^* + \mu_o / K_{ro}^*} \cdot \frac{1}{L_c^2}$
Mason 等[10] (2010)	$t_D = t \cdot \sqrt{\frac{K}{\phi}} \cdot \frac{2\sigma}{\mu_w (1 + \sqrt{\mu_o / \mu_w})} \cdot \frac{1}{L_c^2}$

注: t_D 为无量纲时间, 1; t 为渗吸时间, s; K 为岩心渗透率, mD; ϕ 为岩心孔隙度, 1; μ_w 和 μ_o 分别为润湿相和原油黏度, mPa·s; σ 为油水界面张力, mN/m; L_c 为岩心特征长度, cm; θ 为接触角, (°); K_{rw}^* 和 K_{ro}^* 分别为渗吸前缘饱和度下水相和油相的相对渗透率, 1; P_c^* 为渗吸前缘饱和度下毛管压力, 100 kPa。

但是, 以上无量纲化的方法, 均由常压下的渗吸实验获得, 因此也仅针对于自发渗吸(spontaneous imbibition)。对于带压渗吸(forced displacement & imbibition)的无量纲归一化方法, 笔者在 Ma 等[7]的基础上, 加入驱替项 Δp , 进行带压渗吸实验结果的无量纲化。

$$t_D = t \cdot \frac{K}{\phi \sqrt{\mu_w \mu_o}} \cdot \frac{1}{L_c^2} \cdot (p_c + \Delta p) \quad (2)$$

$$L_c = \sqrt{\frac{V_b}{\sum_{i=1}^n A_i / l_{Ai}}} \quad (3)$$

式中: p_c 为渗吸毛细管压力, 100 kPa; Δp 为驱替压差, 100 kPa; V_b 为岩心体积, cm^3 ; A_i 为 i 方向的渗吸面积, cm^2 ; l_{Ai} 为渗吸界面到岩心中央的长度, cm。

