



论文

三相流体非均匀饱和和多孔岩石声学模拟与分析

侯波^{①②*}, 陈小宏^{①②}, 李景叶^{①②}

① 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

② 中国石油大学(北京)CNPC 物探重点实验室, 北京 102249

*联系人, E-mail: houbo110@163.com

收稿日期: 2011-06-27; 接受日期: 2012-01-04; 网络出版日期: 2012-02-15

国家自然科学基金(批准号: 41074098)和国家重点基础研究发展计划(编号: 2007CB209606)联合资助项目

摘要 多孔岩石岩性、孔隙度、渗透率变化, 导致流体饱和度在储层中非均匀分布. 传统的基于流体均匀混合的双相介质模型不能用于计算流体非均匀饱和岩石的声学性质(纵、横波速度). 依据三相流体 Brooks-Corey 模型、Gassmann 理论和边界理论提出了有效计算中观尺度下非均质多孔岩石三相流体非均匀饱和时岩石声学性质的方法, 为研究三相流体非均匀分布对岩石声学性质影响提供理论与方法, 并建立了在毛管压力平衡状态下非均匀饱和和多孔岩石声学性质与总含水饱和度的定量关系. 揭示了不同流体饱和状态下纵、横波速度随总含水饱和度的变化规律. 实例模拟分析表明, 多种岩性岩石组成的多孔岩石储层三相流体非均匀饱和时, 纵波速度随总含水饱和度的变化趋于连续变化, 而流体均匀饱和岩石, 仅在接近完全含水时, 纵波速度有明显变化. 流体饱和度分布均匀与否对横波速度没有影响, 但岩石三相流体饱和与两相流体饱和时相比, 横波速度随总含水饱和度的变化特征更加复杂.

关键词 非均匀饱和, 纵波速度, 横波速度, 毛管压力, 孔隙度, 渗透率, 中观尺度

PACS: 43.20.Jr, 91.60.Lj, 07.05.Tp

doi: 10.1360/132011-760

孔隙介质的声学特性一直是地震岩石物理学家关注的焦点^[1–3]. 而流体对多孔岩石声学特性的影响是孔隙介质声学理论的重要研究内容之一. 明确流体对多孔岩石声学特性的影响规律后, 油藏工程师可以利用地震波场来推断储层内流体分布^[4], 因此, 孔隙介质声学研究对于油藏勘探与开发具有重要的实用价值. Gassmann^[5]在 1951 年推导出了均匀单一岩性介质饱和流体时的弹性模量计算公式, 并成为应用最广泛的孔隙介质岩石物理模型之一. 当孔隙

中含有多相流体时, Gassmann 理论只适用于不同流体在孔隙尺度上均匀混合的情况. Biot^[6,7]将 Gassmann 的研究工作扩展到了全频带, 提出了流体饱和和孔隙介质波传播理论, 并得到了广泛的应用. Biot 理论仅考虑了孔隙介质中的宏观流动机制(Poiseuille 流), 认为波在孔隙介质中传播时, 流体之间交换具有足够的松弛时间. Mavko 和 Nur 考虑了岩石处于非松弛状态时的波传播特征, 提出了微观喷射流机制^[8], 弥补了 Biot 理论的不足. 地震波在部分饱和和多孔岩石介质中

引用格式: 侯波, 陈小宏, 李景叶. 三相流体非均匀饱和和多孔岩石声学模拟与分析. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2012, 42: 259–270

Hou B, Chen X H, Li J Y. Acoustics simulation and analysis of three phase fluid patchy saturations porous rock (in Chinese). Sci Sin-Phys Mech Astron, 2012, 42: 259–270, doi: 10.1360/132011-760

