

# Water Absorption Characteristics of Sand-Mudstone Composite Lithology Model in Low/Ultra Permeability Reservoirs

Guangming Ren

Development Department of Daqing Oilfield Company Ltd., Daqing Heilongjiang  
Email: [renguangming@petrochina.com.cn](mailto:renguangming@petrochina.com.cn)

Received: Nov. 5<sup>th</sup>, 2020; accepted: Dec. 2<sup>nd</sup>, 2020; published: Dec. 15<sup>th</sup>, 2020

---

## Abstract

Low/ultra-low permeability reservoirs in Chaoyanggou of Daqing Oilfield have been developed by water flooding for more than 30 years since 1986. At present, it has entered the stage of medium-high water cut, and the distribution of underground oil and water is complex, showing a phenomenon of high injection-production ratio and low formation pressure maintenance level, which is quite different from that of conventional reservoirs in conformity with material balance theory. Taking Chaoyanggou Oilfield as the research object, this paper develops a sand-mudstone composite lithology model which conforms to the geological characteristics of low/ultra-low permeability reservoirs, and carries out water absorption experiments of different lithologies such as reservoir, transitional lithology and mudstone. Then root cause of the difficulty of remaining water to effectively supplement formation energy under the condition of high injection-production ratio is deeply studied, and the distribution of oil and water by water flooding is determined. The results show that in addition to reservoir water absorption, transitional lithology, sandy mudstone and pure mudstone have different water absorption capacity. Water absorption accounts for 30%, 11% and 7% respectively. That is to say, only about 52% of injected water can really play the role of water displacement of crude oil under formation conditions. This research finding reveals the real reason for high-amount water injection and low formation pressure in low/ultra-low permeability reservoirs, and provides a basis for formulating effective development countermeasures for sand-mudstone reservoirs in low/ultra-low permeability reservoirs.

## Keywords

Low/Ultra-Low Permeability Reservoirs, Composite Lithologic Model, Water Absorption Characteristics, Lithology, Pressure Characteristics, Injection-Production Ratio

---

# 低/特低渗透油藏砂-泥岩复合岩性模型吸水特征研究

任广明

大庆油田有限责任公司开发事业部, 黑龙江 大庆  
Email: renguanguangming@petrochina.com.cn

收稿日期: 2020年11月5日; 录用日期: 2020年12月2日; 发布日期: 2020年12月15日

## 摘要

大庆朝阳沟油田低/特低渗透油藏自1986年以来历经30多年水驱开发, 目前已进入中高含水阶段, 地下水分布状况复杂, 呈现出高注采比、低地层压力保持水平的现象, 与常规油藏符合物质平衡理论的现象具有较大差异。本文以朝阳沟油田为研究对象, 研制符合低/特低渗透油藏地质特征的砂-泥岩复合岩性模型, 开展储层、过渡岩性、泥岩等不同岩性的吸水特征实验, 分析油水分布状况, 深入研究低/特低渗透油藏注水开发普遍高注采比的原因。研究结果表明, 除了砂岩储层吸水外, 过渡岩性、含砂泥岩、纯泥岩均有不同程度的吸水能力, 吸水量分别占30%、11%、7%, 即仅有52%左右的注入水在地层条件下真正驱替原油, 这一研究成果揭示了低/特低渗透油藏注水量高、地层压力低的真实原因, 为低/特低渗透油藏砂-泥岩储层有效开发对策的制定提供了依据。

## 关键词

低/特低渗透油藏, 复合岩性模型, 吸水特征, 岩性, 压力特征, 注采比

Copyright © 2020 by author(s), Yangtze University and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

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



Open Access

## 1. 引言

大庆油田朝阳沟扶余油层于1986年投入开发, 为低/特低渗透油藏, 水驱开发初期产量高、递减快, 压力传导慢、注水见效慢, 为了提高油层压力、保证油井产油能力, 采用“早注水、早分层、高水质、高水驱控制程度、高注采比、适时转注”的注水政策, 取得了一定的开发效果。自“十二五”以来, 坚持“四个精细”挖潜思路, 严格执行套损井控注、水井不连通层单卡停注等措施, 强化有效注水, 控制无效注水, 注采比得到有效控制, 年注采比稳定在2.3左右, 累积注采比2.65, 表现出高注采比的现象[1][2]。高注采比现象在低/特低渗透油藏开发中普遍存在, 应用常规的中高渗透油藏注采比概念难以解释低/特低渗透油藏高注采比的原因。目前普遍认为低/特低渗透油藏非均质严重、启动压力梯度大、应力敏感、无效注水、储层弹性形变和非储层吸水等客观因素是引起高注采比[3][4][5][6]的原因, 比如吴琼等人[7][8]认为高注采比主要受无效注水、垂直裂缝、弹性存水量、储层沉积特点和固井质量等因素影响, 特别是参与形变的油层体积大小对油层弹性存水量影响显著, 但却未深入研究不同岩性的吸水变化特征; 吴

