



论文

正确认识低和特低渗透油藏启动压力梯度

窦宏恩*, 马世英, 邹存友, 姚尚林

中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

* E-mail: douhongen@petrochina.com.cn

收稿日期: 2013-10-13; 接受日期: 2014-01-24; 网络版发表日期: 2014-07-14

国家油气专项科技攻关项目(编号: 2011ZX05043-002)资助

摘要 分析了20世纪50年代到目前有关低和特低渗透油田储集层非达西渗流理论及非达西渗流数值模拟的大量文献后指出: 目前的非达西渗流方程存在一个负流量, 不符合逻辑, 不能作为渗流的基本方程, 只能作为达西渗流和非达西渗流的判别式使用. 对诸多低和特低渗透储集层的启动压力梯度的实验结果分析后发现, 其数值过高, 不符合实际情况. 研究认为, 1500 m深的低和特低渗透储集层油井中, 合理的启动压力梯度值在0.006~0.04 MPa/m(储集层内泄油距离在500 m). 同时, 研究指出: 当压力梯度达到一定值后, 非达西渗流现象随之消失, 启动压力梯度或非达西渗流等问题在产能预测和数值模拟过程中不用考虑, 目前采用黑油模型(或双重介质模型)进行低和特低渗透油藏数值模拟是合适的.

关键词低渗透油藏
特低渗透油藏
非达西渗流
启动压力梯度
基质
裂缝
双重介质

近年来, 低和特低渗透油气藏开发已经成为我国油气开发的主体, 在油气产量构成中其比例逐年上升, 地位越来越重要. 2009年, 全国累计探明石油地质储量 287×10^8 t, 其中低渗透石油地质储量为 141×10^8 t, 占49.2%. 低渗透原油产量为 0.71×10^8 t, 占总产量的37.6%; 低渗透天然气探明储量 4.1×10^{12} m³, 低渗透气储量占全国天然气储量63.6%. 产量达 320×10^8 m³, 占总产量的42.1%. 在近几年新增探明油气储量中, 低渗透油气已占70%. 预计在未来我国油气产量中, 低和特低渗透油气产量所占比例将持续增加, 油气产量稳产与增产将更多地依赖于低渗透油气领域. 因此, 低和特低渗透油气藏储集层渗流机理研究和开发技术的研发越来越受重视. 追溯低渗透储集层油气低速渗流问题的研究, 最早见于前苏联学者特列宾(Trefbin, 1945)的研究论文, 美国学者Thomas等(1967)和奥地利学者薛定谔(1974)等人

进行了低渗透储集层启动压力和非达西渗流实验与相关理论的研究. 在中国, 从20世纪80年代开始, 低和特低渗透油藏非达西渗流理论和启动压力梯度的研究一直成为诸多科研人员研究的热点课题之一(葛家理, 1982; 巴斯宁耶夫等, 1986; 邓英尔等, 1996, 1998, 2006; 冯文光, 1986; 李凡华和刘慈群, 1997; 黄延章, 1997, 1998; 宋付权和刘慈群, 1999, 2000a, 2000b; 宋付权等, 2001; 肖鲁川等, 2000; 王尤富等, 2000; 王恩志等, 2003; 牟学益和刘永祥, 2001; 薛芸等, 2001; 刘曰武等, 2002; 贺伟等, 2002; 甘庆明等, 2004; 韩小妹等, 2004; 杨琼等, 2004; 智天翼等, 2004; 李中锋和何顺利, 2005; 郭永存等, 2005; 闫梅等, 2006; 董大鹏等, 2007; 徐绍良和岳湘安, 2007; 许建红等, 2007a, 2007b; 杨清立等, 2007; 郝鹏程等, 2008; 张普等, 2008; 田冷和何顺利, 2009; 杨正明等, 2010; 杨仁锋等, 2010). 其主要研究聚焦在三个方面, 一是

中文引用格式: 窦宏恩, 马世英, 邹存友, 等. 2014. 正确认识低和特低渗透油藏启动压力梯度. 中国科学: 地球科学, 44: 1751-1760

英文引用格式: Dou H E, Ma S Y, Zou C Y, et al. 2014. Threshold pressure gradient of fluid flow through multi-porous media in low and extra-low permeability reservoirs. Science China: Earth Sciences, doi: 10.1007/s11430-014-4933-1

低渗透储集层渗流过程中是否存在启动压力梯度; 二是非达西渗流流动机理及非达西渗流基本方程; 三是低和特低渗透油藏启动压力梯度实验. 针对上述三个问题, 笔者经较长时间研究认为: (1) 低渗透储集层中流体在多孔介质中的渗流存在启动压力梯度; (2) 目前非达西渗流方程只是达西流和非达西流的判别式, 不能作为非达西渗流的基本方程应用; (3) 目前实验所得的启动压力梯度实验值偏高.

1 低和特低渗透储集层中启动压力梯度问题

为什么低和特低渗透储集层渗流会产生启动压力梯度? 以下笔者将从微观和宏观渗流两个方面讨论启动压力梯度的形成原因.

1.1 微观渗流影响

微观渗流就是从储集层岩石的毛管压力和流体的物化作用机制来揭示低和特低渗透储集层的低速渗流机理.

1.1.1 毛管压力在微观渗流中的影响

在水驱油过程中, 毛管压力是湿相流体饱和度的函数, 毛管压力与渗透率的方根成反比, 渗透率越低, 毛管压力越高. 由牟学益等(2001)和郝鹏程(2008)等人的实验结果可知: 启动压力梯度与渗透率之间呈幂函数关系, 当岩芯渗透率增大到一定值时, 启动压力梯度逐渐变得平缓. 究竟启动压力与毛管压力存在什么样的定量关系, Thomas 等(1967)将启动压力用下式表示:

$$P_{\text{tpg}} = \frac{\sigma}{\sqrt{k_0} F} \sqrt{\frac{1}{\phi K}}, \quad (1)$$

又

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma} \sqrt{\frac{K}{\phi}}, \quad (2)$$

式中, P_{tpg} 为启动压力(Pa); P_c 为毛管压力(Pa); F 为地层阻力系数, 无量纲; k_0 为形状系数, 无量纲; 建议取 2.0~3.0(Thomas 等, 1976); $J(S_w)$ 为 Leverett 函数; σ 为表面张力(N/m); ϕ 为孔隙度(%); K 为渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$).

