中国科学: 地球科学 2024 年 第 54 卷 第 1 期: 186 ~ 202
SCIENTIA SINICA Terrae earthcn.scichina.com
《中国科学》杂志社 SCIENCE CHINA PRESS

论 文

致密砂岩油运聚动力学机制及含油饱和度预测的数值模拟

曹高辉[1], 林缅[1,2*], 张立宽[3], 姬莉莉[1,2], 江文滨[1,2]

1. 中国科学院力学研究所, 北京 100190;
2. 中国科学院大学工程科学学院, 北京 100049;
3. 中国科学院地质与地球物理研究所, 北京 100029
* 通讯作者, E-mail: linmian@imech.ac.cn

收稿日期: 2023-05-12; 收修改稿日期: 2023-09-25; 接受日期: 2023-10-08; 网络版发表日期: 2023-12-15
国家自然科学基金项目(批准号: 42030808, 41690132, 41872163, 52242402)以及中国科学院战略性先导科技专项(A类)项目(编号: XDA14010304)资助

摘要 定量刻画致密砂岩油运聚是油气勘探领域的研究前沿. 本文设计了包含多种基本地质要素的概念模型, 构建了致密砂岩油运聚的非线性渗流数值模型. 研究了滑移效应、超压驱动力、浮力、毛管力对致密油运聚的影响规律, 模拟结果表明: (1) 致密储层和常规储层的石油运聚差异体现在饱和度的增长方式、油水分布特征、地层倾角影响等方面; (2) 平均孔喉半径小于150nm时滑移效应影响较大, 超压驱动力和毛管力是控制致密砂岩油运聚的主要力学机制, 浮力、毛管力和超压驱动力耦合作用控制致密砂岩含油饱和度上限和下限. 最终, 本文形成了快速预测致密砂岩含油饱和度的有量纲和无量纲图版, 并通过实测数据进行了检验. 研究结果为分析致密砂岩油运聚机理提供了基础, 并且为其含油饱和度预测提供了一种新的途径. 此外, 本文还发展了运聚结果的数字化和可视化分析方法, 充实了油气成藏动力学的表达方式.

关键词 致密砂岩, 油气运聚, 动力学, 含油饱和度, 数值模拟

1 引言

在工业化城镇化深入推进的大背景下, 中国能源消费需求将难以避免地继续增长, 资源潜力巨大的非常规油气资源越来越受到重视(曹喆等, 2014; 胡素云等, 2019; 孙龙德等, 2019; 方欣欣等, 2020; 金之钧等, 2021). 作为非常规油气资源中的一员, 致密砂岩油, 在中国分布十分广泛, 被认为是中国最现实的石油战略接替资源. 然而, 致密砂岩油成藏方式与常规储层有很大不同, 以鄂尔多斯盆地上三叠系延长组长6致密砂岩油为例, 其具有“弥漫式”、大面积分布的特点, 储层油水关系复杂. 因此, 厘清致密砂岩油运聚动力学机制, 准确预测储层含油饱和度, 是石油地质学领域极为重要的前沿科学问题(曾溅辉等, 2015).

对常规油气而言, 其运聚动力学机制已经得到公认, 如浮力是主要动力, 油气流动遵循线性规律(达西

中文引用格式: 曹高辉, 林缅, 张立宽, 姬莉莉, 江文滨. 2024. 致密砂岩油运聚动力学机制及含油饱和度预测的数值模拟. 中国科学: 地球科学, 54(1): 186–202, doi: 10.1360/SSTe-2023-0096
英文引用格式: Cao G, Lin M, Zhang L, Ji L, Jiang W. 2024. Numerical simulation of the dynamic migration mechanism and prediction of saturation of tight sandstone oil. Science China Earth Sciences, 67(1): 179–195, https://doi.org/10.1007/s11430-023-1202-1

© 2023 《中国科学》杂志社

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

定律). 油气从烃源岩排出后, 经浮力驱动发生二次运移, 在相对独立的常规圈闭(相对低势区)富集成藏, 浮力作用下油气成藏是常规油气的根本特征. 然而, 致密砂岩中发育微-纳米级孔隙系统, 三维扫描重构数据计算表明, 致密砂岩纳米级孔隙为主要连通性孔隙类型, 占总孔隙类型85%以上(邹才能等, 2011), 在纳米级微观孔隙系统中, 流体的驱动动力、流动方式、富集场所与毫米级或微米级储层空间完全不同. 通过地质观察及逻辑推理, 学者们指出致密油典型的成藏模式是源储相邻、高压充注, 运移主要靠超压驱动, 阻力主要为毛管力, 且表现为连续型富集成藏的特征等(Clarkson等, 2012; 邹才能, 2014; Guo等, 2017; Xu等, 2017). 然而, 这些研究大多停留在定性分析层面, 事实上, 致密油储层微纳米孔喉系统复杂, 存在多种非线性行为, 如非线性的非达西渗流、强非线性的毛管力及相对渗透率与饱和度关系等(Zhang等, 2018), 运聚过程中既有长程力导致的浮力, 又有短程力导致的毛管力、压力等, 决定了其特殊的流体运聚动力学机制. 但目前这种极为重要和特殊的流体运聚动力学机制尚未得到有效的揭示, 极大制约了致密油勘探开发进程, 是目前亟待解决的重大理论与现实问题.

除此之外, 油气运移研究应始终着眼于有效甜点识别的最终目标. 然而, 常规储层甜点识别的“背斜理论”及“圈闭理论”等并不适用于致密砂岩储层. 致密砂岩甜点识别的核心内容之一就是储层含油性(Cao等, 2016), 因此含油饱和度也是评价致密砂岩油运聚结果的关键. 针对于此, 人们从微观岩芯和宏观储层两个层面进行了分析. 微观层面上, 罗晓容等(2015)将致密砂岩分为含油砂岩、含水砂岩、钙质胶结砂岩和富含塑性岩屑砂岩, 一些学者通过物理模拟、数值模拟和岩芯分析等探讨了喉道尺寸、孔隙度、渗透率、充注压力等对含油饱和度的影响(张宇辰等, 2019; 张永超, 2019; 张亚东等, 2021). 宏观层面上, 詹容若等(2021)基于安沟油砂露头的解剖, 指出致密砂岩含油性受控于差异化的沉积和成岩作用, 夏东领等(2021)则以井点含油性分析为基础, 结合油水分布模式建立平面上的致密砂岩含油饱和度场. 由此可见, 微观上的含油饱和度相对容易定量, 已有研究明确了含油饱和度受到岩石物性、喉道尺寸等因素的控制, 但宏观上储层中的含油饱和度定量预测则十分困难, 当前多采用统计的方法, 并未能建立含油饱和度与储层物性、孔喉半径、边界动力等之间的量化关联, 因此难以用于预测致密砂岩的含油饱和度. 攻关致密砂岩含油性表征及预测技术, 具有重要的应用价值.

综上所述, 无论是致密油运聚的特殊动力学机制, 还是致密砂岩含油饱和度的预测, 都给油气成藏动力学研究提出了更高的要求. 罗晓容等(2007)指出动力学分析是地质学科学研究的精髓, 长期以来, 利用动力学的思想和方法研究油气成藏的过程是石油地质学一直努力的方向, 石油地质学理论的每一次飞跃都是在某一方面的动力学研究获得突破的结果. 针对石油运聚的动力学过程, 人们发展了一系列模型, 如流体势法、逾渗法和达西渗流法等(罗晓容等, 2007, 2016; 陈勇等, 2013; Wang等, 2016; Baur和Katz, 2018; 刘一茗, 2019). 其中流体势法以烃类运聚势能为核心, 根植于理想流体的势流理论, 忽略了致密多孔介质表面的流固界面效应; 逾渗法将流动空间抽象为网状结构, 计算高效简便且能快速确定石油运移路径, 但不包含饱和度信息; 达西模型方法可模拟石油运移动力学过程, 并刻画含油饱和度分布, 然而, 致密砂岩储层中发育着丰富的微-纳孔喉系统, 流体流动存在明显的滑移作用(Majumder等, 2005), 其流速可以比通常采用的Hagen-Poiseuille流方法计算的结果高出1~3个量级(Whitby等, 2008; Javadpour等, 2015), 因此, 常规储层的达西模型也不能满足非常规油气运聚的需求, 需要发展致密砂岩油运聚的非线性渗流数值模型.

鉴于此, 本文将最新的流体动力学研究成果纳入油气成藏动力学的研究框架中, 设计了包含致密砂岩层、常规砂岩层以及源岩排烃等基本地质要素的概念模型, 并构建非线性渗流数值模型, 分析滑移效应及各种作用力在石油的运聚过程中的耦合规律及影响强弱, 以明确致密油运聚的动力学机制, 最终形成快速预测致密砂岩油储层含油饱和度的方法.

2　致密砂岩油非线性渗流数值模型

在定量地分析某一地质现象时, 精细刻画每一个细节显然是不可能的且通常也不是必要的, 因此, 有必要将研究对象与所研究问题相关的部分抽提出来, 以定量地获得对所研究地质对象某些本质特征的认识(罗晓容, 2008). 考虑致密砂岩油运聚的非线性、非达西的特征, 我们建立致密油非线性渗流数值模型, 模型

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

的基本假设如下: (1) 层内岩石物性均匀, 但考虑不同层之间的岩石物性差异; (2) 在运移过程中考虑流体和岩石的可压缩性以及非线性渗流特点; (3) 假设为恒温系统, 与温度相关的能量方程不参与计算; (4) 石油为轻质油, 忽略石油的吸附作用; (5) 运移发生之前岩石饱含水, 润湿性都为水湿, 毛管力为阻力.