杰和 HEGGHEIM T 等人[9] [10]指出导致低渗透油藏“注不进、采不出”的原因是储层非均质性、储层孔喉细小、渗透率低、非线性渗流、启动压力梯度和应力敏感现象等客观因素造成的；熊伟[11]指出注采比是影响低渗透油藏有效驱动的因素，低注采比不利于建立油藏有效驱动系统，但过高注采比导致注采压差的升高，易造成粘性指进及单层突进；周莉等人[12] [13]开展粗砂岩、中砂岩和细砂岩吸水特性试验，研究结果表明砂岩中的黏土矿物具有遇水膨胀特性，且孔隙分型特征与吸水特性具有良好的相关性，但未针对单一纯泥岩或含砂泥岩等岩性的吸水特征进行定量描述。因此，为了进一步量化非储层吸水及储层弹性形变引起的无效注水量对注采比的贡献，本文研制了反映低/特低渗透油藏纵向岩性分布特征的砂-泥岩复合岩性模型，同时开展砂-泥岩复合岩性模型吸水特征实验，深入研究了低/特低渗透油藏砂-泥岩复合岩性模型中不同岩性不同部位的压力变化规律，明确了储层、过渡岩性、泥岩等不同岩性的油水分布状况及吸水特征，为低/特低渗透油藏砂-泥岩储层有效开发对策的制定提供了依据。

## 2. 砂-泥岩复合岩性模型研制

低/特低渗透油藏吸水剖面测试主要研究不同渗透率级别储层的吸水状况[14]，并未深入研究储层注入水对过渡岩性和泥岩等非储层的影响，因此，本文以朝阳沟油田为研究对象，首次研制砂-泥岩复合岩性模型，探索低/特低渗透油藏高注采比的成因[15]。选取朝阳沟油田密闭取心井朝 85-检 153 井岩性数据资料，结合测井解释曲线，研究低/特低渗透油藏纵向岩性分布特征、设计模型参数，制作符合朝阳沟油田地层特征的砂-泥岩复合岩性模型，为开展低/特低渗透油藏复合岩性模型吸水特征研究提供基础。

### 2.1. 模型参数设计

根据取心井资料，朝阳沟油田纵向岩性分别有砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩、含泥粉砂岩、灰质粉砂岩、含砂泥岩、粉砂质泥岩、泥灰岩、泥岩共 9 种，其中，砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩、含砂泥岩和纯泥岩为 5 种主要岩性，合计占总岩性的 99.16%，其它类型仅占 0.82%，5 种岩性厚度比例如图 1 所示。按照离储层从近到远，砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩厚度分布比例分别为 9.68%、5.48%、12.21%、15.30%，而纯泥岩厚度比例高达 57.33%，仅能反映取心井钻遇纯泥岩岩性的概率，并不能真实反映储层发育及岩性过渡情况[16]。