由式(2)求得 σ 代入式(1)得

$$P_{\text{tpg}} = \frac{P_c}{\phi \sqrt{k_0} F} \frac{1}{J(S_w)}. \quad (3)$$

从式(3)可以看到, 启动压力 P_{tpg} 与毛管压力、流体饱和度及渗透率之间都存在定量关系. 启动压力随着毛管压力的增大而增大, 毛管压力是导致启动压力梯度产生的微观渗流因素.

Shaoul 等(2011)指出: 对于低渗透油藏的渗流, 由于孔喉细小, 在储集层岩石应力敏感效应下, 孔喉直径改变是原始状态的 70%. 对一致密砂岩储集层而言, 当界面张力为 50 mN/m, 孔隙度 5%, 渗透率为 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 毛管压力值高达 11.1 MPa. 由此可见, 毛管压力太高, 会导致启动压力梯度过高.

1.1.2 微直圆管假设下的边界层效应

在低和特低渗透油藏中, 研究者们假设: (1) 将多孔介质流动模型等效为微细直管管流模型; (2) 微小孔喉的原油流动属于非牛顿流体, 且服从宾汉流型; (3) 认为多孔介质渗流与直圆管流动相似, 存在边界层效应. 先前研究结果认为: 对低渗透储集层多孔介质渗流而言, 由于细小孔喉影响作用增强, 比表面积增大, 故液-液相和固-液相之间表面分子力作用增强, 引发强烈的界面效应, 界面分子力场和固-液相表面的作用影响, 使得固相表面间的距离增大, 导致液体的分子和分子之间作用加剧, 这种相与相间的表面物理化学作用, 在岩石表面产生了附加阻力, 使越来越多的流体停止流动, 这时, 就出现了边界层效应(黄延章, 1998; 李中锋和何顺利, 2005). 但遗憾的是到目前为止, 人们没有找到能够真正测量边界层厚度的实用方法: 虽然前苏联学者马尔哈辛(1977)在《油层物理化学机理》一书中, 提出了 5 种测量边界层厚度的方法, 而这些方法的正确性如何? 马尔哈辛自己恐怕都回答不了. 因为, 马尔哈辛根本没有对比这 5 种方法的测试结果有无差异? 差异如何? 在什么条件下才可使用? 另外, 马尔哈辛试验中采用的岩芯, 其渗透率超过上百毫达西, 原油都是含有沥青质的原油. 其实验条件与文献(邓英尔等, 1998; 李中锋和何顺利, 2005; 徐绍良和岳湘安, 2007; 张普等, 2008)所言的低渗透储集层相比有较大的差别. 马尔哈辛的实验方法后来也没有被别的研究者所采用. 因此, 目前边界层厚度的测量问题依然是实验流体力学尚未解决的难题. 上述文献试图采用实验数据

证明边界层效应与压力梯度的关系,认为在圆形毛细管中流体流动是非牛顿流体,且具有边界层效应,由于边界层厚度不能测量而得,它是基于理想等效毛细管模型哈根-泊谔叶(Hagen-Poiseuille)公式估算出来的.事实上,如果承认流体在低速渗流时,不符合达西渗流,那么,同样哈根-泊谔叶公式就不能被使用,因此,也就不能采用它进行相关参数估算.即使哈根-泊谔叶公式可以使用,也无法估计误差.所以,采用哈根-泊谔叶方程所求得的边界层厚度就自然令人怀疑.笔者认为:用边界层理论和毛细管非牛顿效应解释低渗透岩石孔道中的渗流问题,还有待从理论与实验观察两个方面进一步研究与证实.

1.2 宏观渗流的应力敏感性影响

宏观渗流即是从岩石孔隙介质的结构特征来分析低速渗流问题.因为,低和特低渗透储集层致密,储集层压力较低,一些地区的储集层内压力系数小于1(长庆油田在0.6-0.8),储集层中流体流动的压力梯度未达到一定压力界限,流体在储集层中不具备流动条件,导致储集层内的流体不会发生流动,需要外加流体压力才能流动,将这个外加的使流体流动的压力,通常称“启动压力”.如果是平面线性流动,将其折算到单位长度的压力,通常称其为“启动压力梯度”(Threshold Pressure Gradient).对于致密岩石孔隙结构,其流速与压降或压降梯度呈非线性关系.其主要原因是由于岩石的基质渗透率与储集层岩石的有效应力敏感性有关,对于低和特低渗透储集层而言,压敏效应较强,渗透率与岩石有效应力的关系呈幂指数关系,由下式表示

$$K = K_i e^{-c\sigma_{\text{eff}}}, \quad (4)$$

式中, K 为受压变形后的岩石渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$); K_i 为原始渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$); σ_{eff} 为有效应力, $\sigma_{\text{eff}} = P - P_f$ (MPa); P 为岩石上覆压力(MPa); P_f 为地层流体孔隙压力(MPa); c 为应力敏感系数(1/MPa).

从式(4)可知,当自变量岩石有效应力变化较小时,因变量渗透率值变化较大.岩石有效应力的增加,迫使岩石骨架变形,在一定条件下发生塑性变形以致破坏,造成孔隙度、渗透率急剧下降.一般情况下,渗透率越低,渗流通道越小,应力变化影响越大,一些细小的渗流通道在有效应力作用下丧失了渗流能力,如果有效应力继续增大,储集层中就会有更多的

细小渗流通道中的流体不能流动;相反,当低和特低渗透岩石有效应力降低时,其岩石孔隙结构也发生变化,孔隙介质中的一些裂缝和裂隙发生变形,特别是一些微裂隙和微裂缝都开启,以前只有一些大孔喉起到渗流作用,而现在中小孔喉都起作用,渗透率随岩石有效应力的降低而增大,使启动压力梯度降低或消失.这就是说,低渗透储集层的应力敏感性是导致低渗透储集层渗流需要启动压力梯度的主要宏观因素.由于郝鹏程等(2008)实验得出了启动压力梯度与原始渗透率的关系为 $\Delta p/l = \beta K_i^{-\alpha}$ (β 与 α 均为实验常数),由此也看出:启动压力梯度与渗透率的 α 次方成反比,渗透率增大,启动压力梯度就减小.值得指出的是:从宏观渗流角度看,在低和特低渗透储集层中的流体渗流,在不同渗透率范围内,随着岩芯渗透率降低,启动压力梯度呈上升趋势.特别是在渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,启动压力梯度增加更为明显(牟学益和刘永祥, 2001; 郝鹏程等 2008).