通过无量纲处理(图 2)可以看出, 采用式(2)、式(3), 可将不同岩心、不同液体条件的带压渗吸实验结果进行较好的归一化。

3. 孔隙尺度渗吸过程的模拟

3.1. 模型假设

孔隙尺度流动模型以逾渗理论为基础[11] [12], 用来研究复杂孔隙结构和连通性多孔介质的内部流动。

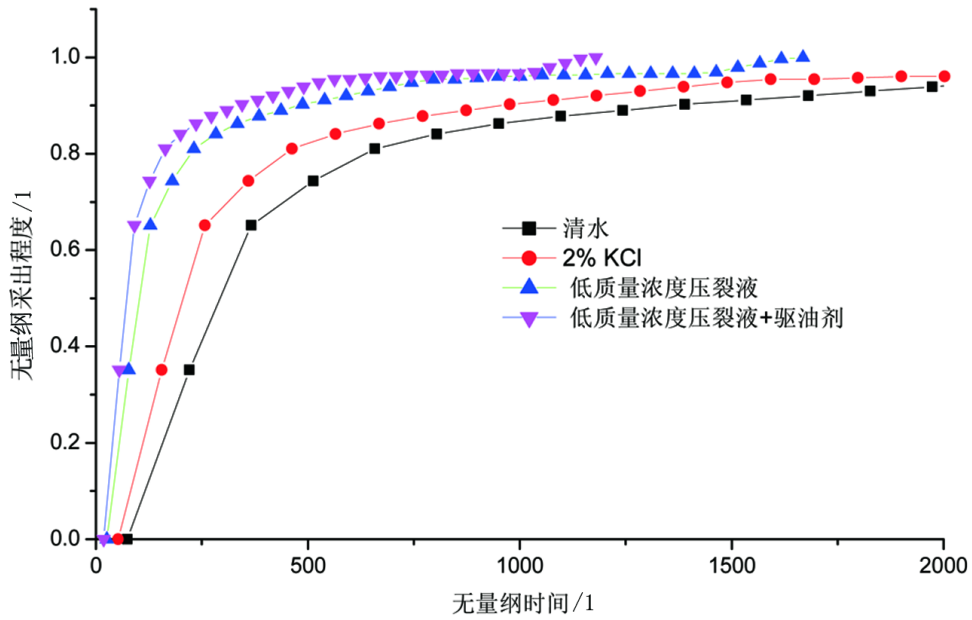


Figure 2. The dimensionless and forced imbibition curve
图 2. 无量纲带压渗吸结果

建立“孔隙尺度+矿场尺度”的多尺度综合模拟方法模拟考虑渗吸作用的致密油藏体积改造压后焖井以及返排生产过程。考虑致密储层特征，建立基于 CT 扫描的孔隙尺度网络模型，调整孔隙尺度模型微观参数进行采收率的拟合，分别获得渗吸、驱替状态下的相对渗透率曲线和毛细管压力曲线；然后，以相对渗透率曲线和毛细管压力曲线为桥梁，建立矿场尺度模型，并分别划分人工主裂缝、二级缝网、基质、侵入区等，从油藏尺度模拟矿场流体的实际油水流动。

3.2. 模型建立

假设真实岩心的孔喉截面形状分为三角形、正方形和圆形 3 种，采用这 3 种几何形状来描述岩心的真实孔隙空间。

$$G = \frac{S}{P^2} \quad (4)$$

式中： G 为形状因子，1； S 为几何形状截面面积， m^2 ； P 为几何形状截面周长， m 。

形状因子：圆形为 $1/4\pi$ ，正方形为 $1/16$ ，三角形介于 $0 \sim \sqrt{3}/36$ 之间，是变化值。因此，要对三角形进行特别描述：假设三角形半角分别为 β_1 ， β_2 ， β_3 ，且 β_3 为最大角，则三角形的形状因子可具体表述为：

$$G = \frac{S}{P^2} = \frac{1}{4} \tan \beta_1 \tan \beta_2 \cot(\beta_1 + \beta_2) \quad (5)$$

对于孔喉的分布，采用截断威布尔分布来表示，则孔道半径 r_p 和喉道半径 r 可以分别用式(6)和式(7)表示。

$$r_p = \max \left(\alpha \frac{\sum_{i=1}^n r_i}{n_c}, \max(r_i) \right) \quad (6)$$

$$r = (r_{\max} - r_{\min}) \times \left[-\delta \ln \left(x(1 - e^{-1/\delta}) + e^{-1/\delta} \right) \right]^{1/\gamma} + r_{\min} \quad (7)$$

式中： r_p 为孔道半径，m； α 为孔喉比，1； n_c 为配位数，1； r ， r_{\max} ， r_{\min} 分别为喉道半径、最大喉道半径、最小喉道半径，m； δ ， γ 分别为特征参数，1。