然后, 建立致密介质中石油运移基本方程组和离散格式. 根据质量守恒, 得到流体的连续性方程(本文的符号说明参见网络版附录A, http://earthcn.scichina.com):

$$\begin{cases} \nabla\cdot(\rho_{\rm o}\mathbf{v}_{\rm o})+q_{\rm o}=\dfrac{\partial(\rho_{\rm o}\phi S_{\rm o})}{\partial t}, \\ \nabla\cdot(\rho_{\rm w}\mathbf{v}_{\rm w})+q_{\rm w}=\dfrac{\partial(\rho_{\rm w}\phi S_{\rm w})}{\partial t}. \end{cases} \tag{1}$$

此外, 根据动量守恒和广义的达西定律, 得到考虑滑移作用的动量方程:

$$\begin{cases} \mathbf{v}_{\rm o}=\dfrac{K_{\rm app}K_{\rm ro}}{\mu_{\rm o}}(\nabla p_{\rm o}-\rho_{\rm o}g\nabla Z), \\ \mathbf{v}_{\rm w}=\dfrac{K_{\rm app}K_{\rm rw}}{\mu_{\rm w}}(\nabla p_{\rm w}-\rho_{\rm w}g\nabla Z), \end{cases} \tag{2}$$

式中, $K_{\rm app}$为考虑滑移的表观渗透率, 根据文献中基于大量数值模拟的拟合结果给出(Afsharpoor和Javadpour, 2016):

$$K_{\rm app}=K_D\frac{2}{G}(0.16+0.12L_{\rm sd}+6.4G \\ -5.5\times10^{-3}L_{\rm sd}^2-50G^2+1.7L_{\rm sd}G), \tag{3}$$

式中, 无量纲滑移长度$L_{\rm sd}=\dfrac{L_{\rm s}}{\sqrt{A}}\approx\dfrac{L_{\rm s}}{\sqrt{8\pi\tau K_D/\phi}}$, 形状因子$G=\dfrac{A}{P^2}$, A为孔隙截面积, 而P为孔隙周长.

结合连续性方程和动量方程, 得到基本的微分方程组:

$$\begin{cases} \nabla\cdot\left(\dfrac{\rho_{\rm o}K_{\rm app}K_{\rm ro}}{\mu_{\rm o}}(\nabla p_{\rm o}-\rho_{\rm o}g\nabla Z)\right)+q_{\rm o}=\dfrac{\partial(\rho_{\rm o}\phi S_{\rm o})}{\partial t}, \\ \nabla\cdot\left(\dfrac{\rho_{\rm w}K_{\rm app}K_{\rm rw}}{\mu_{\rm w}}(\nabla p_{\rm w}-\rho_{\rm w}g\nabla Z)\right)=\dfrac{\partial(\rho_{\rm w}\phi S_{\rm w})}{\partial t}. \end{cases} \tag{4}$$

假设岩石变形在弹性区, 岩石在压力为p时的孔隙度为

$$\phi=\phi_{\rm ref}[1+C_r(p-p_{\rm ref})]. \tag{5}$$

考虑石油及水的可压缩性, 油和水的密度满足:

$$\rho_{\rm (o,w)}=\rho_{\rm (o,w)\,ref}\left[1+C_{\rm (o,w)}(p_{\rm (o,w)}-p_{\rm (o,w)\,ref})\right]. \tag{6}$$

接着, 将微分方程组(4)离散化, 得到

$$\begin{cases} \sum\limits_j\left[T_{ij,\rm o}(\Delta p-\rho_{\rm o}g\Delta Z)\right]^{n+1}+V_iq_{\rm o} \\ =C_{\rm op}(p^{n+1}-p^n)+C_{\rm ow}\left(S_{\rm w}^{n+1}-S_{\rm w}^n\right), \\ \sum\limits_j\left[T_{ij,\rm w}(\Delta p-\Delta p_{\rm cow}-\rho_{\rm w}g\Delta Z)\right]^{n+1} \\ =C_{\rm wp}(p^{n+1}-p^n)+C_{\rm ww}\left(S_{\rm w}^{n+1}-S_{\rm w}^n\right), \end{cases} \tag{7}$$

式中, 以油相压力$p_{\rm o}$和水相饱和度$S_{\rm w}$作为求解变量, 为了书写方便, 将油相压力$p_{\rm o}$简写为p. V_i为网格i的体积, 有j个相邻网格. 上标n指第n时间步的值, 上标n+1指第n+1时间步的值. 其余各参数如下所示:

$$C_{\rm op}=\frac{V_i}{\Delta t}\left[\rho_{\rm o}^n\frac{\partial\phi}{\partial p}+\phi^{n+1}\frac{\partial\rho_{\rm o}}{\partial p}\right](1-S_{\rm w}^n),$$

$$C_{\rm ow}=-\frac{V_i}{\Delta t}(\rho_{\rm o}\phi)^{n+1},$$

$$C_{\rm wp}=\frac{V_i}{\Delta t}\left[\rho_{\rm w}^n\frac{\partial\phi}{\partial p}+\phi^{n+1}\frac{\partial\rho_{\rm w}}{\partial p}\right]S_{\rm w}^n,$$

$$C_{\rm ww}=\frac{V_i}{\Delta t}(\rho_{\rm w}\phi)^{n+1},$$

$$T_{ij,\rm o}=\left(\frac{\rho_{\rm o}K_{\rm app}K_{\rm ro}}{\mu_{\rm o}}\right)_{ij}\frac{A_{ij}}{d_{ij}},$$

$$T_{ij,\rm w}=\left(\frac{\rho_{\rm w}K_{\rm app}K_{\rm rw}}{\mu_{\rm w}}\right)_{ij}\frac{A_{ij}}{d_{ij}},$$

$$\Delta p=p_j-p_i,$$

$$\Delta p_{\rm cow}=p_{{\rm cow},j}-p_{{\rm cow},i},$$

$$\Delta Z=Z_j-Z_i.$$

进一步, 采用全隐式格式, 将强非线性项$T_{ij,\rm (o,w)}$进行泰勒展开, 并取一阶近似, 对方程(7)进行线性化, 得到最终的油相方程和水相方程. 油相方程为

$$-C_{\rm op}\delta p_i-C_{\rm ow}\delta S_{{\rm w},i}+\sum_j T_{j,\rm o+}^v\left(\delta p_j-\delta p_i\right) \\ +\sum_j\left[\left(p_j^v-p_i^v\right)-\overline{p}_{ij,\rm o}^n g\left(Z_j-Z_i\right)\right] \\ \left[\left(\frac{\partial T_{ij,\rm o}}{\partial S_{\rm w}}\right)_+^v\delta S_{\rm w+}+\left(\frac{\partial T_{ij,\rm o}}{\partial p}\right)_+^v\delta p_+\right]+V_iq_{\rm o} \\ =C_{\rm op}\left(p_i^v-p_i^n\right)+C_{\rm ow}\left(S_{{\rm w},i}^v-S_{{\rm w},i}^n\right) \\ -\sum_j T_{ij,\rm o+}^v\left[\left(p_j^v-p_i^v\right)-\overline{p}_{ij,\rm o}^n g\left(Z_j-Z_i\right)\right], \tag{8}$$

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

水相方程为

$$
\begin{aligned}
&-C_{\mathrm{wp}}\delta p_i - C_{\mathrm{ww}}\delta S_{\mathrm{w},i} + \sum_j T^{v}_{ij,\mathrm{w}+}\left(\delta p_j - \delta p_i\right) \\
&+\sum_j\left[\left(p_j^{v} - p_i^{v}\right) - \left(p^{v}_{\mathrm{cow},j} - p^{v}_{\mathrm{cow},i}\right)\right. \\
&\left.-\rho^{n}_{ij,\mathrm{w}} g\left(Z_j - Z_i\right)\right]\left[\left(\frac{\partial T_{ij,\mathrm{w}}}{\partial S_{\mathrm{w}}}\right)^{v}_{+}\delta S_{\mathrm{w}+} + \left(\frac{\partial T_{ij,\mathrm{w}}}{\partial p}\right)^{v}_{+}\delta p_{+}\right] \\
&= C_{\mathrm{wp}}\left(p_i^{v} - p_i^{n}\right) + C_{\mathrm{ww}}\left(S^{v}_{\mathrm{w},i} - S^{n}_{\mathrm{w},i}\right) \\
&-\sum_j T^{v}_{ij,\mathrm{w}+}\left[\left(p_j^{v} - p_i^{v}\right) - \left(p^{v}_{\mathrm{cow},j} - p^{v}_{\mathrm{cow},i}\right) - \rho^{n}_{ij,\mathrm{w}} g\left(Z_j - Z_i\right)\right],
\end{aligned}
\tag{9}
$$

式中采用全隐式方法, 即第n时间步到第$n+1$时间步采用迭代求解, 分为多个迭代步, 上标v指物理量在v迭代步的值. δX为物理量在v迭代步的增量, 传导系数$T_{ij,(\mathrm{o},\mathrm{w})+}$采用上游格式, 以下标"+"号表示. 网格总数为$N$, 每个网格具有两个变量$S_{\mathrm{w}}$和$P_{\mathrm{o}}$, 共计$2N$个未知量, 则有$2N$个方程, 进行联立求解. 将各节点及其未知量进行自然排序:

$$
\mathbf{x} = \left[\delta p_1, \delta S_{\mathrm{w}1}, \delta p_2, \delta S_{\mathrm{w}2}, \ldots \delta p_N, \delta S_{\mathrm{w}N}\right]^{\mathrm{T}}. \tag{10}
$$

在得到代数方程组之后, 给定定解条件, 求解方程组, 便可得到不同时间步长内的油水压力场和油水饱和度场. 由于计算地质时间达到百万年级, 计算中我们设计了自适应的变步长算法, 以满足稳定高效的要求. 所谓变步长算法即是: 初始10~20个时间步采取指数增长形式, 之后改为确定时间步长, 并对每一步进行收敛性检验. 如果计算不收敛, 则缩小时间步长; 如果每个时间步的压力增量和饱和度增量过小, 则增加时间步长. 为检验模型的网格划分及计算代码, 我们计算了两相达西渗流情况, 具体细节如附录B所示, 很明显我们的数值计算与储层模拟开源软件The MATLAB Reservoir Simulation Toolbox(MRST)计算结果一致.