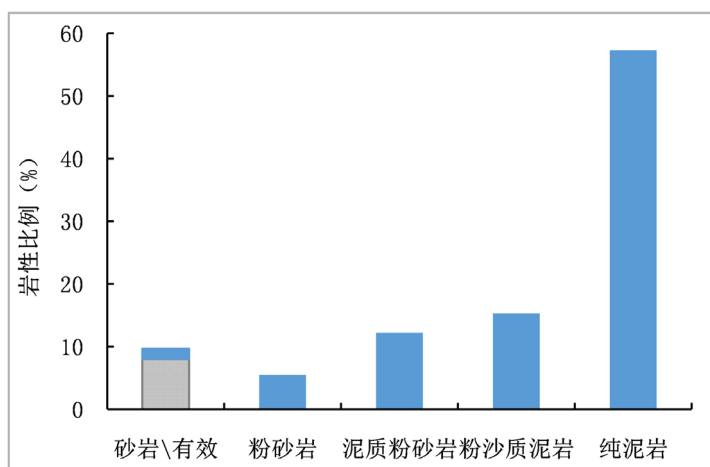


Figure 1. Thickness ratio of main lithology in coring wells

图 1. 取心井主要岩性厚度比例图

根据岩性相似的原则将岩性划分为储层、过渡岩性和泥岩 3 种类型，取心井 F173 层纵向岩性分布参

数见表 1。与储层发育相对应的纯泥岩厚度所占比例明显降低，储层砂岩、过渡岩性和泥岩厚度之比为 1:1.06:1.21，可用来设计符合朝阳沟油田地层特征的砂-泥岩复合岩性模型。结合砂-泥岩复合岩性模型设计要求，设计砂-泥岩复合岩性尺寸为 32 cm × 33 cm × 5 cm，厚度之比为 1:1.33:1.33，并考虑到不同岩性内部纵向分布差异，将储层分成 3 种渗透率规格(25、15、5 × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>)，过渡岩性分成 2 种渗透率规格(3、1 × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>)，泥岩分成 2 种渗透率规格(0.5、0 × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>)。

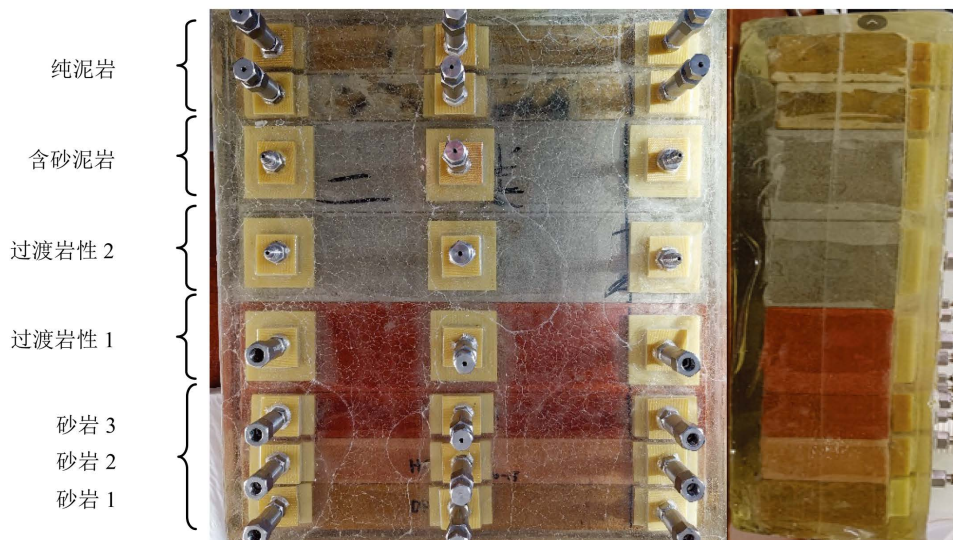
**Table 1.** Parameter design of composite lithology model

**表 1.** 复合岩性模型参数设计

分类	取心井参数			模型设计参数		
	岩性	厚度(m)	比例(%)	岩性	厚度(cm)	渗透率(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )
泥岩	纯泥岩	2.24	30.58	纯泥岩	6	0
	含砂泥岩	0.47	6.42	含砂泥岩	6	0.5
围岩	泥质粉砂岩	1.32	18.04	过渡岩性 2	6	1
	粉砂岩	1.05	14.35	过渡岩性 1	6	3
储层	砂岩 3/有效	0.75/0.61	10.20/8.29	砂岩 3	3	5
	砂岩 2/有效	0.75/0.61	10.20/8.29	砂岩 2	3	15
	砂岩 1/有效	0.75/0.61	10.20/8.29	砂岩 1	3	25

## 2.2. 复合岩性模型制作

根据复合模型参数设计，将代表不同岩性的天然露头岩心胶结在一起，通过环氧树脂将其包裹，对砂-泥岩复合模型进行制作，如图 2 所示。对比天然露头岩心和朝阳沟油田取心井岩石成分，密闭取心井取心岩石以石英、长石以及岩屑为主，平均含量分别为 26.07%、24.90%、32.35%，从表 2 可以看出，复合岩性模型岩石成分与密闭取芯井相近，平均含量分别为 28.98%、27.86%、25.41%，确保复合岩性模型储层的实验精度。



**Figure 2.** Made-up product of composite lithology model

**图 2.** 复合岩性模型制作成品

**Table 2.** Rock composition of composite lithology model  
**表 2.** 复合岩性模型岩石成分

岩性	天然岩心 编号	碎屑含量(%)			泥质含量 (%)	胶结物含量(%)
		石英	长石	岩屑		
泥岩	BC01	31.5	28.2	5.3	32.8	2.2
	BC04	30.6	26.6	12.6	27.6	2.6
围岩	BC03	27.2	28.6	28.6	11.2	4.4
	BC07	27.6	26.8	31.8	10.3	3.5
	BC06	29.3	27.2	32.8	5.2	5.5
储层	BC09	28.5	29.1	33.6	3.2	5.6
	BC10	28.2	28.5	33.2	5.2	4.9