目前,由于人们已经进一步正确认识了低渗透储集层的应力敏感性影响,在我国低和特低渗透油藏的开发中,提出的超前注水和早期注水,投产前压裂等油田开发理念,保持了一定水平的地层孔隙流体流动压力,防止了由于储集层岩石应力敏感性引起的地层渗透率降低,降低或消除启动压力梯度,使我国低和超低渗透油藏得以全面规模开发.

2 低和特低渗透油藏的渗流方程问题

2.1 非达西渗流方程存在的问题

目前,笔者将主要的渗流特征曲线表现为图1中的4种型式,流型1(紫色线)为达西渗流,流型2(蓝色线)为带启动压力梯度的达西渗流,流型3(粉色线)为过原点的非达西渗流,流型4(黑色线)为带启动压力梯度的非达西渗流.

长期以来,研究者们将图1中的流型2称为具有启动压力梯度的非达西渗流是不正确的.其实,根据上面的定义,流型4才是真正意义上的带启动压力梯度的非达西渗流,研究者们(葛家理, 1982; 冯文光, 1986; 巴斯宁耶夫等, 1986; 李凡华和刘慈群, 1997; 黄延章, 1997, 1998; 邓英尔等, 1998; 宋付权等, 1999a, 1999b; 王恩志等, 2003; 韩小妹等 2004; 郭永存等, 2005; 杨清立等, 2007; 杨正明等, 2010; 杨仁

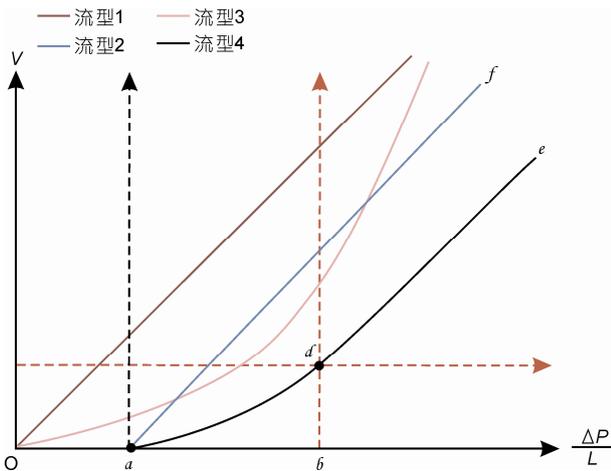


图1 渗流速度与压力梯度的关系曲线

锋等, 2010)将其在数学上表示为

$$v = -\frac{K}{\mu} \nabla p \left(1 - \frac{\lambda}{|\nabla p|} \right), \quad (5)$$

式中, v 为渗流速度(m/s); μ 为流体粘度(Pa·s); ∇p 为压力梯度(Pa/m); λ 为启动压力梯度(Pa/m); ∇ 为哈密顿算子; $|\nabla p|$ 为压力梯度矢量模(Pa/m). 其中:

$$\nabla = \frac{\partial}{\partial x} \vec{i} + \frac{\partial}{\partial y} \vec{j} + \frac{\partial}{\partial z} \vec{k}; \nabla p;$$

$$|\nabla p| = \sqrt{\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial p}{\partial y}\right)^2 + \left(\frac{\partial p}{\partial z}\right)^2}.$$

如果已经确定了一个渗流方向, 矢量概念不需要再强调. 例如, 只有 x 方向的直线渗流, 没有必要指出 ∇p 是一个矢量, 即可按标量处理, 这时 $\nabla p = \frac{\partial p}{\partial x}$; $|\nabla p| = \frac{\partial p}{\partial x}$, 即 $\nabla p = |\nabla p| = \frac{\partial p}{\partial x}$, 所以, ∇p 如果在式中未特意标注矢量模的话, 它可作为一个独立的标量符号.

通常, 人们接受的是当 $\nabla p > \lambda$ 时, 式(5)成立; 当 $\nabla p < \lambda$, $v=0$. 显而易见, 式(5)只是一个“判别式”. 如果式(5)中, 确定了在直角坐标系中的渗流方向, 渗流面积为 A 时, 将方程(5)渗流速度转化为流量, 得到了具有启动压力梯度的渗流方程, 就是 af 直线方程(图1), 写成式(6), 得

$$Q_\lambda = \frac{AK}{\mu} \nabla p - \frac{AK}{\mu} \lambda, \quad (6)$$

式中, $Q = \frac{AK}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x}$, $Q_{oi} = \frac{AK}{\mu} \lambda$, Q_λ 为具有启动压力梯度的低渗透渗流实验条件下的渗流流量(m^3/s); Q 为低渗透渗流实验条件下达西渗流流量(m^3/s); Q_{oi} 为启动压力梯度下的渗流流量(m^3/s).

方程(6)可表示为

$$Q_\lambda = Q - Q_{oi}. \quad (7)$$

对方程(6)进行分析可知, 如果将其不作为判别式对待, 按渗流方程处理的话, 承认在驱动压力梯度大于启动压力梯度以后的渗流, 依然存在着“启动压力梯度”的话, 渗流方程(6)中, $\lambda \leq \overline{oa}$, 这时, 实验室的驱替实验中, 出口端无流量排出, 由式(7)可知, $Q=0$, 而 $Q_\lambda = -Q_{oi} = -AK\lambda/\mu$. 也就是说, 在 $\nabla p > \lambda$ 以后, 启动压力梯度一直存在, 在渗流的全过程就一直存在一个恒定的负流量 $-Q_{oi}$. 那么, 在实验室的渗流实验中, 就应当采用上式(7)拟合实验过程中的流量数据. 笔者认为: 启动压力梯度在实验室确定, 关键是找到一个“临界启动压力梯度”, 如果驱替压力低于此值, 无论多长时间都不会有流体从实验装置的出口流出来. 然而, 无论驱替经历多少小时, 流体都会从出口端流出, 出口端出现第一滴流体时对应的压力梯度就是“临界压力梯度”. 在实验室的理想渗流实验条件下, 不论低渗透或中高渗透储集层渗流只要是线性渗流, 都应符合达西定律, 计算值应该与实验室实验值基本一致. 以前的研究者(葛家理, 1982; 冯文光, 1986; 李凡华和刘慈群, 1997; 黄延章, 1997, 1998; 邓英尔和刘慈群等, 1998; 宋付权等, 1999a, 1999b; 宋付权和刘慈群, 1999, 2000b; 肖鲁川等, 2000; 薛芸等, 2001; 王恩志等, 2003; 甘庆明等, 2004; 韩小妹等, 2004; 智天翼等, 2004; 郭永存等, 2005; 董大鹏等, 2007; 杨清立等, 2007; 杨正明等, 2010; 杨仁锋等, 2010)都采用了相同的方程式(5)作为渗流方程, 但在其研究结果中, 笔者找不到一组实验值符合式(7)的计算值. 考察式(5), 如果将其做判别式使用, 在压力梯度 ∇p 出现的时候就没有启动压力梯度 λ . 这样, 方程(5)对于低和特低渗透储集层渗流而言, 不能作为低渗透油藏数值模拟的基本渗流方程使用.