3　运聚概念模型及定解条件

3.1　概念模型设计

本文以鄂尔多斯盆地延长组长6致密砂岩为原型设计概念模型. 鄂尔多斯盆地是一个大型的克拉通盆地, 盆地中生代具有稳定沉降、湖盆宽缓和沉积范围大的特点, 为典型的大型内陆坳陷湖盆, 晚三叠世早期进入湖盆发育阶段, 沉积了一套由湖进到湖退的陆相碎屑岩层系(刘显阳, 2017). 长6期湖盆开始收缩, 是湖泊三角洲的主要建设时期, 成为延长组的主力产油层之一(任晓霞, 2016). 主力烃源岩为长7层, 其与长6紧密相邻, TOC平均值大于4%, 成熟度约为1%, 为一套优质烃源岩. 根据致密油气藏形成的一般模式(图1a), 石油在烃源岩中的干酪根生成后, 随后发生运移, 在致密储层及常规储层中聚集成藏, 我们构建了一个致密砂岩油运聚的概念模型. 概念模型中包含致密砂岩储层(D层)、常规砂岩储层(B层)、非储集层(A层和C层)以及源岩排烃等基本地质要素, 以分析致密砂岩油运聚的特殊动力学机制及含油饱和度的主控因素, 如图1b所示. 概念模型的尺寸设计原则是主要关注储层内尤其是致密储层D层内的石油运聚结果, 为了反映含油饱和度及压力沿深度方向的变化规律, 我们设计A~D各层的厚度比例是1:2:1:4. 而在横向上, 考虑到盆地内部地层平缓、构造简单、一般倾角不足1°的特点, 概念模型设计了一组水平平行的地层, 后文也将讨论倾斜带来的影响. 图1a中的断层作为封隔层, 在概念模型中视为封闭边界.

3.2　初始条件

侏罗纪晚期-早白垩世, 延长组沉积快速埋藏, 早白垩世达到最大埋藏深度, 延长组主力油层组的埋藏深度达到约3000m, 伴随中生代末期构造热事件, 延长组油层组地温梯度达3.5~4.0℃ $(100\mathrm{m})^{-1}$, 长7优质烃源岩生烃强度大, 排烃效率高, 生烃增压作用强烈. 参考长7烃源岩主力生烃时间段约110~100Ma(安鑫胜, 2019; 张杰, 2016), 计算中的时间跨度设为10Ma, 地层温度则按照3.5℃ $(100\mathrm{m})^{-1}$计算. 致密储层在充注之前为水饱和, 且剩余压力较低, 因此, 初始地层压力场设为静水压力状态, 并且储层完全被水饱和, 通过预算2Ma, 使油、水密度等与压力在空间上匹配. 在这样的初始条件下, 模拟石油从烃源岩排出, 进入相邻致密砂岩层, 随后发生二次运移的过程.

3.3　边界条件

常用的边界条件包括封闭边界、定流量边界和定压边界, 每种边界条件对应的地质实际如图2所示. 封闭边界主要包括断层封闭、不整合面封闭以及对称封闭, 同时当垂向运移主导、侧向运移不显著的情况下,

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

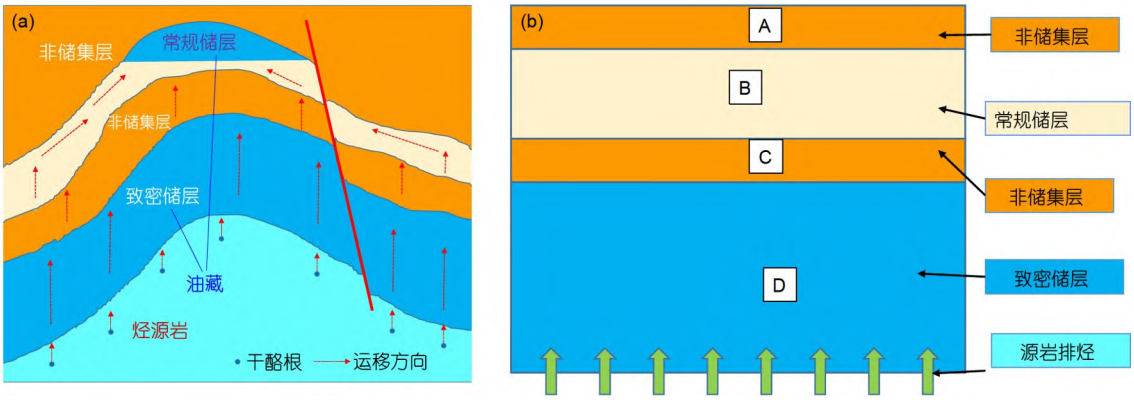


图 1　概念模型示意图

(a) 油气藏的一般形式; (b) 概念模型

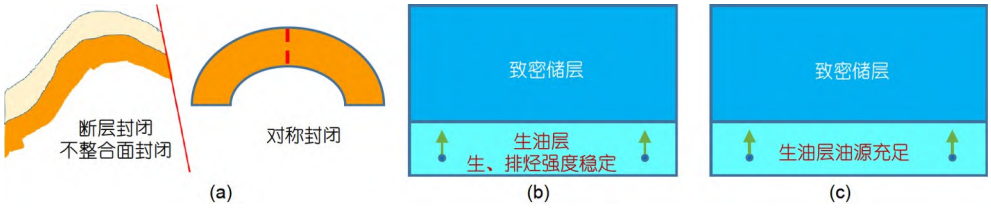


图 2　常用的边界条件示意图

(a) 封闭边界; (b) 定流量边界; (c) 定压边界

模型的侧边界也可以用封闭边界近似. 定流量边界主要用来刻画模型的下边界, 生油层在一段时间内温度较稳定, 使得其生排烃强度稳定, 可作为定流量边界. 定压边界则适用于下边界生油层油源充足、压力稳定或者上边界为稳定的含水层等情况, 此时边界相邻的层中流体运移带来的压力变化不大, 作为定压边界处理.

在本文的计算中, 模型上边界设为稳定的含水层, 设为定压边界, 且为水饱和; 下边界设置定流量边界或者定压边界, 代表源岩烃类的注入; 左、右侧边界则设置为封闭边界. 前人采用致密油储层流体包裹体和热动力学模拟测试, 恢复了致密油在早白垩最大成藏期的古压力, 此时异常高压较为明显, 长7生油层与上部长6油层存在明显的压力差, 剩余压力主要分布在8~20MPa范围内, 地层压力系数分布在1.5~1.8之间, 向上部油层和向下油层剩余压力减小, 在烃类流动运移, 充注和聚集过程中, 生排烃高峰期的超压起到了至关重要的作用(刘显阳, 2017), 排烃强度约为100×10^4t km^{-2} Ma^{-1}(安鑫胜, 2019), 据此我们给出具体的边界参数数值.

3.4　岩石与流体物性参数

本文模型中包含常规储层、致密储层及非储集层. 常规储层依据砂岩的实测结果(Valvatne和Blunt, 2004)设置了B层的岩石孔隙度、渗透率以及毛管力曲线和相渗曲线. 致密砂岩D层的数据根据文献的实测资料给出(任大忠, 2015; 崔景伟等, 2016; Zeng等, 2020). 非储集层A和C层则依据超致密岩石的测试结果给出(任大忠, 2015; Ji等, 2022). 最终, 各层岩石的参数如表1所示. 对比不同层的数据, 可知, 在物性上, 砂岩储层>致密砂岩储层>非储集层; 在毛管力上, 砂岩储层<致密砂岩储层<非储集层.

油水物性参数参照鄂尔多斯延长组致密油实测结果(陆骋, 2020), 如表2所示, 并且考虑流体的微可压缩性, 油水密度根据压力变化更新.

3.5　数据库的参数设置

为了分析滑移效应及各种作用力在石油的运聚过程中的影响, 并且获得快速预测致密砂岩含油饱和度的判识图版, 我们计算了一系列的算例, 并形成计算

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

表 1　各层岩石参数

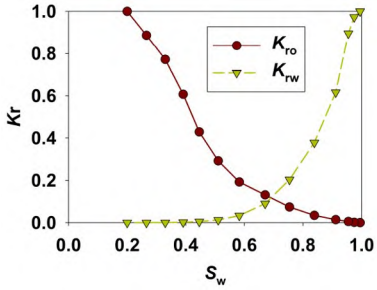
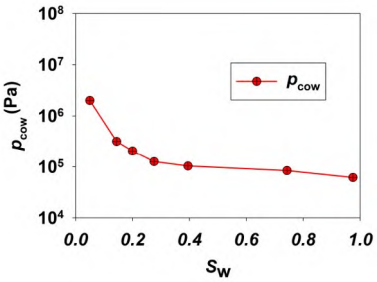
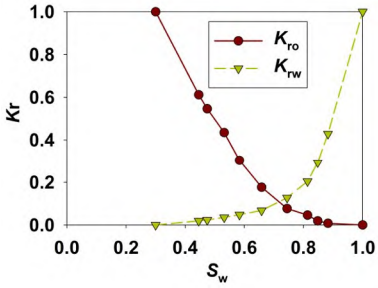
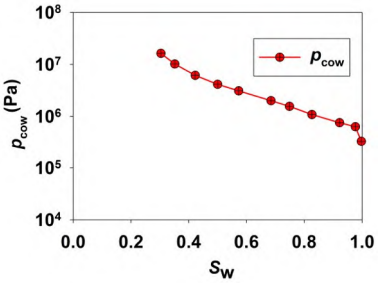
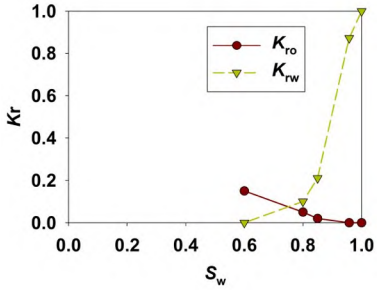
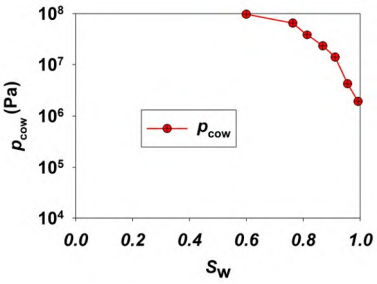
层位	基本参数	相渗曲线	毛管力曲线
B	砂岩 孔隙度: 18.8% 渗透率: $2286\times10^{-3}\mu m^2$		
D	致密砂岩 孔隙度: 5.6% 渗透率: $0.039\times10^{-3}\mu m^2$		
A, C	非储集层 孔隙度: 1.53% 渗透率: $35.9\times10^{-9}\mu m^2$		

表 2　油水物理性质参数[a)]

流体类型	参数名称	参数值
油	参考密度	$830 kg\ m^{-3}$
	地层黏度	5.9MPa s
	压缩系数	$7\times10^{-4}MPa^{-1}$
	参考压力	10MPa
水	参考密度	$1040 kg\ m^{-3}$
	地层黏度	0.2MPa s
	压缩系数	$4\times10^{-4}MPa^{-1}$
	参考压力	30MPa

a) 参数据陆骋(2020)

结果的数据库. 数据库的参数根据实测资料以及已有的曲线进行转换.