3.3. 模型计算

在模型中加入两相流体，在存在驱替压力和无驱替压力情况下，分别进行计算。其中，饱和度、渗透率、相对渗透率的计算方法如下。

1) 饱和度计算 统计某一时刻每一个孔喉单元的含水量和含油量，叠加之后即可获得整个模型的含水饱和度：

$$S_w = \frac{\sum_{i=1}^n V_{iw}}{\sum_{i=1}^n V_i} \quad (8)$$

式中： n 为模型中孔喉总数，1； V_{iw} 为第 i 个孔喉内水的体积， cm^3 ； V_i 为第 i 个孔喉的总体积， cm^3 。

2) 相对渗透率计算 某一相的相对渗透率可以由两相流动时的该相流量与单相流动时该相流量相除得到：

$$K_r = \frac{q_m}{q_s} \quad (9)$$

式中： K_r 为某一单相的相对渗透率，1； q_m 为多相流动时的流体流量， cm^3/s ； q_s 为单相流动时的流体流量， cm^3/s 。

最终，通过孔隙网络模型进行渗吸采收率的拟合，校正模型，并计算渗吸和驱替的毛细管压力曲线(图 3)和相对渗透率曲线(图 4)。

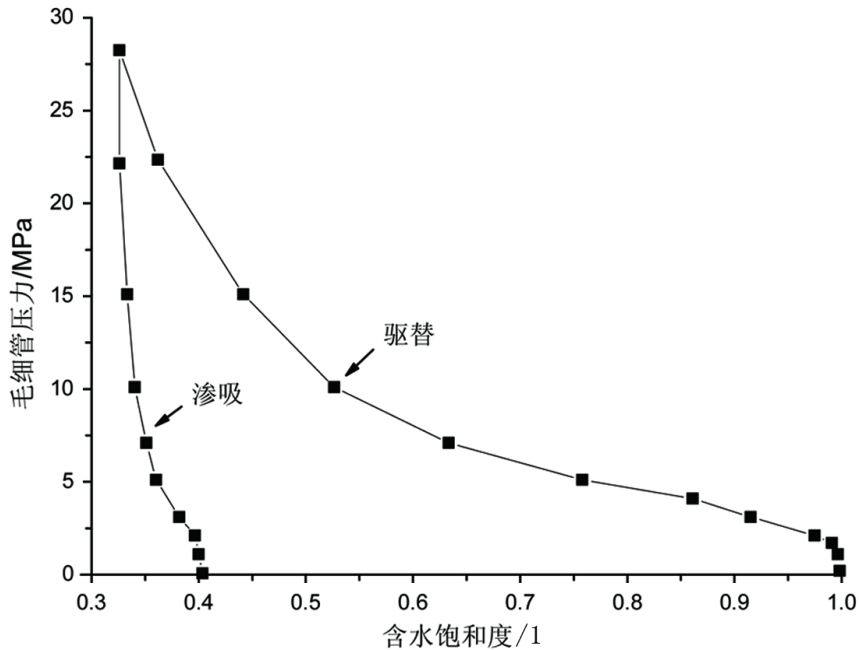


Figure 3. The capillary pressure curve during the imbibition and displacement

图 3. 驱替和渗吸过程毛细管压力曲线

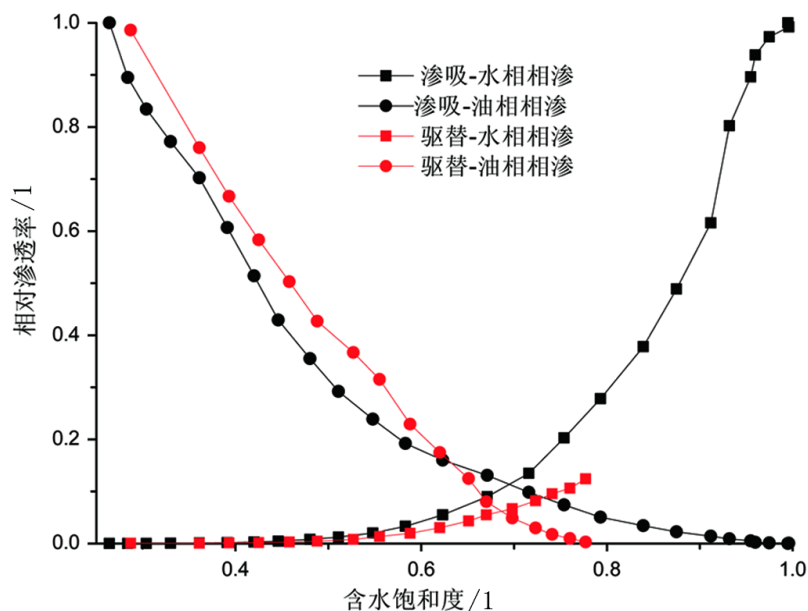


Figure 4. The relative permeability curve during the imbibition and displacement
图 4. 渗吸和驱替相对渗透率曲线

4. 矿场尺度模拟渗吸、驱替过程

4.1. 实例分析

在矿场尺度，选取新疆油田某区块进行渗吸和驱替的模拟。该井目的层位为二叠系下乌尔禾组，油藏埋深为 3850 m，油层厚度为 14.5 m，原始含水饱和度为 41.2%，平均孔隙度为 9.29%，基质渗透率为 2 mD，为低孔、低渗致密储层。

首先，根据微地震检测数据，计算体积压裂改造区(SRV)的大小。裂缝方位为北偏东 103°，SRV 西翼长 71 m，东翼长 122 m，SRV 宽度为 36 m，SRV 高度为 28 m，SRV 体积为 $193 \text{ m} \times 36 \text{ m} \times 28 \text{ m} = 0.19 \times 10^6 \text{ m}^3$ 。