### 3. 复合岩性模型吸水实验

图 2 中复合岩性模型左侧为注入端, 右侧为采出端, 为模拟低/特低渗透油藏真实水驱开发过程, 注入端和采出端均只在储层处注入和采出。然后开展复合岩性模型水驱油实验, 实验温度 45℃, 开始前控制注入端和采出端压力均为 3 MPa, 保持注入速度不变逐渐降低采出端压力, 直至建立有效驱动体系为止。最后研究注采比和模型不同部位压力变化特点, 进一步确定复合岩性模型中纯泥岩、含砂泥岩、过渡岩性和各类储层在地层中的吸水特征。

#### 3.1. 设备材料

实验中用到的主要设备有: ZJ-HK 型特 I 型恒温箱;  $\Phi 600 \times 600$  型高压模拟容器; 2XZ-8B 旋片式真空泵; HBS-S50/70 双缸恒速恒压驱替泵; OTS-550 无油空气压缩机; ZR-3 型回压; HPV 型回压阀; YB-150A、B 型压力表若干; 围压泵、六通阀。

模拟油为油田地面脱气原油(朝 86 区块综合油样, 其粘度 29.2~67.5 mPa·s)与煤油按一定比例配制而成, 温度 45℃时粘度为 9.8 mPa·s; 模拟水为蒸馏水和 NaCl 等药品配制而成, 矿化度为 5231 mg/L。

#### 3.2. 实验步骤

将复合岩性模型置于 45℃恒温箱中, 按照实验流程对设备进行连接, 测压点连接压力表, 出口处接入回压阀, 应用 HBS-S50/70 双缸恒速恒压驱替泵进行驱替, 控制采出端压力, 记录不同测压点的压力变化。复合岩性模型水驱油实验具体实验步骤如下:

- 1) 在高压模拟容器中, 设置复合岩性模型围压为 3 MPa。
- 2) 控制注入端压力为 3 MPa, 打开回压阀, 控制采出端压力为 3 MPa, 用来模拟实际地层压力。
- 3) 将回压阀压力降低 0.1 MPa 后, 每隔一固定时间记录流量和压力表数据, 当瞬时流量较低时, 以 0.1 MPa 为单位, 继续降低回压阀压力。
- 4) 重复上一操作, 直至同一回压阀压力下所测的瞬时流量趋于稳定为止, 此时, 模型中注入端和采出端已建立起有效驱动体系, 注采压差保持稳定。
- 5) 增大测量时间间隔, 每隔 1 h 记录采出端流量和压力表压力, 直至采出液含水达到 98%为止。