鄂尔多斯盆地长6致密砂岩的实测数据表明, 致密砂岩渗透率与孔隙度间满足幂函数关系(任大忠, 2015):

$$K_D = 0.0029(100\phi)^{1.4865}\times10^{-3}(\mu m^2). \tag{11}$$

上式表明可以通过给定的孔隙度计算渗透率. 此外, 压汞实测数据表明, 长6致密砂岩平均孔喉半径与孔隙度具有如下关系(任大忠, 2015):

$$\bar{r} = 0.0469e^{14.32\phi}(\mu m). \tag{12}$$

依据致密砂岩的平均孔喉半径, 本文参考毛管力曲线的J函数方法, 将实测致密砂岩毛管力进行归一化, 考虑到毛管力和孔隙半径的倒数成正比, 由此, 得到毛管力曲线的换算关系式:

$$p_{cow}(S_w) = p^*_{cow}(S_w)\cdot\bar{r}^*/\bar{r}, \tag{13}$$

式中, $p^*_{cow}(S_w)$, $\bar{r}^*$分别为参考点的毛管压力曲线和平均孔喉半径, 参考点取表1中的致密砂岩数据. 通过以

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

上关系式, 便将储层毛管力曲线以平均孔喉半径的函数表示, 从而获得一系列毛管力曲线.

超压驱动力以储层油压与静水压力之差给出:

$$p_{\text{over}} = p_{\text{o}} - p_{\text{h}}. \tag{14}$$

浮力以油水密度差进行计算:

$$p_{\text{b}} = (\rho_{\text{w}} - \rho_{\text{o}})gH. \tag{15}$$

在数据库的计算中, 我们设定致密岩石孔隙度从1%到10%, 间隔1%, 有10种情况, 根据式(11)和式(12), 计算其对应的渗透率为$0.0029\times10^{-3}\ \mu\text{m}^2$到$0.09\times10^{-3}\ \mu\text{m}^2$, 而对应的平均孔喉半径从0.05μm到0.2μm; 下边界超压从2到20MPa, 间隔2MPa, 有10种情况; 油密度从770kg m^{-3}到860kg m^{-3}, 间隔30kg m^{-3}, 有4种情况; 数据库案例共计10×10×4=400组. 通过以上的输入参数设置, 数据库中便包含了不同毛管力、超压驱动力以及浮力的多种组合的计算结果.

4 模拟结果与分析

本节开展一系列致密砂岩油运聚数值模拟, 首先通过基本模型的计算分析石油的运聚过程, 在其中包含下边界定流量(恒定排烃强度)和下边界定压力(恒定压力)两种情况; 然后采用对比分析的方法, 分析滑移效应、超压驱动力、浮力、毛管力对致密砂岩油运聚过程的影响; 最终计算了3.5节设计的400组算例, 形成计算结果的数据库, 建立含油饱和度快速预测的判识图版, 并采用文献资料进行检验.

4.1 石油运聚过程分析

首先, 我们开展基本模型计算, 包含恒定排烃强度和恒定压力两种情况. 恒定排烃强度的计算是为了更好地展示石油运聚的动态过程. 恒定压力的计算求解可以不含时间, 但也可以通过动态计算达到稳定的结果给出; 而恒定排烃强度的计算则必须要含时间. 考虑到, 一方面我们主要关注的是各个作用力之间的相互关系, 另一方面地质过程往往经历时间很长具有达到稳定的条件, 因此本文主体上计算的是恒定压力下的运聚结果.

4.1.1 基本模型模拟: 恒定排烃强度

设置下边界恒定排烃强度为100×10^4t km^{-2} Ma^{-1}(安鑫胜, 2019), 运移时间为10MPa. 图3分别给出了初始时刻(10Ma前)、石油尚未突破非储集层C的时刻(5Ma前), 以及最终时刻(0Ma前)三个时间节点的压力场和饱和度场云图. 图3a、3c、3e的油相压力场表明, 随着时间推演和下边界排烃的进行, 致密砂岩层压力由初始状态的34MPa, 一直升高, 最终上升到41MPa, 在致密砂岩层中产生了约7MPa的地层超压. 图3b、3d、3f的含油饱和度场表明, 石油首先进入邻近的致密砂岩层D, 经过5Ma, D层含油饱和度达到约54%, 并表现出油水共存, 无明显油水界面的特点; 再经过5Ma, 持续的排烃使得D层的部分石油发生二次运移, 突破非储集层C, 进入常规砂岩层B, 明显看出 B层油水分异, 顶部含油饱和度达到80%, 而底部饱和度接近于0, 说明B层浮力作用明显.

为了便于分析各个力的耦合作用, 我们取图3中心线上的各点(x=250m处), 绘制油相压力p_{o}, 水相压力p_{w}, 静水压力p_{h}以及含油饱和度S_{o}沿深度变化曲线, 如图4所示.

10Ma前(图4a), 石油运移还未开始, 含油饱和度为0, 全场水饱和, 此时水相压力和静水压力重合, 即不存在超压, 而且系统只有水相, 油相压力和水相压力也重合.

5Ma前(图4b), 随着石油充注, 各层油相压力和水相压力都有所上升, 模型内部形成了超压区. 由于油和水具有弱可压缩性, 顶部非储集层A排水较慢, 源岩排烃带来的油相压力上升速度较快. 在致密砂岩层D中, 油相压力高出静水压力约6MPa, 高出水相压力曲线5MPa, 即毛管力为5MPa. 相比于浮力0.4MPa, 致密砂岩中毛管力在量级上超过了浮力, 毛管力作用已经占主. 与此同时C层底部与顶部的油相压力差开始突破毛管力, 少量石油进入C层.

0Ma时(图4c), 随着排烃进行, 致密砂岩D层内油相压力和水相压力之差(毛管力)继续增大到约6MPa, 从图4b到图4c油饱和度上升变得更加困难, 而且D层顶部和底部的含油饱和度非常接近, 表明浮力影响也变得更弱. 由此可见, 致密砂岩油运移主要动力是烃源岩排烃形成的压力差, 主要阻力是毛管力, 浮力起到微弱的作用. 而在常规砂岩B层中, 浮力为0.2MPa, 毛管力约0.02MPa, 浮力作用影响大, 促进了石油向储层顶部聚集. 与常规砂岩储层相比, 致密砂岩储层中的毛管力大, 更利于石油在储层内铺展, 从而呈现

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

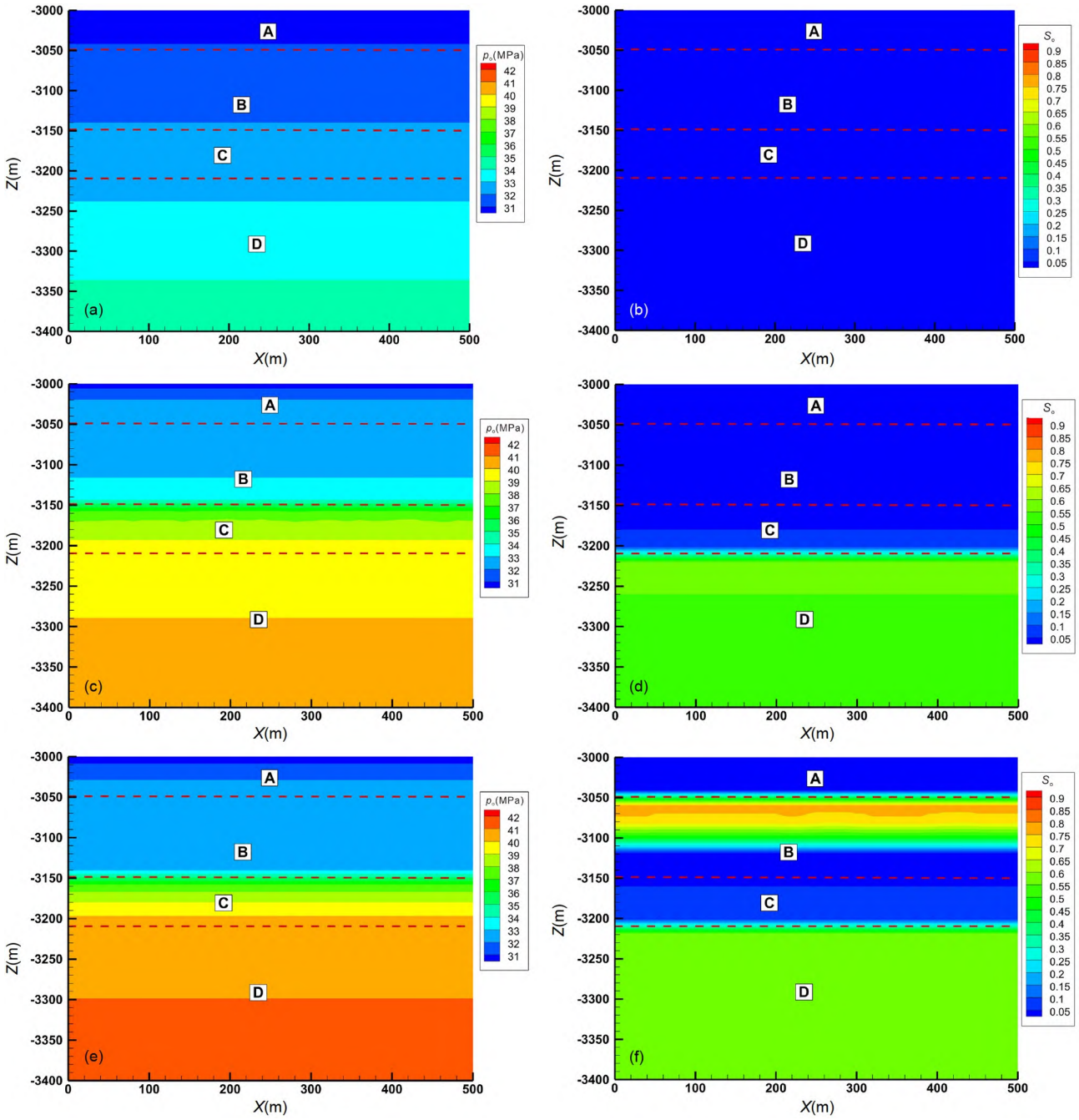


图 3　油相压力场和饱和度场随时间变化云图

(a) 10Ma(压力); (b) 10Ma(饱和度); (c) 5Ma(压力); (d) 5Ma (饱和度); (e) 0Ma (压力); (f) 0Ma(饱和度)

“弥漫式”石油分布，最终，致密砂岩层D中形成了约7MPa的超压．而对于常规砂岩B层，也形成了约1MPa的超压，但是其中的油相压力和水相压力非常接近，与致密砂岩层存在本质上的不同，究其原因是由于其毛管力小.