传播时,与 Biot 理论的宏观流动机制相比,微观喷射流机制预测了更强的地震波衰减与频散^[9]. Dvorkin 和 Nur^[10]将宏观 Biot 流动机制和微观喷射流机制综合,提出了统一 Biot 流和喷射流的孔隙介质波动模型,简称 BISQ 模型^[11]. 以上模型都是建立在流体均匀饱和的基础上,但实际岩石通常是非均质的. 岩性变化是造成非均质的重要原因,胶结、压实、孔隙结构和黏土分布等因素的变化会导致岩石的孔隙度、渗透率和弹性模量的变化,而这种变化的尺度常常小于地震波长而又远大于孔隙尺度,即中观尺度. 这种岩石的非均质性导致在中观尺度上,毛管压力平衡状态时多孔岩石中流体饱和度分布不均匀. White^[12]首先基于地层水饱和但包含球状气体区域的孔隙岩石模型,模拟了流体饱和度不均匀分布对地震波速度的影响. 并在此基础上,White 等人^[13]又建立了含气、含水层交错排列的周期层状非均匀模型. Dutta 和 Odé^[14]用孔隙弹性学的 Biot 理论给出了 White 模型更加严谨的解. Dutta 和 Sheriff^[15]基于 White 模型研究了波的速度和衰减性质. Johnson^[16]建立了描述不同地层周期排列、流体非均匀分布孔隙岩石的物理模型. Carcione 和 Picotti^[17]基于周期层状 White 模型研究了地震波的频散与衰减特征. Vogelaar 和 Smeulders^[18]研究了纵波在周期层状非均匀孔隙介质中的传播规律. 刘炯等人^[19,20]基于气体和液体两相流体饱和 White 模型研究了周期层状模型和球状模型的纵波声学性质. 考虑到 White 的周期模型过于理想化,难于适应实际多孔岩石的复杂结构, Gurevich 和 Lopatnikov^[21]首次提出了一维随机分布的流体非均匀饱和孔隙介质模型, Müller 和 Gurevich^[22]发展了该模型. 在假定随机介质物理属性随空间变化缓慢条件下, Müller 和 Gurevich^[23]以及 Toms 等人^[24]应用统计平均的方法将该模型推广到三维. Brajanovski 等人^[25]将随机分布非均匀饱和模型和裂隙介质模型有效结合,建立了可以适用于裂隙介质的非均匀饱和和孔隙介质模型. 但基于随机分布的非均匀饱和和孔隙介质模型计算十分复杂,实际应用比较困难. 赵海波等人^[26]以及王东等人^[27]通过直接求解孔隙介质波动方程研究了多相流体孔隙介质声学特性. Mavko 和 Mukerji^[28]推导了岩性均匀但多相流体分布不均匀时的非均匀饱和模型,并计算证明了非均匀饱和和孔隙介质的弹性模量是地震频带内混合介质弹性模量的上限. Knight 等

人^[29]研究了由于岩性非均匀而导致气、水饱和度分布不均匀时岩石纵波声学特性,但其研究未涉及三相流体.

任何尺度下,实际地下多孔岩石都是非均质的,但微观尺度下非均质性对流体分布的影响可认为是统计均匀的;宏观尺度下非均质性又可看成分块均匀的,流体分布也是分块均匀的;而中观尺度下非均质性引起流体非均匀分布,这一尺度与地震波长相近,流体分布特征无法用统计均匀分布或分块均匀分布来描述. 但中观尺度下流体非均匀分布对岩石声学性质影响较大,因此研究中观尺度下非均质岩石声学特性随流体饱和度变化特征对认识地下岩石中地震波传播特征,以及根据地震波场反演流体参数具有重要意义. 此外,流体饱和度分布对孔隙介质声学性质的影响特征与频率密切相关. 孔隙介质存在速度频散现象^[30,31],现有的理论(包括 Biot 理论、喷射流理论以及 BISQ 理论)都预测了声波在孔隙介质中的频散现象,但只预测了声波在高频段存在较强的频散现象,并不能有效表征和解释地震频带(10–100 Hz)内地震波的频散. Pride 提出了描述中观尺度下流体流动的双孔双渗孔隙介质波动模型,试图解释地震频带内的频散现象^[32,33]. 该模型认为波诱导流体流动是造成地震波频散的主要原因,能够产生波诱导流体流动的介质一般含有软孔隙(如裂隙等容易压缩的孔隙). 而对于孔隙没有明显的软孔隙和硬孔隙(不易被压缩的孔隙)之分的介质,波诱导流体流动相对较弱,地震频带内的波速频散也会比较弱. 基于以上研究工作,本文重点针对不含裂隙等软孔隙的介质,并忽略地震频带内地震波的频散现象,研究了非均匀饱和三相流体对多孔岩石声学性质的影响,提出了中观尺度下岩性、孔隙度、渗透率非均匀分布,以及油、气、水三相流体非均匀饱和时多孔岩石介质纵波与横波速度计算方法,并进行了实例计算,分析了多种不同流体饱和度分布状态下的岩石声学性质.