其次，选用双重介质模型，基质层采用渗吸的相对渗透率和毛细管压力曲线，裂缝层采用驱替的相对渗透率和毛细管压力曲线(图 5(a))。

第三，对基质层的 SRV 区进行对数网格步长的缝网加密(图 5(b))。对数步长的裂缝加密为非等间距方式，离裂缝越近，网格越密，这样可以保证相邻网格的压力降更符合实际油藏情况[13]。

4.2. 结果分析

表面活性剂的加入即可以通过流体界面的吸附改变油水界面张力，又可通过液固界面吸附改变岩石润湿角和润湿性，进而改变毛细管力的大小和方向。模拟结果显示，压裂后 SRV 区压力上升明显，焖井时压力扩散降低，并在生产过程中形成压降漏斗；焖井过程中人工裂缝、侵入区内的含水饱和度迅速降低，而基质内的含水饱和度由于体量的原因上升缓慢；焖井过程主要影响初期产量，长期来看，产量主要取决于储层性质和改造效果。

对于物性较好储层，由于毛细管压力远小于驱替压差，数值模拟过程中通常可忽略毛细管压力作用。但对于致密储层，孔喉结构微小，毛细管压力可达 10~30 MPa，在压裂完成后的焖井期间，驱替压差逐渐减弱，毛细管压力则成为此期间流体在储层重新分布的主要动力。然而在渗吸过程中，只有与裂缝壁