总的来说，致密储层和常规储层的石油运聚过程差异体现在：(1) 随着注烃进行，饱和度增长的方式不同，致密储层表现出层内饱和度整体提升，常规

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

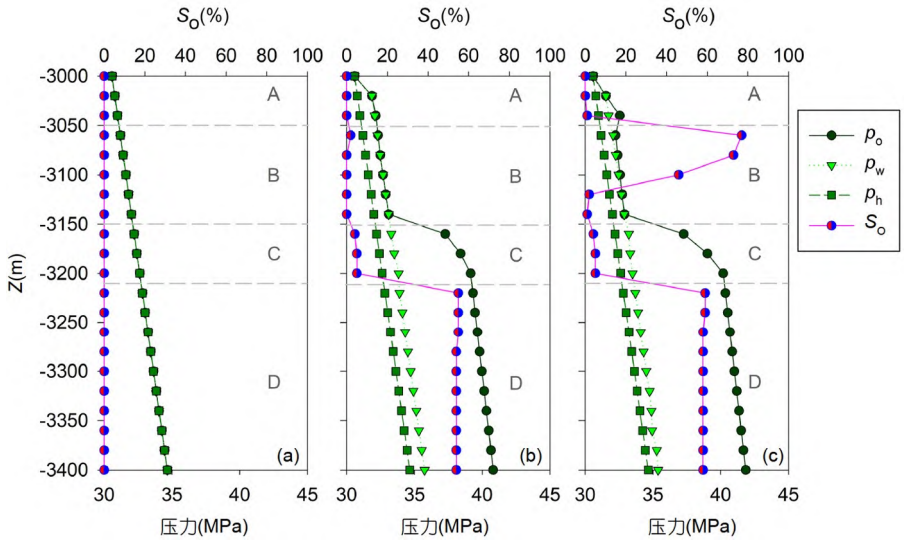


图 4　恒定排烃强度时的演变结果

(a) 10Ma前; (b) 5Ma前; (c) 0Ma

储层表现出顶部高饱和度区域扩大; (2) 致密储层无明显油水分异, 常规储层油水分异; (3) 致密储层毛管力随注烃增大明显, 常规储层浮力主导, 毛管力小且变化不大.

4.1.2　基本模型模拟: 恒定压力

设置下边界超压为7MPa, 即与4.1.1小节中的最终时刻0Ma时的边界超压一致. 计算恒定压力边界下的石油运聚过程, 通过动态模拟达到平衡态, 给出定压边界下的稳态解, 压力和含油饱和度演变如图5所示. 计算结果表明, 恒定压力条件下, 由于油和水的弱可压缩性, 压力的传导快于饱和度的扩展, 受下边界超压影响, 各层很快达到较高的压力值, 而含油饱和度的传导则较慢, 这一点显示在中间态(图5b)的结果中. 达到平衡态(图5c)时, 含油饱和度的继续演变导致了压力的调整, 模型中大量的水通过上边界排出, 水相压力反而比起中间态有所下降, 而由于毛管力随着饱和度演变而演变, 各层的油相压力也相应调整. 对比恒定排烃强度和恒定压力的计算结果, 当恒定压力条件设置了与恒定排烃强度条件的最终压力一致的时候, 两种模型的最终运聚结果非常接近(如图4c和图5c), 但是到达最终解的演变路径则不同(如图4b和图5b), 这主要是压力的传导速度和饱和度的扩展速度不同导致.

4.2　参数影响分析

本节讨论滑移效应及各种作用力对于致密油运聚的影响, 均采用恒定压力边界计算, 以石油运移平衡态的结果进行讨论分析.

4.2.1　滑移效应影响

本文模型在达西模型的基础上加入了液体滑移效应的考量. 因此, 我们计算了在其他参数一致的情况下, 不考虑滑移和考虑滑移的石油运聚结果, 如图6所示. 图6表明, 滑移效应的加入增加了致密储层和非储集层的渗透率, 提高了石油的运移能力, 从而也改善了石油向上运移的难易程度. 考虑滑移之后, 致密储层D层的含油饱和度比不考虑滑移时有所降低, 而其上面的常规储层B层的含油饱和度则有所增加. 此外, 超压的影响范围也发生了变化, 考虑滑移之后, 超压的影响范围也有所扩大. 从这个角度来说, 滑移效应可能不利于石油在致密储层中的聚集, 但可以预测的是, 其将有助于致密储层石油的采出. 一旦致密储层的石油运聚达到稳定, 其中含油饱和度近似确定值, 此时滑移效应就成为对其勘探开发有利的因素. 为了分析滑移效应对不同致密程度的岩石运聚结果的影响, 我们设计了一系列不同平均孔喉半径的致密砂岩, 并计算出不考虑滑移效应导致的含油饱和度误差, 如图7所示. 计算结果表明, 滑移效

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

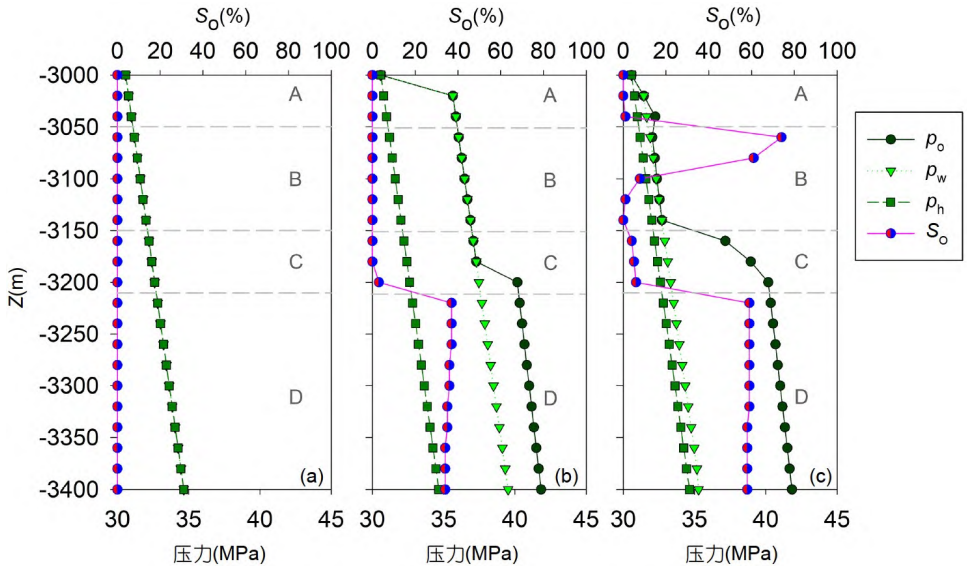


图 5　恒定压力时的演变结果

(a) 初始态; (b) 中间态; (c) 平衡态

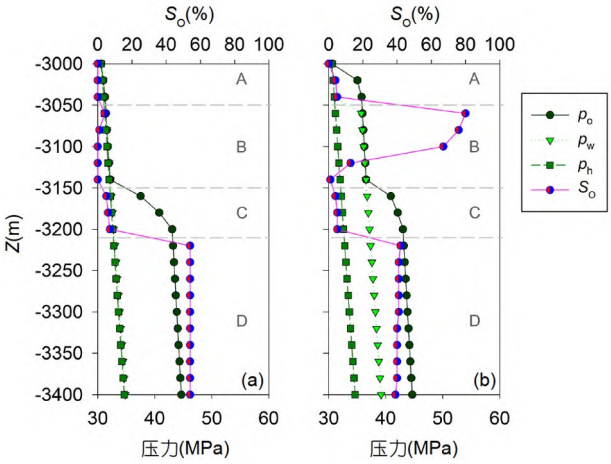


图 6　滑移效应对石油运聚的影响

(a) 不考虑滑移; (b) 考虑滑移

应导致的含油饱和度差异介于3%~30%之间, 随着致密砂岩平均孔喉半径的增大, 滑移效应的影响减弱. 当致密砂岩平均孔喉半径小于150nm时, 不考虑滑移效应导致的含油饱和度误差大于10%, 反之如果平均孔喉半径大于150nm, 则滑移的影响可以忽略. 需要说明的是, 本文的其他章节都考虑了滑移效应的影响.

4.2.2　超压驱动力影响

我们计算了不同超压驱动力下的石油运聚, 如图8所示. 计算结果表明: (1) 当边界超压较小时, 形成的超压区局限于致密储层D层内部, 石油运聚的动力不足, 导致D层含油饱和度很低约20%, 且石油不能突破更致密的C层(图8a); (2) 增大边界超压至6MPa, D层含油饱和度增大至50%左右, 此时部分石油突破C层而进入B层, 边界超压的增大使得D层内部的油相压力明显高于静水压力, 而水相压力则几乎没有对边界增压产生响应; (3) 进一步增大边界超压至14MPa, D层含油饱和度增大至约60%, D层的油相压力及水相压力都进一步增大, 显示出较高的异常高压, 此外B层的含油饱和度增大明显. 综合不同超压的结果可知, 随着超压驱动力的增大, 致密储层含油饱和度呈现非线性增大的趋势, 当边界超压少于6MPa时, 含油饱和度随着压力的增大变化明显, 而边界超压大于6MPa时, 含油饱和度随着压力的增大不明显, 逐渐趋于阈值含油饱和度.