2.2 非达西渗流曲线不是来自模拟结果

研究者宣称: 建立了新的非线性渗流方程(杨正

明等, 2010; 杨仁锋等, 2010), 其模型可用来计算非线性渗流流量. 但经考察其基本方程, 依然是方程(5). 遗憾的是, 这些研究者都没有给出由自己提出的模型得到的压力梯度与流速的关系曲线. 半个多世纪以来, 人们看不到由方程(5)出发进行数值模拟的结果, 及用该数模结果真正做出的压力梯度与流速的关系曲线, 人们能看到的也只是文献(葛家理, 1982; 冯文光, 1986; 李凡华和刘慈群, 1997; 邓英尔和刘慈群等, 1998; 黄延章等, 1997, 1998; 宋付权等, 1999a, 1999b; 宋付权和刘慈群, 1999, 2000a; 肖鲁川等, 2000; 薛芸等, 2001; 王恩志等, 2003; 韩小妹等, 2004; 智天翼等, 2004; 郭永存等, 2005; 董大鹏等, 2007; 杨清立等, 2007; 杨正明等, 2010; 杨仁锋等, 2010)中出现的压力梯度与流速的低速非达西渗流特征的示意曲线(图1中流型4). 也有不少人讨论了方程(5)或其变形方程. 同样, 令人不解的是, 这些解都没有做出形似图1中流型4的低渗透储集层多孔介质渗流具有启动压力梯度的非达西渗流特征的真实曲线. 目前, 人们从实验室得到了许多种形状不同的非达西渗流曲线, 在薛定谔(1974)的著作中给出的非达西渗流曲线形式就达12种之多. 到目前为止, 尚还没有一位研究者使用一个统一的渗流方程将多种渗流曲线从理论上统一起来.

2.3 非达西渗流方程与实验曲线

许多研究者(黄延章等, 1997, 1998; 王恩志等, 2003)宣称: 在实验室中得到了形似图1中流型4的特低渗透储集层流体渗流呈现出的非线性渗流曲线. 而从文献(邓英尔等, 1996, 2006; 贺伟等, 2002; 许建红等, 2007)等给出的实验结果看, 低和特低渗透油层渗流速度与压力梯度呈非线性关系, 其曲线形式分别呈凹凸型变化. 从文献(黄延章, 1998; 肖鲁川等, 2000; 张普等, 2008)所提供的实验结果看, 所给出的低和特低渗透储集层渗流特征曲线呈现出线性关系, 或者说非线性不明显. 而肖鲁川等(2000)给出的低渗透岩芯实验, 水相和油相非达西渗流的多条压力梯度与流体流速的关系曲线几乎是直线(达西渗流), 没有表现出非线性流动(非达西渗流). 方程(5)如果是一个非线性渗流的基本方程的话, 就应能揭示非线性渗流的本质特征, 但线性渗流条件下得到的方程(5)只是带有启动压力梯度达西渗流和常规渗流的判别

式, 不能表征低渗透多孔介质中的流体渗流的非线性特征.

2.4 对启动压力梯度和非达西渗流的新认识

目前, 学者们认为: 低速流体在低和特低渗透储集层中流动, 储集层中渗流的压力梯度必须大于启动压力梯度. 分析图1的曲线可知: 启动压力梯度克服以后, 相当在图1中, Y 轴从 O 点平移到了 a 点, 当压力梯度超过一定值后, 流体就开始流动了, 这时, 启动压力梯度就不存在了. 根据图1还可看出: 将图1中的 Y 轴和 X 轴都做平移, 将坐标原点 O 移到了 d 点, 压力梯度达到 b 点以后, 图1中的 de 段直线就表明了非达西渗流现象就消除了. 在实验室测试启动压力梯度与实际的低渗透储集层建立驱动压力体系存在着较大差别, 实验室将一小块岩芯压力从0开始缓慢施加, 加压到一定值, 岩芯出口端有流体流出, 这样得到了低渗透储集层岩芯的启动压力梯度. 而对实际油田的注采井而言, 在投产前, 实施了“超前注水”3个月以上, 还实施投产前水力压裂、酸化等技术措施, 不仅使储集层的导流能力得到改善, 而且储集层达到了较高的驱动压力使其储集层压力系数超过1, 储集层流体流动的压力体系已经建立起来了, 使得实际储集层流体渗流呈过原点的达西渗流. 如果是早期注水, 这时油井的流动在刚开始注采的较短时间内存在启动压力梯度或者非达西渗流, 当经过 t 时间后, 压力值也增加到一定值后, 注采井间流体流动也达到了达西渗流的条件. 所以, 在实验室的实验过程中, 驱替压力开始值达到 \overline{oa} 值就克服了启动压力梯度. 而对于储集层而言, 经过储集层改造, 使储集层渗流参数发生变化, 渗流条件得到极大改善. 在油井实施了大型压裂后, 在低渗透或特低渗透储集层内形成了若干条裂缝, 在储集层中产生了一个等效渗透率, 可表示为(Economides, 2000)

$$K_f = A \frac{w_f^2}{12}, \quad (8)$$

式中, K_f 为裂缝渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$); A 为单位换算系数(10^{-12}); w_f 为单裂缝宽度(m), w_f 可表示为

$$w_f = A \frac{\pi (1-\nu^2) p_{\text{net}} h_f}{2E}, \quad (9)$$

式中, p_{net} 为净压力(MPa); ν 为岩石泊松比, 无量纲; 取0.22; E 为岩石的弹性模量(MPa), 取 4.0×10^4 MPa;

h_f 为单裂缝高度(m).