### 4. 复合岩性模型实验结果

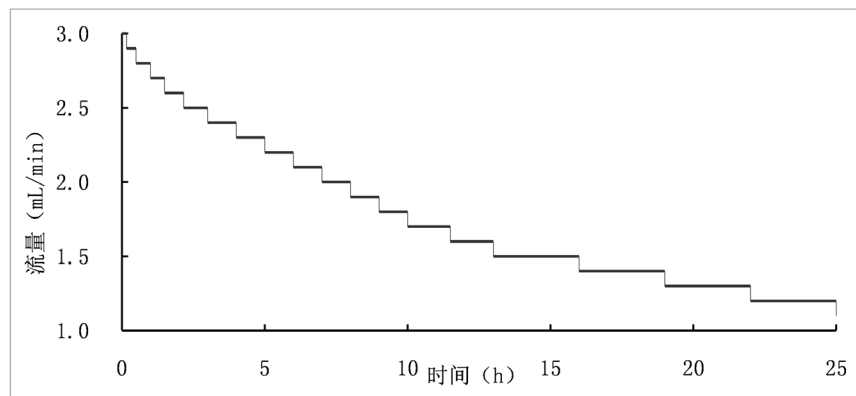
#### 4.1. 流量变化特征

开展复合岩性模型水驱油实验, 注入速度为 0.10 mL/min, 研究采出端流量变化特征, 采出端压力和

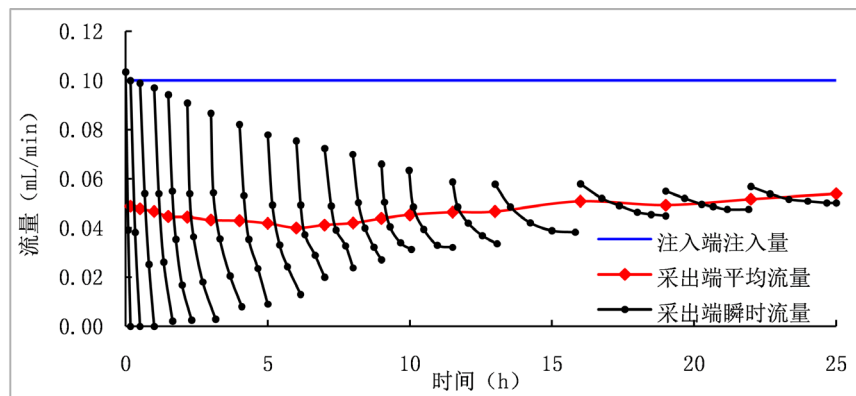


流量随时间变化如图3所示。

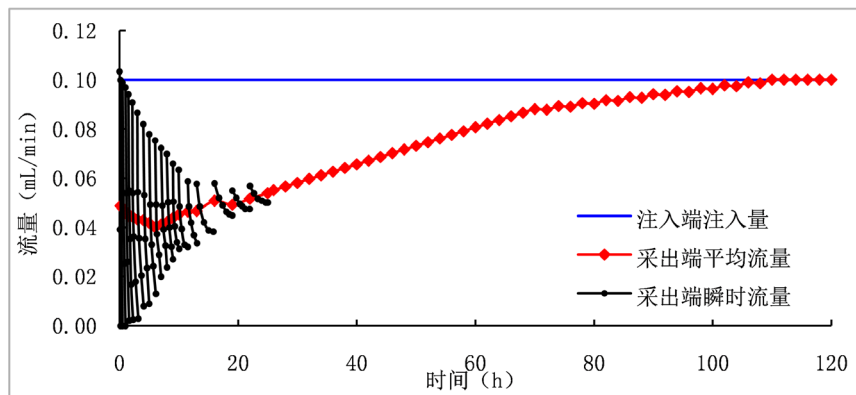
采出端压力(回压阀压力)刚开始降低时,驱替压差很小,保持驱替压差不变时,采出端瞬时流量不稳定,呈下降趋势,此时平均瞬时流量较低,注采比最大,为2.53;继续降低采出端压力,瞬时流量突然升高,然后呈下降趋势,即瞬时流量发生周期性变化,随着驱替压差的增大,周期内瞬时流量变化范围逐渐减小,模型仍处于不稳定渗流阶段;当采出端压力降低至1.1 MPa时,驱替时间达到25.0 h,此时模型刚刚建立起有效驱动体系,采出端瞬时流量不再变化,并逐渐趋于稳定;建立有效驱动体系后,瞬时流量缓慢增大,注采比降低,当瞬时流量增大至与注入速度相同时,注采比趋近于1,此时模型已进入稳定渗流阶段。



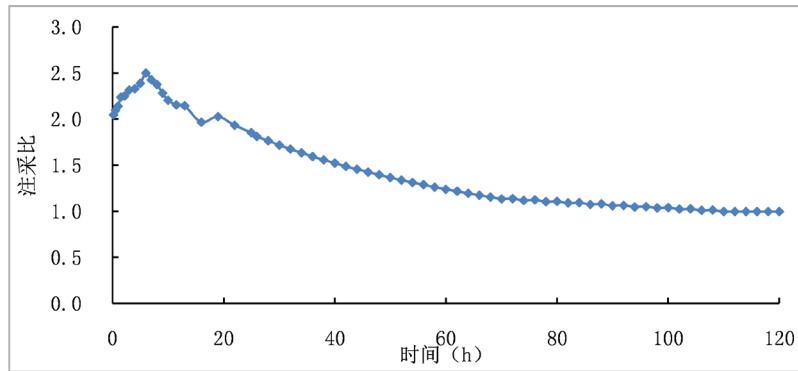
(a)



(b)



(c)



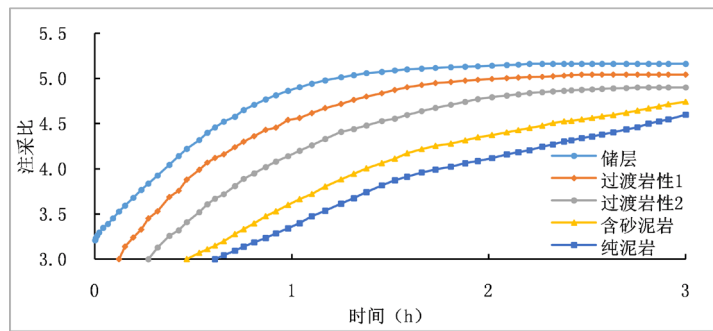
(d)