4.2.3　浮力影响

浮力是油和水的不同密度导致的“重力分异”, 根本来源是地球对不同密度流体的万有引力. 因此, 为

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

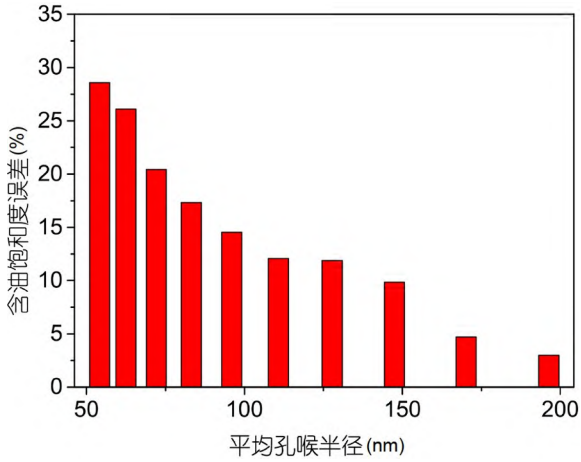


图 7　不同平均孔喉半径下的滑移效应对石油运聚影响

了讨论浮力大小的影响，我们计算了不同石油密度下的致密油运聚结果(图9). 计算结果表明: (1) 对于致密储层D层而言，储层顶部的含油饱和度几乎和储层底部保持一致，且石油密度的影响十分微弱，不同石油密度下的压力及饱和度结果都接近，表明浮力对致密储层的运聚影响小; (2) 对于常规储层B层而言，浮力的作用使得储层顶部含油饱和度明显高于底部，且随着石油密度的增加，油和水的密度差减小，石油受到的浮力减小，储层的含油饱和度降低.

此外，考虑到浮力的作用并不一定垂直于储层展布，我们设计了一组倾斜地层的模拟，在其他参数相同的情况下，计算了地层水平与地层倾斜下的石油运聚结果，两种情况下的含油饱和度分布如图10所示. 图10显示，地层倾斜对致密储层D层含油饱和度影响较小，其中不存在油水界面，呈现大面积含油的特点; 而地层倾斜对常规储层B层影响很大，表现为石油最终富集在倾斜地层顶部的构造圈闭中，B层的油水界面明显且界面水平. 结果反映出地层倾角对于常规储层的石油运聚至关重要，而对于致密储层则影响较小. 计算结果也从侧面反映出致密砂岩油成藏可以发生在向斜的底部以及斜坡段.

4.2.4　毛管力影响

毛管力受控于岩石的孔喉半径和饱和度，因此我们计算了具有不同平均孔喉半径的致密砂岩的石油运聚结果，并基于致密砂岩的中值毛管力(即含油饱和度为50%时的毛管力)进行分析. 平均孔喉半径和中值毛管力可以集中反映岩石的致密程度. 致密储层D层的平均孔喉半径分别为54、96与170nm，对应的中值毛管力分别为8、4.5和2.5MPa. 下边界的超压设为

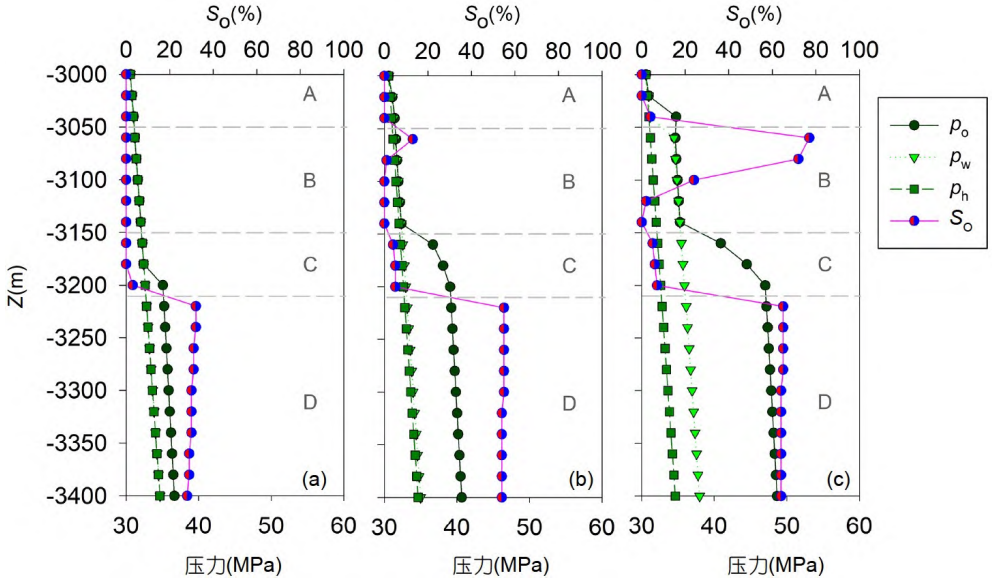


图 8　超压驱动力对石油运聚的影响

(a) 超压2MPa; (b) 超压6MPa; (c) 超压14MPa

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

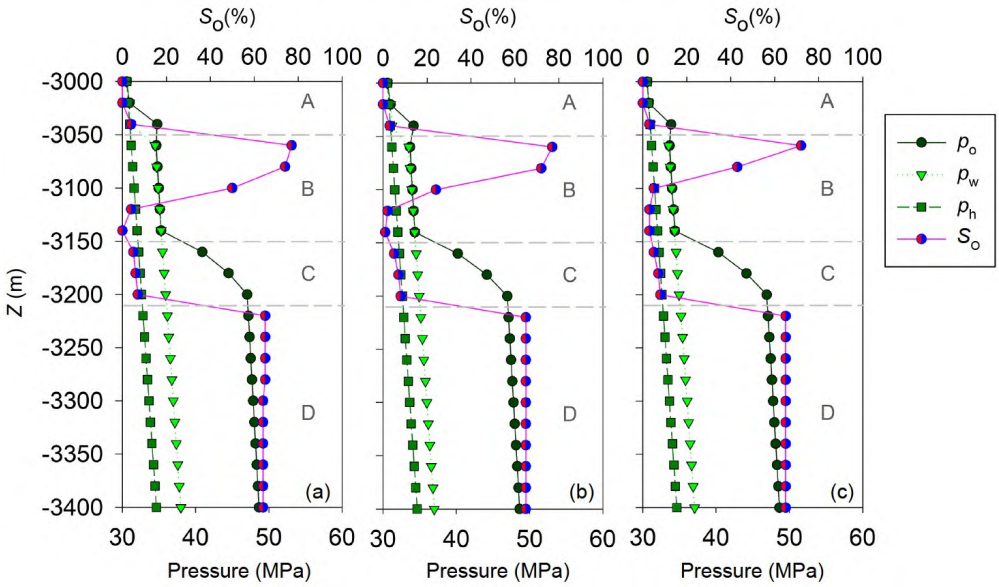


图 9　石油密度对石油运聚的影响

(a) 800kg m^{-3}; (b) 830kg m^{-3}; (c) 860kg m^{-3}

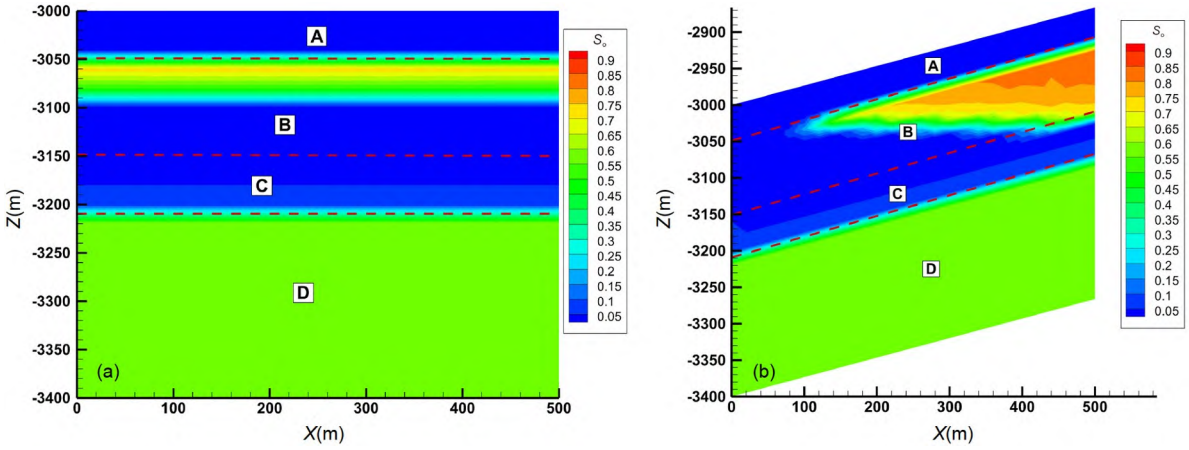


图 10　地层倾斜对石油运聚的影响

(a) 地层水平; (b) 地层倾斜

6MPa, 计算结果如图11所示. 图11显示, 随着致密岩石D层的平均孔喉半径增大, 即由图11a~11c致密岩石物性变好, 在相同的边界超压下, 致密岩石的含油饱和度呈现上升趋势. 但各层平衡态的油相压力接近, 实际毛管力值接近. 这说明, 在相同的边界条件下, 致密储层内部的毛管力大小最终达到与边界超压的平衡关系, 但是同样的毛管力值在不同物性的致密岩石中对应的含油饱和度差异大.

4.3　致密砂岩含油饱和度图版

4.3.1　有量纲图版

根据3.5节的参数方案, 我们计算了不同毛管力、超压驱动力以及浮力的组合下运聚结果, 以获得快速预测致密砂岩含油饱和度的判识图版. 结果中密度的影响较小, 因此以平均孔喉半径和超压驱动力为坐标, 得到有量纲的含油饱和度图版如图12所示. 图12显示,