由于水力压裂中定义: 裂缝渗透率与裂缝宽度的乘积称为裂缝导流能力. 所以, 由式(8)和(9)得

$$C = w_f K_f = A \frac{\pi w_f^2 (1-\nu^2)}{24 E} p_{net} h_f, \quad (10)$$

式中, C 为裂缝导流能力($10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$).

由式(10)可知, 裂缝的导流能力与裂缝宽度及高度成正比. 假设压裂后形成了 n 条不等的裂缝, 在地层中形成的裂缝体积可表示为

$$V_{fn} = \sum_{i=1}^n 2x_{fi} w_{fi} h_{fi}, \quad (11)$$

式中, n 为裂缝条数, 无量纲; x_{fi} 为第 i 条裂缝半长(m); w_{fi} 为第 i 条裂缝宽度(m); h_{fi} 为第 i 条裂缝高度及单裂缝高度(m); V_{fn} 为 n 条裂缝体积(m^3).

假设形成的裂缝几何尺寸相等, 式(11)可写成

$$V_{fn} = 2nx_f w_f h_f, \quad (12)$$

将式(10)变形后, 代入式(12)得

$$V_{fn} = A \frac{48nE}{\pi(1-\nu^2)p_{net}} \frac{x_f}{w_f} C. \quad (13)$$

由式(13)可以看出, 在储集层中形成的裂缝导流能力 C 值越大, 裂缝体积也越大; 这就告诉人们, 如要得到好的压裂效果, 必须使用高强度支撑剂置入压开的裂缝中, 增大了储集层裂缝的几何尺寸, 使储集层中暴露的渗流面积越大, 原油在储集层中流动的阻力越小, 提高了裂缝的导流能力, 使储集层内流体流动的孔隙压力梯度及裂缝压力梯度均减小.

由上述理论分析可知, 目前在实验室无法模拟到储集层压裂后的实际渗流特征, 所以就不会得到压裂后的储集层实际的渗流结果. 因此, 笔者认为, 这时图 1 中的流型 2、流型 3 和流型 4 是在实验室条件下测得的低渗透储集层岩石在实验室中表现出来的一种流动特征, 即岩石在非真实储集层条件下得到的具有启动压力梯度的渗流曲线. 而对于实际储集层而言, 根据上面的分析看出: 实验室启动压力梯度“消失”的前提条件是提高实验过程中施加的“驱替压力梯度”或模拟储集层压裂造缝进行实验.

启动压力梯度是低渗透储集层原始成藏压力过低, 当储集层压力系数低于 1 时(储集层能量不足), 较低的孔隙流体压力不足以流到井筒, 流体在低和特低渗透储集层中流动才表现出来的一种特征. 在这种渗流条件下, 需要外部通过注水或注气等补充

能量, 增加储集层孔隙流体的流动压力, 以达到油田正常开发的目的. 而这种给低渗透储集层提前补充能量, 采用压裂技术改造储集层的方法, 就类似于在拥挤的城市中, 建设四通八达的“交通网络”. 在储集层中不仅建造了“流动网络”, 联通了储集层诸多渗流通道, 使储集层暴露的渗流面积就越大, 而且注水和注气增加能量, 提前补充能量增加了储集层压力, 减小了储集层渗流阻力, 使得低渗透储集层渗流启动压力或者启动压力梯度自然“消失”了.

然而, 如果同样属于低渗透致密储集层, 但成藏压力较高, 压力系数超过 2, 低渗透致密储集层流体渗流就不需要“启动压力”, 自然就不存在“启动压力梯度”, 美国威利斯顿盆地巴肯区带致密油藏开发的实践已经证实了这点. 巴肯低渗透致密储集层, 储集层埋深 2438~3223 m, 原始地层压力 32~46 MPa, 基质渗透率为 $0.00001 \times 10^{-3} \sim 3.36 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度为 1%~8%. 其 98% 以上的井采用水平井裸眼多段压裂完井(OHMS), 单井初期平均产量超过 200 t/d, 2011 年致密油年产量已超过 2000×10^4 t. 虽然该储集层非常致密, 但储集层压力较高, 不需要外部提供任何驱动压力, 储集层原油就能正常流向井筒(Ozkan 等, 2009; Tabatabaei 等, 2009; Mullen 等, 2010). 因此, 不难看出, 不是所有的低和特低渗透储集层渗流都需要“启动压力”, 存在“启动压力梯度”, 只有当储集层压力系数低于 1 时, 较低的储集层孔隙压力导致原油无法正常流到井筒, 低渗透储集层才表现出来的一种渗流特征. 实验室岩芯驱替与实际储集层渗流完全不同, 所以, 在实验条件下测得的启动压力梯度对巴肯致密油藏没有任何意义. 同时, 因为巴肯油藏孔隙压力太高, 因此, 不需要考虑启动压力梯度的问题.

上述分析笔者认为: 在低和特低渗透油田开发中, 刚开始注采的较短时间内存在启动压力梯度或者非达西渗流, 当在高压注水或酸化、压裂改造的条件下, 当储层中驱动压力体系建立以后, 低和特低渗透油藏不需要考虑非达西渗流的问题, 渗流是在达西渗流环境下进行的, 低渗透产能预测、试井和油藏数值模拟不需要考虑启动压力梯度和非达西渗流. 这样的认识, 可使研究者们从低和特低渗透油气田开发的重点考虑非达西渗流和启动压力梯度的长期困扰中解脱出来. 其次, 低和特低渗透储集层的内部结构不同于一般的砂岩结构, 渗流是双重介质渗流,

目前诸多低和特低渗透油藏数值模拟都未考虑采用双重介质模型进行油藏数值模拟. 研究认为: 从储集层实际渗流角度出发, 非达西渗流特征和启动压力梯度在油田开发中持续较短时间后都消失了, 考虑采用双重介质油藏数值模拟器较符合储集层实际渗流.

3 启动压力梯度实验存在的问题

3.1 实测启动压力梯度数据

为了研究问题方便, 说明一下启动压力梯度的位置, 本文所言的启动压力梯度不是指井点深度处的压力梯度, 而是指储集层层内的压力梯度.

根据低和特低渗透储集层启动压力梯度研究文献(肖鲁川等, 2000; 宋付权等, 2001; 刘曰武等, 2002; 杨琼等, 2004; 闫梅等, 2006; 许建红等, 2007a; 郝鹏程等, 2008; 任晓娟等, 2009; 田冷和何顺利, 2009; 杨正明等, 2010)分析发现, 这些文献所提供的实验数据不是数据表中的数据不合理, 就是文中曲线上的数据不合理. 下面仅以本节上面提到的典型文献为例进行分析.