**Figure 3.** Pressure and flow variation curve of composite lithology model. (a) Production side pressure variation curve under unstable seepage stage; (b) Production rate variation curve under unstable seepage stage; (c) Production rate variation curve; (d) Injection-production ratio variation curve

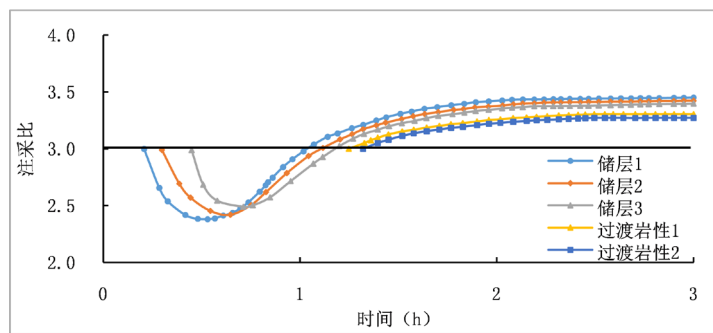
**图 3.** 复合岩性模型储层压力和流量变化曲线。(a) 不稳定渗流阶段采出端压力变化曲线; (b) 不稳定渗流阶段流量变化曲线; (c) 流量变化曲线; (d) 注采比变化曲线

#### 4.2. 压力变化特征

根据复合岩性模型实验数据，研究复合岩性模型储层、过渡岩性和泥岩不同部位压力变化特征，不同岩性注入端和中部压力随时间变化曲线如图 4 所示。



(a)



(b)

**Figure 4.** Pressure variation curve of different parts in composite lithology model. (a) Injection side pressure variation curve; (b) Injection side pressure variation curve

**图 4.** 复合岩性模型不同部位压力变化曲线。(a) 注入端压力变化曲线; (b) 中部压力变化曲线

对于储层,随着注入时间增加,储层注入端压力最早发生变化,呈缓慢上升趋势,达到稳定渗流所需的时间最短,当注入倍数为 2.2 PV 时,达到稳定渗流的压力最大,为 5.16 MPa,而中部压力传导具有滞后性,一段时间后压力才出现明显变化,呈先下降后上升的趋势,且储层物性越好,中部压力开始变化和达到最低值对应的时间越短,达到稳定渗流的压力越大。降低采出端压力后,渗透率较高的储层剩余油最先被动用,储层 1 中部压力快速降低,当注入倍数为 0.2 PV 时,储层中部压力达到最低值,随后快速升高,达到稳定渗流时压力最大,为 3.45 MPa;然后渗透率居中的储层剩余油被动用,储层 2 压力降低,渗透率较低的储层剩余油最后被动用,储层 3 压力缓慢降低,当注入倍数为 0.7 PV 时,储层中部压力达到最低值,随后缓慢升高,达到稳定渗流时压力最小,为 3.39 MPa。

对于过渡岩性,随着注入时间增加,过渡岩性注入端压力变化趋势与储层注入端压力相同,均呈缓慢上升趋势,与储层相比,过渡岩性注入端压力发生变化所需的时间增长,达到稳定渗流时的压力较低,而中部压力传导同样具有滞后性,水驱一段时间后压力才出现明显变化。研究表明,过渡岩性中含有一定体积的含气饱和度以及干孔隙,在水驱油过程中,注入端储层容水量逐渐增多形成憋压,使得部分注入水在压差作用下进入过渡岩性中,过渡岩性注入端处压力缓慢上升,受贾敏作用影响,注入水难以进入被气体和干孔隙占据的那一部分孔隙体积,接近水驱结束时注入端压力基本保持稳定,低于储层压力,而中部处过渡岩性压力变化较为滞后,大多数注入水由注入端注入、采出端采出,只有少部分通过储层中部的注入水在压差作用下才进入过渡岩性中部,具有小幅压力变化。