1 三相流体非均匀饱和声学性质计算方法

三相流体非均匀饱和多孔岩石(由多种岩性组成)的声学性质(纵、横波速度)计算主要分为三步:首先,根据多孔岩石的孔隙度、渗透率参数,在毛管压力平衡的条件下,由三相流体 Brooks-Corey 模型^[34]建立

毛管压力与三相流体饱和度在不同岩性中分布的定量关系. 在不同的毛管压力下, 利用该定量关系得到油藏毛管压力平衡条件下三相流体的饱和度分布; 然后, 根据三相流体在不同岩性中的饱和度分布, 通过 Gassmann 方程^[5]和 Wood 方程^[35]计算单一岩性多孔岩石的纵波速度和横波速度; 最后, 通过等效介质理论计算三相流体非均匀饱和状态下, 由多种岩性组成的多孔岩石的等效纵波速度和横波速度.

1.1 饱和度分布定量计算

计算孔隙介质三相流体非均匀饱和时的速度, 首先需要计算三相流体的饱和度. 三相流体饱和度随多孔岩石的非均质性而变化. 这是因为在忽略重力作用的情况下, 流体饱和度分布主要受控于毛管压力, 不同岩性的毛管压力依赖于它的孔隙度和渗透率, 而不同的岩性具有不同的孔隙度和渗透率. 由于毛管压力的存在, 不同岩性中的流体压力并不相等, 毛管压力越大, 非润湿相驱替润湿相越容易, 会有更多的非润湿相占据孔隙空间, 因此, 不同岩性中的流体饱和度存在明显差异. 在毛管压力平衡的条件下, 不同岩性中流体饱和度可以由这些岩性对应的毛管压力计算得到, 气、水两相流体饱和多孔岩石的含水饱和度与毛管压力的关系可以通过 Brooks 和 Corey^[36]关系式来确定:

$$S = S_{\text{irr}} + (1 - S_{\text{irr}}) \left(\frac{P_t}{P_c} \right)^\lambda, \quad (1)$$

上式中 S 为含水饱和度, S_{irr} 为束缚水饱和度, λ 为经验常数. P_c 为毛管压力, P_t 为门槛压力, 压力单位为千帕斯卡(kPa). P_t 由 Thomas 等人^[37]的经验公式给出:

$$P_t = 52k^{-0.43}, \quad (2)$$

上式中 k 为渗透率, 单位为毫达西(mD), 束缚水饱和度与渗透率和孔隙度之间的关系可以由 Timur's 经验公式来确定^[29,38]:

$$S_{\text{irr}} = 11.59 \frac{\phi^{1.26}}{k^{0.35}} - 0.01, \quad (3)$$

上式中 ϕ 为孔隙度. (1)–(3)式中的孔隙度和饱和度按小数给定. (2)和(3)式等号两端量纲并不一致, 这是因为(2)和(3)式仅仅是经验拟合公式, 而并非由物理公式推导得到. 尽管(1)–(3)式是经验公式, 但它描述了压力、饱和度、渗透率和孔隙度之间的定量关系, 以及饱和度在储层中非均匀分布规律. 在孔隙介质岩

石物理中具有重要意义.