肖鲁川等(2000)给出了低渗透油藏原油渗流启动压力梯度, 当渗透率在 0.43×10^{-3} 和 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 测到的启动压力梯度是 20 和 10 MPa/m. 如果油藏渗流距离为 500 m 时, 将这些数据折算到油藏条件时, 储集层内驱替压力要高达 10000 和 5000 MPa, 很显然, 这个数值是不合理的. 宋付权等(2001)给出岩芯渗透率为未知, 所测启动压力梯度为 2.43 MPa/m; 刘曰武等(2002)给出的岩芯渗透率在 $2.003 \times 10^{-3} \sim 1.8826 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 所测启动压力梯度为 4.0~6.0 MPa/m; 杨琼等(2004)给出的渗透岩芯率为 $0.623 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 所测启动压力梯度的值 1.032 MPa/m; 闫梅等(2006)给出的长庆油田岩芯渗透率 $0.35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 所测启动压力梯度实验数据为 3.25 MPa/m. 郝鹏程等(2008)给出的渗透率为 $2 \times 10^{-3} \sim 3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 所测启动压力梯度的值 1.032~0.8 MPa/m. 田冷等(2009)给出了在岩芯渗透率为 $0.3087 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 启动压力梯度数据为 25 MPa/m; 杨正明等(2010)给出岩芯渗透率为 $0.35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 水测压力梯度值范围 0.5~9 MPa/m; 如果将上述文献中所给出的启动压力梯度值按 500 m 的层内渗流距离进行计算, 折算到油藏条件的驱动压力, 当低渗透启动

压力梯度为 0.5~20 MPa/m, 在储集层中的启动压力范围为 $(0.5 \sim 20) \times 500 = 250 \sim 10000$ MPa. 对于实际油藏而言, 启动压力值太高, 是不合理的. 以长庆油田为例, $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 储集层的特低渗油田注水压力最高值为 20.0 MPa, 所以, 储集层驱动压力永远达不到实验测得的如此之高的压力.

由上述数据分析可以看出: 很显然, 实验室与实际储集层条件相差甚远, 所以, 实验测得的启动压力梯度数据均很高, 实验室得到的启动压力梯度不能代表实际储集层岩石介质在投产前超前注水、压裂后的真实渗流特征, 不能应用于储集层实际渗流计算及井网设计等. 那么, 如何得到合理的启动压力梯度? 从压力系数概念入手进行分析, 由于我国低和特低渗透储集层其压力系数低于 1, 属于低压油藏. 压力系数的定义是地层测试压力与其测试点静水柱压力的比值, 写成公式为

$$\alpha_p = \frac{P_t}{0.0098h\rho}, \quad (14)$$

式中, α_p 为油藏压力系数, 无量纲; ρ 为水的密度 (g/cm^3); P_t 为油层测试点的压力 (MPa); h 为油层测试点的静水柱高度 (m).

当储集层压力测试深度 $h=1500$ m, 测试地层压力 $P_t=10 \sim 12$ MPa, 水的密度 $\rho=1.0 \text{ g}/\text{cm}^3$. 通过式(14)求得压力系数 $\alpha_p=0.68 \sim 0.82$. 因此, 该油藏属于压力系数低于 1 的低压油藏. 通常, 油井没有自然产能, 需要采用超前注水, 使压力系数达到 1. 由式(14)求得理论上的地层压力为 15 MPa, 需要增加 3~5 MPa 的地层压力, 才能确保油井正常生产. 当泄油距离为 500 m 时, 由于忽略储集层渗流阻力, 最小的启动压力梯度等于 $(3 \sim 5)/500 = 0.006 \sim 0.01$ MPa/m. 目前, 长庆油田多数油井的压力系数保持在 1.25, 由式(14)计算得地层压力为 18.0 MPa, 当泄油距离依然为 500 m 时, 储集层内启动压力梯度可达 $(6 \sim 8)/500 = 0.012 \sim 0.016$ MPa/m (忽略储集层渗流阻力损失). 所以, 对于 1500 m 井深的油藏, 储集层内泄油距离 500 m, 最小的启动压力梯度范围在 0.006~0.016 MPa/m. 而长庆的靖安油田和安塞油田启动压力梯度测试值分别为 0.0142 和 0.017 MPa/m (胡文瑞, 2008), 对比该值与理论计算值基本是一致的. 但我国长庆及一些低渗透油区最高的地层压力系数保持在 2.0 左右, 同理, 计算得储集层内需要的启动压力梯度为 0.04 MPa/m. 由此分析可知, 合理的启动压力梯度值在 0.006~0.04

MPa/m, 而储集层内能允许的压力梯度无法达到 0.5~20 MPa/m. 但真能达到此值时, 不但地层破裂了, 油套管全部将被破坏.

3.2 启动压力梯度偏高的原因分析

低和特低渗透储集层出现不合理的压力梯度数值的原因是: 在设计实验时, 多数实验采用天然露头岩芯, 不能真正地代表油藏条件, 所制备出的岩芯是真正的“磨刀石”(胡文瑞, 2008), 它失去了储集层条件岩石所具备的大小裂缝、裂隙和网状裂缝等真实结构特征, 因为低和特低渗透储集层岩石具备基质及裂缝双重介质的复杂结构特征, 通常, 将裂缝作为研究重点. 低和特低渗透储集层岩石性质与普通的砂岩相比, 其内部吼道形成机制也不同. 又因为目前低和特低渗透油藏开采基本都采用投产前进行较大型压裂, 所以, 实验应该分两部分进行, 一是采用原始地层岩芯实验, 确定储集层条件下的启动压力梯度, 供设计压裂改造规模使用; 二是模拟压裂改造后的岩芯实验, 确定储集层压裂改造后的启动压力梯度, 供油田优化注采参数使用. 但是遗憾的是, 研究者在基质-裂缝双重介质存在的条件下, 较难制备出真正代表储集层条件的低和特低渗透岩芯, 也较难模拟具有开采环境的储集层条件下的驱替过程, 因此, 较难获得储集层流体渗流的启动压力梯度. 美国学者 Nelson 对低渗透储集层将基质和裂缝渗流分为 4 种渗流模式(Nelson, 1987): (1) 裂缝是油藏的全部储存空间和渗流通道; (2) 基质具有较好的渗流能力, 裂缝增加了油藏的渗流能力; (3) 基质中存储大部分原油, 但渗流能力极低, 裂缝是油藏的主要导流通道; (4) 基质中存储较多的原油, 但裂缝中充满了各种矿物, 此类裂缝阻碍了流体渗流, 并将油藏分隔成相对较小的块状. 如果在测定低和特低渗透储集层的启动压力梯度实验时, 研究者按照 Nelson 提出的低渗透渗流机制的 4 种渗流机制之一进行岩芯制备, 并根据 Kazemi 等(1992)和 Givan(1998)等人提出的基质到裂缝的原油传递机理进行实验, 预计能够得出一个比较接近油藏实际的启动压力梯度.