对于泥岩,随着注入时间增加,泥岩注入端压力最晚发生变化,呈缓慢上升趋势,达到稳定渗流所需的时间最长,当注入倍数为 2.2 PV 时,达到稳定渗流的压力最小,为 4.21 MPa,而含砂泥岩以及纯泥岩中部处并未出现明显压力变化,说明含砂泥岩以及纯泥岩中部未受效,无需给出过渡岩性、含砂泥岩以及纯泥岩采出端测压点压力变化曲线。研究表明,含砂泥岩既具有纯泥岩的特性又具有一定的渗透性,说明含砂泥岩吸水能力较纯泥岩强,在水驱油过程中,注入端储层容水量增加,在储层和过渡岩性界面上憋压使得部分注入水进入过渡岩性中,同样,在过渡岩性界面上憋压后,才可能进入含砂泥岩以及泥岩中,随着进入含砂泥岩以及纯泥岩的注入水量增多,含砂泥岩与纯泥岩注入端压力增大,并且注入水进入纯泥岩后不再流出,纯泥岩憋压,压力继续增大,而泥岩中部测压点压力无明显变化。

### 4.3. 容水特征对比

通过实验测定单一岩性在不同时间的平均压力和容水系数变化曲线,建立泥岩、含砂泥岩、过渡岩性容水系数与水浸端压力、水浸端到岩样中心距离关系。计算劈分系数,将累积吸水量劈分到不同岩性,复合岩性模型不同岩性吸水比例如图 5 所示,不同岩性累积吸水比例如图 6 所示。

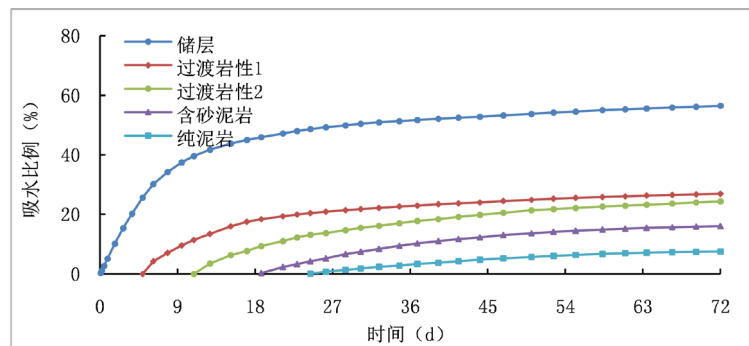
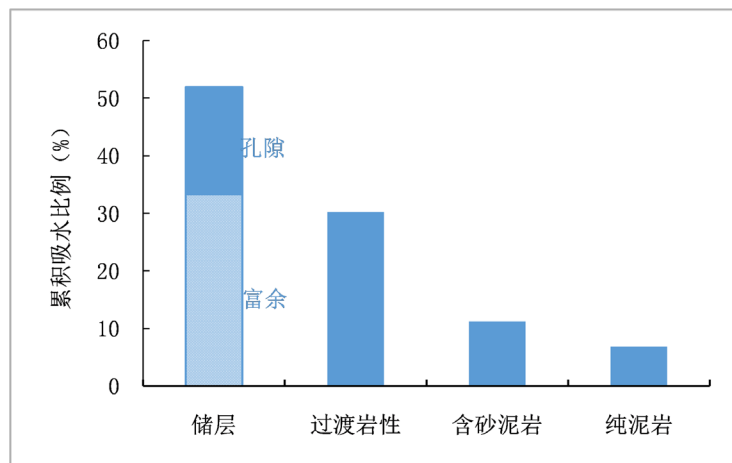


Figure 5. Variation trend of water absorption ratio of different lithology in composite lithology model

图 5. 复合岩性模型不同岩性吸水比例变化趋势





**Figure 6.** Cumulative water absorption ratio of different lithology in composite lithology model

**图 6.** 复合岩性模型不同岩性累积吸水比例

随着时间增大,不同岩性吸水量均呈先上升后平稳的趋势,当驱替时间为 72 h 时,注采基本达到平衡,此时模型的注采比为 1.46,且储层、过渡岩性、含砂泥岩和纯泥岩的吸水量依次降低,吸水比例为 0.52:0.30:0.11:0.07。研究表明,在朝阳沟油田低/特低渗透油藏水驱开发过程中,注入水在储层憋压作用下被靠近储层的过渡岩性和泥岩等吸水,封闭地层条件下仅剩余约 52%的注入水发挥驱油作用,直接影响低/特低渗透油藏储层吸水 and 驱油效果。从油藏开发客观规律来看,过渡岩性和泥岩吸水引起的高注采比现象难以避免,不能简单的使用注采比、吸水等参数评价储层注入采出状况、制定合理开发政策等,需要对累积注水量和驱替水量进行合理换算及修正。在综合分析地层压力、水驱动用程度、递减速度、含水上升速度等主要开发指标的基础上,考虑油层段、非油层段的吸水量和弹性形变对总注水量进行劈分,确定储层中起驱油作用的有效注入量,在油田开发调整过程中,适当提高注水强度以保证驱替水量满足注水政策要求,为低/特低渗透油藏砂-泥岩储层有效开发对策的制定提供了依据。