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

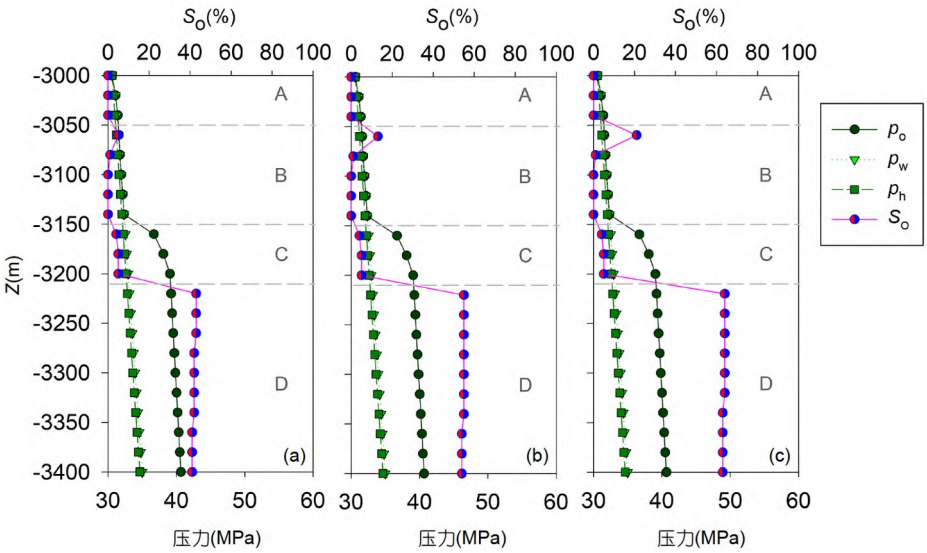


图 11　中值毛管力对石油运聚的影响

(a) 8.0MPa; (b) 4.5MPa; (c) 2.5MPa

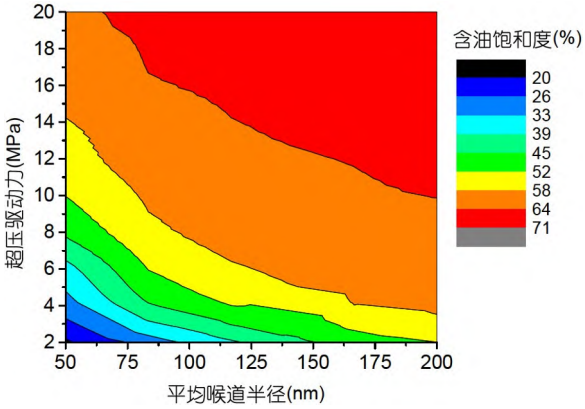


图 12　含油饱和度有量纲图版

随着平均孔喉半径的增大及超压驱动力的增大，致密砂岩储层的含油饱和度都呈现非线性增大的趋势．即当含油饱和度较低时，其随平均孔喉半径或超压驱动力的增大都呈现快速上升；而当含油饱和度大于50%时，其随平均孔喉半径或超压驱动力的增大逐渐呈现平缓上升．表明储层含油饱和度越高，其进一步的上升则愈加困难．

前人讨论致密砂岩含油饱和度的定量控制因素时，大多基于岩芯尺度进行分析，如崔景伟等(2013)建立致密砂岩含油量和孔隙度之间的图版，张亚东等(2021)建立可动流体饱和度与渗流率的图版等．蔡来星等(2015)指出喉道半径是制约石油能否充注致密储层成藏的关键．闫林等(2019)指出致密油的富集主要取决于储集层的物性好坏及相邻的烃源岩的品质优劣．笔者尚未看到致密砂岩储层尺度的含油饱和度模拟结果．储层与岩芯在尺度上的差异，导致浮力作用大小及非均质性也不同．针对浮力而言，因其对致密储层影响相对较小，所以岩芯尺度的超压驱动力及物性关系在一定程度上可以用来预测储层尺度的结果．而针对非均质性而言，岩芯尺度的研究则与宏观尺度相差很远，因为宏观上系统局部的边界条件复杂，油气运聚是各个部分生成、竞争和阻挡的最终结果．

4.3.2　无量纲图版

为了更好地明确浮力、超压驱动力和毛管力的竞争关系，我们绘制了致密砂岩含油饱和度的无量纲图版．在计算无量纲图版时，分别以超压驱动力和(中值)毛管力为参考量，获得的含油饱和度图版，如图13所示．图13a刻画了毛管力与浮力之间的关系，结果表明毛管力对于致密砂岩含油饱和度的控制强于浮力．图13b刻画了浮力和超压驱动力这两种动力之间的对比关系，结果表明超压驱动力是致密油成藏的主要动力．

进一步，我们将图13进行降维处理，获得更简化的图14．图14a表明，无量纲毛管力(即毛管力与超压驱动力之比)越大，浮力的影响越小，当无量纲毛管力

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

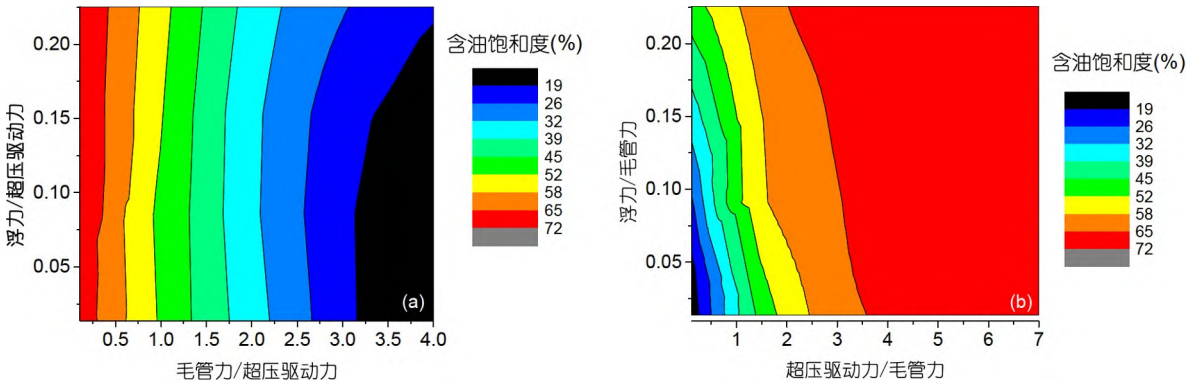


图 13　含油饱和度无量纲图版

(a) 以超压衡量浮力及毛管力; (b) 以毛管力衡量浮力及超压

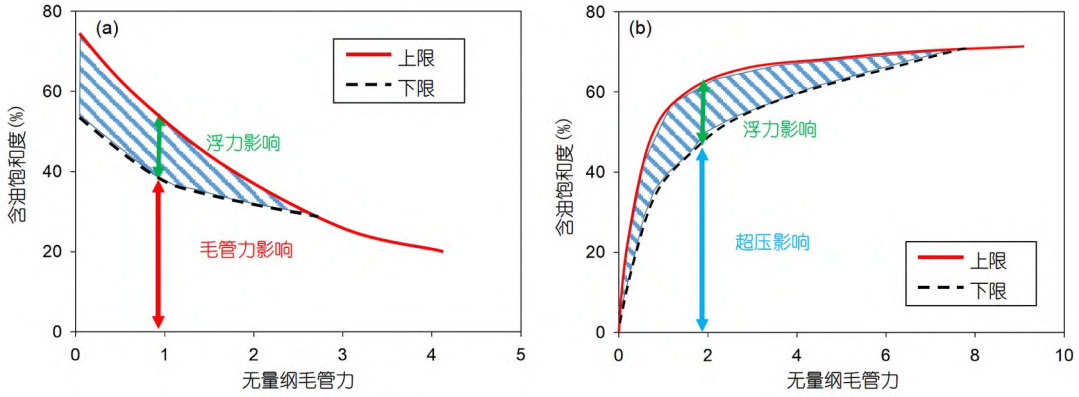


图 14　含油饱和度上限和下限

大于3时, 浮力的影响几乎可以忽略. 图14b表明, 超压驱动力是致密砂岩油运移的主要动力, 当无量纲超压(即超压驱动力与毛管力之比)很小时, 致密油几乎无法充注; 致密砂岩含油饱和度随着无量纲超压的增大呈现非线性增长的趋势, 当无量纲超压小于2时, 含油饱和度随着无量纲超压增大快速增大, 而当无量纲超压大于2时, 含油饱和度随着无量纲超压增大的增大趋势减缓, 并最终趋于阈值含油饱和度. 总体而言, 毛管力和超压驱动力为致密油运聚的主要力学机制, 而浮力在一定区间内的影响不容忽视, 浮力、毛管力和超压驱动力耦合作用控制致密砂岩含油饱和度上限和下限. 闫林等(2019)指出源上型和源内型致密油藏的排驱动力包括烃源岩生烃增压、源储间毛管力差和浮力, 而源下型致密油藏浮力成为阻力, 应该注意的是, 他们的讨论没有区分油相和水相的压力, 源储间毛管力差主要是烃源岩的油相压力增加大于水相压力的增加, 因此对于源上型致密油藏, 石油运移驱动力本质上还是超压和浮力; 而对于源下型致密油藏, 石油运移需要克服浮力作用, 本文尚没有讨论这种情况. 但可以肯定的是, 在浮力影响可忽略的参数区间内, 石油向上、下运移的动力机制是一致的. 当然, 构建包含烃源岩生、排烃在内的概念模型, 以考虑不同类型的源储配置关系的影响, 将进一步拓展本文数值模型的应用范围.

4.3.3　预测结果检验

将本文获得的含油饱和度预测图版应用于实测数据, 使用前人文献中的结果对图版进行检验, 其结果如表3所示. 可以看出, 本文提出的含油饱和度预测方法总体上与实测值接近, 误差在30%以内. 由于致密砂岩

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

表 3　含油饱和度预测结果检验

数据编号	孔隙度	平均孔喉半径 (nm)	超压驱动力 (MPa)	含油饱和度实测值	含油饱和度预测值	误差	数据来源
1	>9%	>170	–	>40%	>45%	12.5%	夏东领等(2021)
2	<10%	<200	–	<70%	<71%	1.4%	张亚东等(2021)
3	10.4%	207	18.2	51%	65%	28.0%	张永超(2019)
4	2.6%	68	17.1	51%	58%	14.1%	张永超(2019)
5	6.8%	125	17.7	53%	64%	21.1%	张永超(2019)
6	4.5%	89	13.2	55%	58%	5.2%	张永超(2019)
7	10.7%	218	15.7	55%	64%	15.6%	张永超(2019)

非均质性强且非线性流动强，建模过程中微小的区别可能会产生较大误差. 综合分析，误差主要来自两个方面，一是受到实际样品的毛管力曲线和相渗曲线的复杂程度影响，二是受到实际地质条件中定解条件随时间变化的影响，如多期充注导致的润湿性改变以及裂缝影响等. 尽管本文建立的数值模拟模型较为简单，但是已经初步具备了预测含油饱和度的能力，并且本文提出的新方法为致密砂岩含油饱和度评价提供了一条新的途径.

5　结论

本文构建了致密砂岩油运移的非线性渗流数值模型, 计算了致密砂岩油运聚的演变过程, 分析了滑移效应、超压驱动力、浮力、毛管力对致密油运聚的影响, 形成了致密砂岩含油饱和度预测图版. 得到的主要结论如下.

(1) 致密储层和常规储层的石油运聚差异体现在: 随着注烃进行, 饱和度增长的方式不同; 致密储层无明显油水分异, 常规储层油水分异; 致密储层毛管力随注烃增大明显, 常规储层毛管力小且随注烃变化不大; 地层倾角对于常规储层的石油运聚至关重要，而对于致密储层则影响较小.