众所周知, 实验研究的条件不同, 所得结果差之千里. 在低和特低渗透储集层岩石的岩芯驱替实验中, 实验方法不完全符合岩芯驱替实验标准. 一些研究者(肖鲁川等, 2000; 宋付权和刘慈群, 2000b; 王尤富等, 2000; 宋付权等, 2001; 杨琼等, 2004; 闫梅等,

2006)一般都采用各自的实验步骤, 闫梅等(2006)和田冷等(2009)对其实验步骤叙述不清楚, 而宋付权等(2000b)、王尤富等(2000)和刘曰武等(2002)在其实验中没有考虑在岩芯中构造束缚水. 由于研究者采用了不同的岩芯制备技术、不同的实验设计、不同的实验仪器设备、不同的流体参数和外部控制参数, 造成了启动压力梯度值出现了较大的差异. 诚然, 要想得到符合实际的启动压力梯度实验结果, 除实验方法正确以外, 构建真实的地质模型和确定一种合理的渗流模式也非常重要. 根据研究认为: 我国低渗透油藏多数属于第 3 种渗流模式. 所以, 在我国低和特低渗透油藏的物模和数模研究时, 物理实验和数学模型建立时均不能忽略裂缝, 真实反映低和特低渗透油藏的渗流特征, 才可能避免较大的实验和模拟误差, 其结果才能真正指导油田开发实践.

4 结论

(1) 毛管压力是导致低和特低渗透储集层多孔介质流体渗流存在启动压力梯度的主要原因. 在一定的假设条件下, 用边界层效应进行解释在低和特低渗透储集层中流体渗流非达西渗流或者启动压力梯度, 还需要在理论及微观渗流实验两个方面进一步研究证实.

(2) 式(5)只是判别式, 它不能真正描述具有启动压力梯度的非达西渗流特征. 如果式(5)当作渗流方程, 找不到一组实验值符合式(5)的计算值. 所以, 目前人们尚未看到由式(5)所模拟得到的非达西渗流条件下的流速和启动压力梯度的真实渗流曲线.

(3) 在目前开发压裂和超前注水等技术实施下, 压力梯度值发生改变. 且当其值达到一定值后, 非达西渗流特征消失, 也就是说, 启动压力梯度并不是伴随整个开发过程. 这时, 储集层渗流完全符合达西渗流, 在低和特低渗透油藏数值模拟及产能预测中全程考虑非达西渗流都是不妥当的. 这个新认识可使长期以来困扰人们的非达西渗流的问题得以解决, 使油藏工程分析和数值模拟将大大简化.

(4) 目前的低渗透启动压力梯度的实验值偏高的原因主要由于岩芯制备、试验流程、实验条件等不符合低和特低渗透储集层岩石结构特征和渗流特征所致. 长庆等中国低和特低渗透油田而言, 井深 1500 m, 储集层内泄油距离 500 m, 其启动压力梯度

范围值应在 0.006~0.04 MPa/m。因此, 准确估算启动压力梯度值, 对于正确制定低和特低渗透油藏注采开发方案, 优化注采参数, 节能降耗, 有效、高效开发低和特低渗透油藏意义非常重大。