Brooks-Corey 模型给出了气、水两相情况下含水饱和度与毛管压力的定量关系, 武晓峰等人^[34]推广了 Brooks-Corey 模型, 给出了三相流体 Brooks-Corey 模型:

$$\begin{cases} S_w^{\text{gow}} = 1, & P_{\text{cow}} < P_{\text{tow}}, \\ S_w^{\text{gow}} = S_{\text{irrw}}^{\text{gow}} + (1 - S_{\text{irrw}}^{\text{gow}}) \left(\frac{P_{\text{tow}}}{P_{\text{cow}}} \right)^{\lambda_{\text{ow}}}, & P_{\text{cow}} > P_{\text{tow}}, \\ S_l^{\text{gow}} = 1, & P_{\text{cgl}} < P_{\text{tgl}}, \\ S_l^{\text{gow}} = S_{\text{irl}}^{\text{gow}} + (1 - S_{\text{irl}}^{\text{gow}}) \left(\frac{P_{\text{tgl}}}{P_{\text{cgl}}} \right)^{\lambda_{\text{gl}}}, & P_{\text{cgl}} > P_{\text{tgl}}. \end{cases} \quad (4)$$

上式中 S_l^{gow} 和 S_w^{gow} 分别为油和水的饱和度; P_{cgl} 和 P_{cow} 分别为气油之间和油水之间的毛管压力; P_{tgl} 和 P_{tow} 分别为气油之间和油水之间的门槛压力; $S_{\text{irl}}^{\text{gow}}$ 和 $S_{\text{irrw}}^{\text{gow}}$ 分别为束缚油和束缚水的饱和度; λ_{ow} 和 λ_{gl} 为经验常数. 在由多种岩性组成的储层中, 假设毛管压力是平衡的, 不同岩性的流体饱和度可以通过(4)式计算得到. 由储层中不同岩性的流体饱和度分布, 利用下式可以计算得到储层总的流体饱和度^[23]:

$$S_{\text{global}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \phi_i f_i}{\sum_{i=1}^n \phi_i f_i}. \quad (5)$$

上式中 S_i 第 i 岩性岩石的流体饱和度, ϕ_i 为第 i 个岩性岩石的孔隙度, f_i 为第 i 个岩性岩石在多孔岩石中的体积百分含量. 尽管(2)–(4)式是经验公式, 缺乏普遍意义, 但公式给出了一种定量计算非均匀分布流体饱和度的方法^[29]. 利用(2)–(4)式得到三相流体饱和时的毛管压力与非均匀分布流体饱和度的定量关系, 再联合(5)式可以建立总的流体饱和度与毛管压力的定量关系. 这里约定含水(油、气)饱和度是指单一岩性的含水(油、气)饱和度, 即非均质多孔岩石由多种岩性组成, 对于每一种岩性的孔隙中水(油、气)的体积与该岩性的孔隙体积的比值即为含水(油、气)饱和度; 而总含水(油、气)饱和度是指由多个岩性组成的多孔岩石的含水(油、气)饱和度, 即整个多孔岩石的含水(油、气)体积与整个多孔岩石的孔隙体积之比.

1.2 单一岩性饱和三相流体孔隙岩石弹性参数计算

由多种岩性组成的多孔岩石, 岩性在中观尺度上是非均匀的. 对于多孔岩石中的某一岩性, 孔隙结

构、渗透率变化不大, 三相流体可以在其中均匀混合. 因此传统的基于流体均匀混合的 Gassmann 理论适用于分别计算多孔岩石各个岩性的弹性模量. Gassmann^[5]在 1951 年建立的饱和岩石弹性模量与岩石骨架以及基质、流体体积模量、孔隙度之间的关系如下:

$$K_s = K_d + \frac{\left(1 - \frac{K_d}{K_m}\right)^2}{\frac{\phi}{K_f} + \frac{1-\phi}{K_m} - \frac{K_d}{K_m^2}}, \quad (6)$$

$$G_s = G_d, \quad (7)$$

其中 K_d 是岩石的干岩体积模量, K_m 为岩石基质体积模量, K_f 为流体体积模量, G_d 为干岩石剪切模量, K_s 为饱和流体岩石体积模量, G_s 为饱和流体岩石剪切模量.