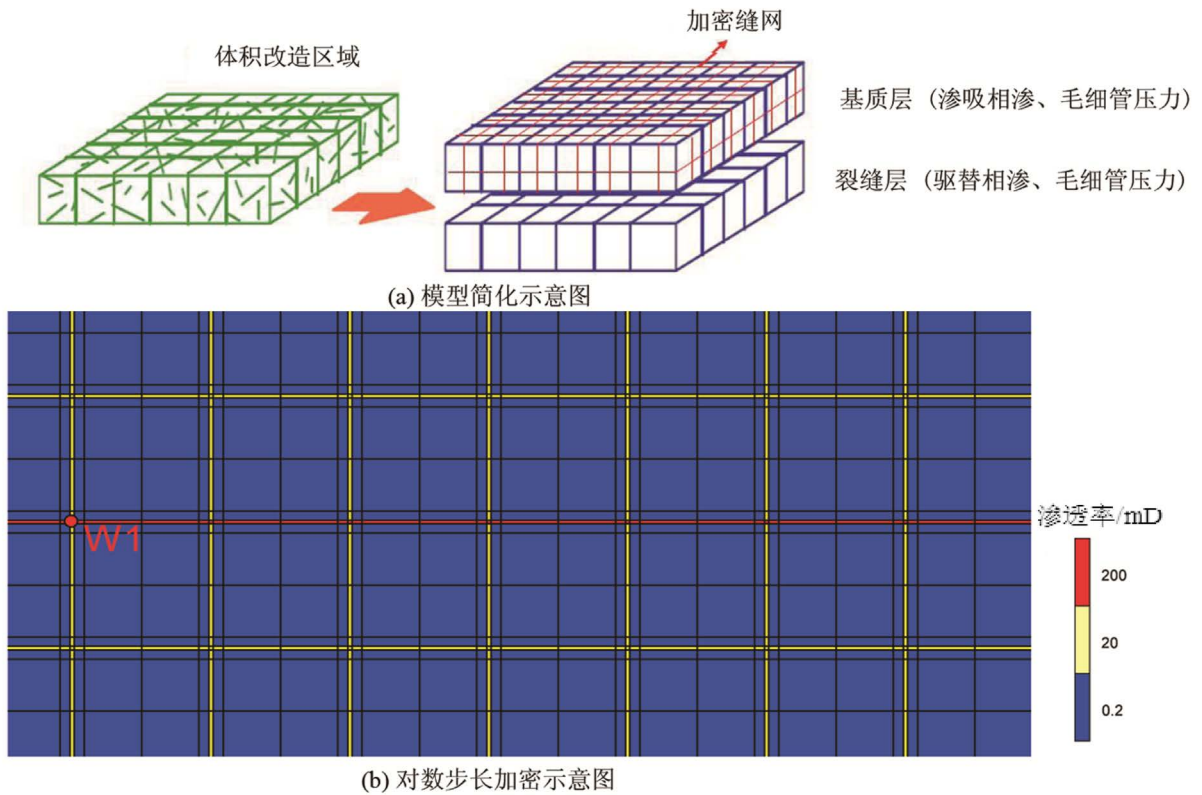


Figure 5. The sketch map of the numeral model
图 5. 矿场模拟示意图

面接触的基质才能进行油水置换，提高接触面积有利于提高渗吸效果，这就需要在储层改造中，尽可能地根据储层条件提高体积改造的裂缝复杂程度，增加基质与液体的接触面积与接触体积，提高压裂液与地层间的油水置换，最终提高基质原油采出程度。

5. 结论

- 1) 针对水湿储层，进行了小尺度岩芯带压渗吸实验以及带压渗吸实验结果的归一化方法研究，带压渗吸实验条件下的采收率比自发渗吸提高 10%~15%。
- 2) 孔隙尺度模型可以对驱替和渗吸过程进行微观尺度的有效模拟，调整孔喉大小、孔喉比、配位数等校正模型，可获得驱替和渗吸的相渗和毛细管压力曲线。
- 3) 采用“孔隙尺度 + 矿场尺度”多尺度的综合模拟方法可对开采初期的产油产水变化有较好描述。

基金项目

国家科技重大专项(2016ZX05023)。

参考文献 (References)

- [1] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型, 特征, 机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187.
- [2] 李士奎, 刘卫东, 张海琴, 等. 低渗透油藏自发渗吸驱油实验研究[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 109-112.
- [3] 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.

- [4] 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.
- [5] Mattax, C.C. and Kyte, J.R. (1962) Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water-Drive Reservoir. *Society of Petroleum Engineers Journal*, **2**, 177-184. <https://doi.org/10.2118/187-PA>
- [6] Gupta, A. and Civan, F. (1994) An Improved Model for Laboratory Measurement of Matrix to Fracture Transfer Function Parameters in Immiscible Displacement. SPE28929.
- [7] Ma, S., Morrow, N.R. and Zhang, X. (1997) Generalized Scaling of Spontaneous Imbibition Data for Strongly Water-Wet Systems. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, **18**, 165-178. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(97\)00020-X](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(97)00020-X)
- [8] Zhou, D., Jia, L., Kamath, J., et al. (2002) Scaling of Counter-Current Imbibition Processes in Low-Permeability Porous Media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **33**, 61-74. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(01\)00176-0](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(01)00176-0)
- [9] Li, K. and Horne, R.N. (2006) Generalized Scaling Approach for Spontaneous Imbibition: An Analytical Model. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, **9**, 251-258. <https://doi.org/10.2118/77544-PA>
- [10] Mason, G., Fischer, H., Morrow, N.R., et al. (2010) Correlation for the Effect of Fluid Viscosities on Counter-Current Spontaneous Imbibition. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, **72**, 195-205. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.03.017>
- [11] Blunt, M.J. (1997) Effects of Heterogeneity and Wetting on Relative Permeability Using Pore Level Modeling. *SPE Journal*, **2**, 70-87. <https://doi.org/10.2118/36762-PA>
- [12] 彭昱强, 郭尚平, 韩冬. 表面活性剂对中性砂岩渗吸的影响[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(4): 48-51.
- [13] 刘广峰, 李帅, 顾岱鸿, 等. 离散裂缝网络模型在体积压裂裂缝网络模拟上的应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(6): 95-99.

[编辑] 黄鹂

期刊投稿者将享受如下服务:

1. 投稿前咨询服务 (QQ、微信、邮箱皆可)
2. 为您匹配最合适的期刊
3. 24 小时以内解答您的所有疑问
4. 友好的在线投稿界面
5. 专业的同行评审
6. 知网检索
7. 全网络覆盖式推广您的研究

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: jogt@hanspub.org