致谢 感谢中国石油勘探开发研究院同意发表此项研究成果、感谢审稿专家提出的有深度的修改意见。

参考文献

- 巴斯宁耶夫 K C, 费拉索夫 A M, 科钦娜 И Н, 等. 1986. 张永一, 赵碧华, 译. 1992. 地下流体力学. 北京: 石油工业出版社. 32-35, 274-275
- 邓英尔, 阎庆来, 马宝歧. 1996. 表面分子对低渗多孔介质中液体渗流特征的影响. 见: 渗流流体力学研究所, 大庆石油学院分院, 主编. 渗流力学进展. 北京: 石油工业出版社. 359-366
- 邓英尔, 阎庆来, 马宝歧. 1998. 界面分子力作用与渗透率的关系及其对渗流的影响. 石油勘探与开发, 25: 46-49
- 邓英尔, 刘慈群. 1998. 具有启动压力梯度的油水两相渗流理论与开发指标计算方法. 石油勘探与开发, 25: 36-39
- 邓英尔, 谢和平, 黄润秋, 等. 2006. 低渗透孔隙-裂隙介质气体非线性渗流运动方程. 四川大学学报(工程科学版), 38: 1-4
- 董大鹏, 冯文光, 赵俊峰, 等. 2007. 考虑启动压力梯度的相对渗透率计算. 天然气工业, 27: 95-96
- 冯文光. 1986. 非达西低速渗流的研究现状与展望. 石油勘探与开发, 13: 76-80
- 葛家理. 1982. 油气层渗流力学. 北京: 石油工业出版社. 28-29
- 甘庆明, 成珍, 成绥民. 2004. 低渗油藏非达西流启动压力梯度的确定方法. 油气井测试, 13: 1-4
- 郭永存, 卢德唐, 曾清红, 等. 2005. 有启动压力梯度渗流的数学模型. 中国科学技术大学学报, 35: 492-498
- 郝鹏程, 向俊华, 王玮. 2008. 低渗透油层启动压力梯度与渗透率的关系研究. 石油天然气学报, 30: 315-317
- 韩小妹, 王恩志, 刘庆杰. 2004. 低渗透岩石的单相水非 Darcy 流. 清华大学学报(自然科学版), 44: 804-807, 811
- 贺伟, 冯曦, 钟孚勋. 2002. 低渗储集层特殊渗流机理和低渗透气井动态特征探讨. 天然气工业, 22(增刊): 91-94
- 黄延章. 1997. 低渗透油层非线性渗流特征. 特种油气藏, 4: 9-14
- 黄延章. 1998. 低渗透油层渗流机理. 北京: 石油工业出版社. 58-87
- 胡文瑞. 2008. 低渗透油田开发概论. 北京: 石油工业出版社. 60-61
- 李凡华, 刘慈群. 1997. 含启动压力梯度的不定常渗流的压力动态分析. 油气井测试, 6: 1-4, 11
- 李中锋, 何顺利. 2005. 低渗透储集层原油边界层对渗流规律的影响. 大庆石油地质与开发, 24: 57-59, 77
- 刘曰武, 丁振华, 何凤珍. 2002. 确定低渗透油藏启动压力梯度的三种方法. 油气井测试, 11: 1-4
- 马尔哈辛. 1977. 李殿文, 译. 1987. 油层物理化学机理. 北京: 石油工业出版社. 74-153
- 牟学益, 刘永祥. 2001. 低渗透油田启动压力梯度研究. 油气地质与采收率, 8: 58-60
- 任晓娟, 张国辉, 缪飞飞. 2009. 低渗多孔介质非达西渗流启动压力梯度存在判识. 辽宁工程技术大学学报(自然科学版), 28(增刊): 273-276
- 宋付权, 刘慈群, 胡建国. 1999a. 用压力恢复试井资料求油藏启动压力梯度. 油气井测试, 8: 5-7
- 宋付权, 刘慈群, 李凡华. 1999b. 低渗透介质含启动压力梯度一维瞬时压力分析. 应用数学和力学, 20: 25-32
- 宋付权, 刘慈群. 1999. 含启动压力梯度油藏的两相渗流分析. 石油大学学报(自然科学版), 23: 47-50, 56
- 宋付权, 刘慈群. 2000a. 低渗油藏的两相相对渗透率计算方法. 西安石油学院学报(自然科学版), 15: 10-12, 20
- 宋付权, 刘慈群. 2000b. 低渗透油藏启动压力梯度的简单测量. 特种油气藏, 27: 23-25
- 宋付权, 刘慈群, 吴柏志. 2001. 启动压力梯度的不稳定快速测量. 石油学报, 22: 67-70
- 田冷, 何顺利. 2009. 致密砂岩储集层近井区启动压力梯度的存在原因探讨. 科技导报, 27: 67-70
- 王恩志, 韩小妹, 黄远智. 2003. 低渗岩石非线性渗流机理讨论. 岩土力学, 24(增刊 2): 120-124
- 王尤富, 吴刚, 安淑凯, 等. 2000. 低渗透油层岩石启动压力梯度影响因素的试验研究. 石油天然气学报, 19: 27-30
- 肖鲁川, 甄力, 郑岩. 2000. 特低渗透储集层非达西渗流特征研究. 大庆石油地质与开发, 19: 27-30
- 薛芸, 石京平, 贺承祖. 2001. 低速非达西流动机理分析. 石油勘探与开发, 28: 102-104
- 薛定谔 A E. 1974. 多孔介质中的渗流物理. 张朝琛等译. 1982. 北京: 石油工业出版社. 174-175
- 徐绍良, 岳湘安. 2007. 低速非线性流动特性的实验研究. 中国石油大学学报(自然科学版), 31: 60-63
- 许建红, 程林松, 钱丽丹, 等. 2007a. 低渗透油藏启动压力梯度新算法及应用. 西南石油大学学报, 29: 64-66, 78
- 许建红, 程林松, 周颖, 等. 2007b. 一种求解低渗透油藏启动压力梯度的新方法. 石油勘探与开发, 34: 594-597, 602
- 闫梅, 吴长虹, 王艺景. 2006. 严重非均质油藏启动压力梯度变化趋势研究. 石油天然气学报, 28: 129-130

- 杨清立, 杨正明, 王一飞, 等. 2007. 特低渗透油藏渗流理论研究. 钻采工艺, 30: 52–54
- 杨正明, 于荣泽, 苏致新, 等. 2010. 低渗透油藏非线性渗流数值模拟. 石油勘探与开发, 37: 94–98
- 杨仁锋, 姜瑞忠, 刘世华, 等. 2010. 特低渗透油藏非线性渗流数值模拟. 石油学报, 32: 229–306
- 杨琼, 聂孟喜, 宋付权. 2004. 低渗透砂岩渗流启动压力梯度. 清华大学学报(自然科学版), 44: 1650–1652
- 智天翼, 陈家军, 王恩志. 2004. 低渗非达西多相渗流的数值模拟分析. 安全与环境学报, 5: 81–83
- 张普, 张连忠, 李文耀, 等. 2008. 边界层对低渗透非达西渗流规律影响的实验研究. 河北工程大学学报(自然科学版), 25: 70–72
- Economides M J. 2000. Reservoir Stimulation. 3rd ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 9–5, 12–24
- Givan F A. 1998. Theoretically derived transfer function for oil recovery from fractured reservoirs by waterflooding. Spe Reserv Eval Eng, 1: 141–144
- Kazemi H, Gilman J R, El-Sharkaway A M. 1992. Analytical and numerical solution of oil recovery from fractured reservoirs with empirical transfer functions. Spe Reserv Eng, 7: 219–227
- Mullen M, Pitcher J, Hinz D, et al. 2010. Does the presence of natural fractures have an impact on production? A case study from the Middle Bakken Dolomite, North Dakota. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Italy. doi: 10.2118/135319-MS
- Nelson R N. 1987. Fractured reservoirs: Turning knowledge into practice. J Petrol Technol, 39: 407–414
- Ozkan E, Brown M, Raghavan R, et al. 2009. Comparison of fractured horizontal well performance in conventional and unconventional reservoirs. In: SPE Western Regional Meeting, San Jose. doi: 10.2118/121290-MS
- Thomas K L, Katz D L, Tek M R. 1967. Threshold pressure phenomena in porous media. SPE J, 8: 174–184
- Treffin F A. 1945. The Oil Permeability of Sandstone Reservoirs. The National Oil and Fuel Press. 20–21
- Tabatabaei M, Mack D, Daniels R. 2009. Evaluating the performance of hydraulically fractured horizontal wells in the Bakken shale play. In: SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Denver. doi: 10.2118/122570-MS
- Shaoul J, Zelm L. 2011. Damage mechanisms in unconventional-gas-well stimulation—A new look at an old problem. In: SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, Muscat. doi: 10.2118/142479-MS