当单一岩性中同时含有水、油、气三相流体时, 混合流体在该岩性中均匀分布且混合流体体积模量满足 Wood 方程^[25]:

$$\frac{1}{K_f} = \frac{S_w}{K_w} + \frac{S_o}{K_o} + \frac{S_g}{K_g}. \quad (8)$$

上式中 K_w , K_o 和 K_g 分别为水、油、气的体积模量, S_w , S_o 和 S_g 分别为水、油、气的饱和度, 并且满足饱和度方程:

$$S_w + S_o + S_g = 1. \quad (9)$$

在给定毛管压力平衡的情况下, 不同岩性的流体饱和度是不同的, 各个岩性的流体饱和度由(4)式计算得到. 再利用方程(6)–(9)可以分别计算得到多孔岩石中不同岩性含三相流体时的体积模量和剪切模量.

1.3 多孔岩石等效纵、横波速度计算

非均质储层通常由多种岩性组成, 各岩性弹性模量不同. 由不同岩性组成的储层等效弹性模量可以由等效介质理论计算得到^[39–42]. 考虑到各种不同岩性在中观尺度是非均质的, 岩石的结构是任意的, 现有理论无法精确地给出其等效弹性模量, 本文通过边界理论上、下限的平均计算等效介质弹性模量稳定的解. Hashin 和 Shtrikman^[43]给出了混合介质弹性模量计算最紧的上下限, Berryman^[44]将该上下限推广到任意多组分组成的混合介质中去. 下面给出推广后的 Hashin-Shtrikman 上下限^[44]:

$$K_{\text{low}} \leq K_{\text{eff}} \leq K_{\text{up}}, \quad (10)$$

$$G_{\text{low}} \leq G_{\text{eff}} \leq G_{\text{up}}. \quad (11)$$

上式中 K_{eff} 和 G_{eff} 分别为等效介质的体积模量和剪切模量; K_{low} 和 K_{up} 分别为等效介质体积模量的上下限, 且满足

$$K_{\text{low}} = \left[\sum_{i=1}^n \frac{f_i}{K_i + \frac{4}{3}G_{\text{min}}} \right]^{-1} - \frac{4}{3}G_{\text{min}},$$

$$K_{\text{up}} = \left[\sum_{i=1}^n \frac{f_i}{K_i + \frac{4}{3}G_{\text{max}}} \right]^{-1} - \frac{4}{3}G_{\text{max}}.$$

G_{low} 和 G_{up} 分别为等效介质体积模量的上下限, 且满足

$$G_{\text{low}} = \left[\sum_{i=1}^n \frac{f_i}{G_i + \zeta(K_{\text{min}}, G_{\text{min}})} \right]^{-1} - \zeta(K_{\text{min}}, G_{\text{min}}),$$

$$G_{\text{up}} = \left[\sum_{i=1}^n \frac{f_i}{G_i + \zeta(K_{\text{max}}, G_{\text{max}})} \right]^{-1} - \zeta(K_{\text{max}}, G_{\text{max}}),$$

$$\text{其中 } \zeta(K, G) = \frac{G}{6} \left(\frac{9K + 8G}{K + 2G} \right).$$

上式中 K_i 和 G_i 分别为第 i 个岩性单元的体积模量和剪切模量; K_{min} 和 G_{min} 分别为所有岩性单元中最小的体积模量和最小的剪切模量; K_{max} 和 G_{max} 分别为所有岩性单元中最大的体积模量和最大的剪切模量. 尽管 Hashin-Shtrikman 边界理论没有考虑地震波的频散, 但 Hashin-Shtrikman 上限与下限非常接近, 适合计算地震尺度非均匀介质的弹性模量. 因此, 通过上下限平均可以得到较高精度的多孔岩石的等效体积模量和等效剪切模量为

$$K_{\text{mix}} = \frac{1}{2}(K_{\text{up}} + K_{\text{low}}), \quad (12)$$

$$G_{\text{mix}} = \frac{1}{2}(G_{\text{up}} + G_{\text{low}}). \quad (13)$$

饱和流体岩石的密度计算公式为

$$\rho = (1 - \phi)\rho_m + \phi S_w \rho_w + \phi S_o \rho_o + \phi S_g \rho_g, \quad (14)$$