(2) 对影响致密油运聚的因素分析可知: 致密砂岩需要考虑滑移效应, 平均孔喉半径小于150nm时, 不考虑滑移效应导致的含油饱和度误差大于10%；随着超压驱动力的增大，致密储层含油饱和度呈现非线性增大的趋势；相较于毛管力和超压，致密砂岩油运聚受到浮力影响较小；同样的毛管力值在不同物性的致密岩石中对应的含油饱和度差异大.

(3) 当含油饱和度较低时, 其随平均孔喉半径或超压驱动力的增大都呈现快速上升，而当含油饱和度大于50%时，其随平均孔喉半径或超压驱动力的增大逐渐呈现平缓上升；超压驱动力和毛管力是控制致密砂岩油运聚的主要力学机制，浮力、毛管力和超压驱动力耦合作用控制致密砂岩含油饱和度上限和下限. 本文提出的含油饱和度预测方法总体上与实测值接近, 误差在30%以内.

本文的结果为分析致密油运聚机理提供了基础, 为致密砂岩含油饱和度预测提供了一种新的途径，并且发展了运聚结果的数字化和可视化分析方法. 值得说明的是，细化表征物性、毛管力的空间非均质性, 加入烃源岩层，并考虑生烃强度、岩石物性、润湿性、流体性质等随时间的变化，将带来更精细的油气运聚结果. 此外，采用数字岩芯或者大数据等方法获得更丰富的储层参数输入结果，建立跨尺度的模拟方法, 也将进一步提高模型预测的准确度.

致谢　北京大学能源研究院金之钧院士和中国科学院地质与地球物理研究所罗晓容研究员对本文研究工作进行指导, 在此深表谢忱.

参考文献

安鑫胜. 2019. 鄂尔多斯盆地中南部长9烃源岩石油资源量评价. 博士学位论文. 西安: 西安石油大学

蔡来星. 2015. 松南中央坳陷扶余油层致密砂岩油藏富集规律及主

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

控因素研究. 博士学位论文. 大庆: 东北石油大学
曹喆, 柳广弟, 柳庄小雪, 袁云峰, 王朋, 牛子钺, 张婧雅. 2014. 致密油地质研究现状及展望. 天然气地球科学, 25: 1499–1508
陈勇, 王鑫涛, 方世虎, 张健, 赵孟军, 柳少波, 白振华. 2013. 准南霍-玛-吐构造带紫泥泉子组油气成藏流体动力学特征. 中国石油大学学报: 自然科学版, 37: 30–36
崔景伟, 朱如凯, 李士祥, 杨智, 张忠义. 2016. 致密砂岩油可动量及其主控因素——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7为例. 石油实验地质, 38: 536–542
崔景伟, 朱如凯, 吴松涛, 王拓. 2013. 致密砂岩层内非均质性及含油下限——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段为例. 石油学报, 34: 877–882
方欣欣, 郭迎春, 王朋, 王鹏威, 郭继刚. 2020. 致密油成藏研究进展与待解决的重要科学问题. 中国地质, 47: 43–56
胡素云, 陶士振, 闫伟鹏, 门广田, 唐振兴, 薛建勤, 贾希玉, 陈旋, 江涛, 黄东. 2019. 中国陆相致密油富集规律及勘探开发关键技术研究进展. 天然气地球科学, 30: 7–17
金之钧, 王冠平, 刘光祥, 高波, 刘全有, 王红亮, 梁新平, 王濡岳. 2021. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题. 石油学报, 42: 821–835
刘显阳. 2017. 鄂尔多斯盆地延长组致密油成藏特征及勘探潜力分析. 博士学位论文. 成都: 成都理工大学
刘一茗. 2019. 西藏伦坡拉盆地油气成藏动力学研究. 博士学位论文. 北京: 中国地质大学
陆骋. 2020. 鄂尔多斯盆地彬长区块延长组原油地球化学特征及成因分析. 石油地质与工程, 34: 25–29
罗晓容. 2008. 油气成藏动力学研究之我见. 天然气地球科学, 19: 149–156
罗晓容, 雷裕红, 王香增, 张丽霞, 贺永红, 胡才志, 张立宽, 程明. 2015. 鄂尔多斯盆地西部延长组下组合低渗透砂岩油藏储层非均质性特征与成藏模式. 见: 《第六届中国石油地质年会 论文集》
罗晓容, 喻建, 张发强, 张刘平, 侯平, 杨飏, 陈瑞银, 陈占坤, 周波. 2007. 二次运移数学模型及其在鄂尔多斯盆地陇东地区长8段石油运移研究中的应用. 中国科学: 地球科学, 37: 73–82
罗晓容, 张立宽, 雷裕红, 胡才志, 施辉, 曹斌风. 2016. 储层结构非均质性及其在深层油气成藏中的意义. 中国石油勘探, 21: 28–36
任大忠. 2015. 鄂尔多斯盆地延长组致密砂岩储层微观特征. 博士学位论文. 西安: 西北大学
任晓霞. 2016. 致密储层微观孔隙结构对渗流规律的影响研究. 博士学位论文. 青岛: 中国石油大学(华东)
孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 位云生, 朱如凯, 吴松涛, 郭智. 2019. 中国致密油气发展特征与方向. 石油勘探与开发, 46: 1015–1026
夏东领, 伍岳, 夏冬冬, 郭秀娟, 邹敏. 2021. 鄂尔多斯盆地南缘红河油田长8致密油藏非均质性表征方法. 石油实验地质, 43: 704–712
闫林, 袁大伟, 陈福利, 高阳, 王少军, 程福成. 2019. 陆相致密油藏差异化含油控制因素及分布模式. 新疆石油地质, 40: 262–268
詹容若, 段亮, 晓容, 程明, 孟选刚, 汪洋, 王爱国, 魏荣浩. 2021. 致密砂岩含油非均质性储层的野外实例: 鄂尔多斯盆地三叠系延长组安沟露头的三维数字模型和精细解剖. 第十六届全国古地理学及沉积学学术会议论文摘要集
曾溅辉, 冯枭, 杨智峰, 乔俊程, 张永超. 2015. 致密储层微米-纳米孔隙结构特征及其对油气成藏的影响. 北京: 第一届全国纳米地球科学学术研讨会暨中国地质学会纳米地质专业委员会成立大会. 71–73
张杰. 2016. 鄂尔多斯盆地城壕地区延长组长7致密油成藏动力研究. 辽宁化工, 45: 214–217
张亚东, 高光辉, 刘正鹏, 廖海于, 汪广轮, 丁长灿, 马宏伟, 李泽亮. 2021. 致密砂岩储层流体差异性赋存特征——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组为例. 石油实验地质, 43: 1024–1030
张永超. 2019. 致密砂岩中的润湿性及其对石油运移和聚集的影响研究. 博士学位论文. 北京: 中国石油大学(北京)
张宇辰, 孙卫, 王桐, 崔哲治, 韩扬. 2019. 姬塬地区长6储层宏观非均质性与含油气性关系. 石油地质与工程, 33: 54–59
邹才能. 2014. 非常规油气地质学. 北京: 地质出版社
邹才能, 朱如凯, 白斌, 杨智, 吴松涛, 苏玲, 董大忠, 李新景. 2011. 中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值. 岩石学报, 27: 1857–1864
Afsharpoor A, Javadpour F. 2016. Liquid slip flow in a network of shale noncircular nanopores. Fuel, 180: 580–590
Baur F, Katz B. 2018. Some practical guidance for petroleum migration modeling. Mar Pet Geol, 93: 409–421
Cao Z, Liu G, Zhan H, Kong Y, Niu Z, Zhao D. 2016. Geological control factors of micro oil distribution in tight reservoirs. Mar Pet Geol, 77: 1193–1205
Clarkson C R, Freeman M, He L, Agamalian M, Melnichenko Y B, Mastalerz M, Bustin R M, Radliński A P, Blach T P. 2012. Characterization of tight gas reservoir pore structure using USANS/SANS and gas adsorption analysis. Fuel, 95: 371–385
Guo Y, Pang X, Li Z, Guo F, Song L. 2017. The critical buoyancy threshold for tight sandstone gas entrapment: Physical simulation, interpretation, and implications to the Upper Paleozoic Ordos Basin. J Pet Sci Eng, 149: 88–97
Javadpour F, McClure M, Naraghi M E. 2015. Slip-corrected liquid permeability and its effect on hydraulic fracturing and fluid loss in shale. Fuel, 160: 549–559
Ji L, Lin M, Jiang W, Cao G, Xu Z, Hao F. 2022. An improved rock typing method for tight sandstone based on new rock typing indexes and the weighted fuzzy kNN algorithm. J Pet Sci Eng, 210:

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

109956

Majumder M, Chopra N, Andrews R, Hinds B J. 2005. Enhanced flow in carbon nanotubes. Nature, 438: 44

Valvatne P H, Blunt M J. 2004. Predictive pore-scale modeling of two-phase flow in mixed wet media. Water Resources Res, 40: 187

Wang T, Dong S, Wu S, Xu H, Hou P. 2016. Numerical simulation of hydrocarbon migration in tight reservoir based on Artificial Immune Ant Colony Algorithm: A case of the Chang 81 reservoir of the Triassic Yanchang Formation in the Huaqing area, Ordos Basin, China. Mar Pet Geol, 78: 17–29

Whitby M, Cagnon L, Thanou M, Quirke N. 2008. Enhanced fluid flow through nanoscale carbon pipes. Nano Lett, 8: 2632–2637

Xu Z, Liu L, Wang T, Wu K, Dou W, Song X, Feng C, Li X, Ji H, Yang Y, Liu X. 2017. Characteristics and controlling factors of lacustrine tight oil reservoirs of the Triassic Yanchang Formation Chang 7 in the Ordos Basin, China. Mar Pet Geol, 82: 265–296

Zeng J, Zhang Y, Ma J, Liu C, Cao Z. 2020. Investigating the influences of pore-scale characteristics on tight oil migration by a two-phase pore network model. Geofluids, (5): 1–13

Zhang Y, Zeng J, Dai Z, Viswanathan H, Xiao T, Ma Y, Feng X. 2018. Experimental investigation on oil migration and accumulation in tight sandstones. J Pet Sci Eng, 160: 267–275

(责任编委: 刘全有)

(C)1994-2024 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net