## 5. 结论

1) 根据密闭取心井资料和测井解释资料,设计包括储层以外的岩性分布特征及参数,研制符合朝阳沟油田地层特征的砂-泥岩复合岩性模型,反映储层、过渡岩性和泥岩的沉积韵律规律,为深入研究低/特低渗透油藏吸水特征奠定基础。

2) 砂-泥岩复合岩性模型室内实验研究表明,随着储层注水时间的增加,储层、过渡岩性和泥岩注入端压力依次发生变化,不同岩性注入端压力均呈缓慢上升趋势,达到稳定渗流时压力依次降低;中部压力传导具有滞后性,随着储层注水时间的增加,储层中部压力呈先下降后上升的趋势,且物性越好的储层压力率先发生变化,达到稳定渗流时压力最大,而过渡岩性中部压力呈缓慢上升趋势,纯泥岩中部压力无明显变化。

3) 除砂岩储层吸水外,过渡岩性、含砂泥岩、纯泥岩均有不同程度的吸水能力,吸水量分别占 30%、11%、7%,即仅有 52%左右的注入水在地层条件下真正驱替原油,揭示了低/特低渗透油藏注水量高、地层压力低的原因。

## 基金项目

国家科技重大专项“致密油藏压敏效应及基质裂缝间窜流规律研究”(2017ZX05072-005-005)。

## 参考文献

- [1] 李道品. 论低渗透油田开发的主要矛盾和改善途径[J]. 世界石油工业, 1998, 5(10): 44-48.
- [2] 何伟. 葡南扶余低渗透油藏注采技术政策研究[D]: [硕士学位论文]. 东营: 中国石油大学(华东), 2015.
- [3] 郝耐, 王永亮, 秦新展, 等. 莫高窟泥岩吸水特性及盐分富集试验研究[J]. 煤炭技术, 2018, 37(7): 308-310.
- [4] Hu, Q.H., Wang, H.M., Wang, X., Yang, H.P. and Du, J.D. (2018) Application of Logistic Cycle Model to Determine High Water Content Reservoir Reasonable Injection-Production Ratio. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, **153**, Article No. 032048. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/153/3/032048>
- [5] 何满潮, 周莉, 李德建, 等. 深井泥岩吸水特性试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2008, 27(6): 1113-1120.
- [6] 吕海刚. 四川盆地志留系龙马溪组泥页岩吸水模拟实验及对孔隙连通性的指示意义[D]: [硕士学位论文]. 兰州: 兰州大学, 2015.
- [7] 吴琼. 低渗透油田高注采比机理研究[J]. 特种油气藏, 2012, 19(5): 82-85.
- [8] 吴琼, 王广辉, 王玉英. 低渗透油藏高注采比原因分析[J]. 复杂油气藏, 2012, 5(2): 54-58, 66.
- [9] 吴杰. 低渗透油藏合理注采技术政策研究[D]: [硕士学位论文]. 荆州: 长江大学, 2014.
- [10] Zhang, Z., Quan, H.H., Xu, Z.B., He, X.R. and Li, J. (2015) A New Method Base on Water Drive Curve for Determining the Reasonable Injection-Production Ratio for High Water-Cut Oilfield. *Acta Geologica Sinica*, **89**, 346. [https://doi.org/10.1111/1755-6724.12305\\_17](https://doi.org/10.1111/1755-6724.12305_17)
- [11] 熊伟. 低渗透油藏有效开发基础研究[D]: [博士学位论文]. 北京: 中国科学院研究生院(渗流流体力学研究所), 2011.
- [12] Liu, K., Yin, D.Y. and Wang, Y. (2020) Pressure-Predicting Model for Ultralow-Permeability Reservoirs Considering the Water Absorption Characteristics of Mudstone Formations. *Geofluids*, **2020**, Article ID: 6531254. <https://doi.org/10.1155/2020/6531254>
- [13] 周莉, 何满潮, 李京阳, 等. 砂岩吸水特性试验[J]. 解放军理工大学学报(自然科学版), 2009, 10(6): 580-585.
- [14] 赵向原, 曾联波, 靳宝光, 等. 低渗透油藏注水诱导裂缝特征及形成机理——以鄂尔多斯盆地安塞油田长6油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(4): 696-705.
- [15] 袁铨. 低渗透油藏注水开发水窜机理及控制方法研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学, 2016.
- [16] 韩士雷. 低渗透储层的吸水特征及影响因素分析[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安石油大学, 2013.