上式中 ρ_m , ρ_w , ρ_o 和 ρ_g 分别为基质、水、油和气的密度. 进而可以由下式计算得到非均质储层的纵波速度和横波速度为

$$v_p = \sqrt{\left(K_{\text{mix}} + \frac{4}{3}G_{\text{mix}}\right) / \rho}, \quad (15)$$

$$v_s = \sqrt{G_{\text{mix}} / \rho}. \quad (16)$$

依据(4)式计算得到多孔岩石的各个岩性单元的

饱和度分布, 进而利用(6)–(8)式获得多孔岩石的各个岩性单元的弹性模量, 再由(12)–(16)式可以计算得到多孔岩石的等效纵、横波速度, 最后根据(5)式计算得到总含水饱和度, 这样就建立了多种岩性组成的多孔岩石非均匀饱和和三相流体时的等效纵、横波速度与总含水饱和度的定量关系. 基于该关系可以对纵、横波速度随总含水饱和度的变化进行模拟与分析以及地震数据解释.

2 模型算例

2.1 模型 I

首先研究由两种岩性组成的多孔岩石模型 1, 其孔隙度、渗透率、弹性模量和密度参数见表 1, 各参数值主要参考了 Yin 在 30 MPa 下对不同岩样的实验室测量结果^[45], 模型参数具有较好的实际意义. 水、油(活油)、气的弹性模量和密度由表 2 给出, 表 2 中的参数主要由 Batzle-Wang 方程^[46]在压力 30 MPa、温度为 75°C、矿化度 35000 ppm、死油密度为 0.9g (cc)⁻¹、气油比为 160 L/L、气体比重为 0.65 下计算得到^[47]. 由(2)–(5)式计算得到 3 种流体非均匀饱和状态下毛管压力与含水饱和度的定量关系曲线(图 1(a)). 由图 1(a)可以看出, 在毛管压力平衡的状态下, 两种岩性具有不同的含水饱和度, 也就是说流体在多孔岩石中的分布是不均匀的. 图 1(b)给出了总的流体饱和度与毛管压力的变化关系曲线. 本文中, 为了方便对比, 岩石两相流体(气和水)与三相流体(油、气、水)饱和时,

采用相同的总含水饱和度与压力的关系. 由图 1(b)可以看出, 随着毛管压力的增大, 水开始被油替代, 再被气和油共同替代, 最后油和水逐渐被气所替代, 但由于存在束缚水和油, 气体最终不能完全填充岩石孔隙.

图 2(a)给出了两种岩性纵波速度随含水饱和度的变化, 尽管两种岩性具有相似的特征(模型参数相近), 但在毛管压力平衡的状态下, 两种岩性纵波速度随总含水饱和度的变化特征仍相差较大(见图 3(a)). 由图 3(a)可以看出, 渗透率较高的岩性 2 在总含水饱和度接近 100%处开始下降, 说明总含水饱和度降低, 油首先进入岩性 2. 总含水饱和度降低到大约为 74%时, 开始有气体进入岩性 2 导致纵波速度明显下降.

表 1 模型 1 的孔隙度、渗透率、弹性模量和密度参数

Table 1 Porosities, permeabilities, elastic moduli and densities for model 1

	岩性 1	岩性 2
孔隙度(%)	27	30
渗透率(mD)	100	400
干岩体积模量(GPa)	11.7	10.9
干岩剪切模量(GPa)	1.73	1.83
基质体积模量(GPa)	34.5	36.6
密度(g cm ⁻³)	2.67	2.645

表 2 水、油、气的体积模量和密度参数

Table 2 Bulk moduli and densities of water, oil and gas

	水	油	气
体积模量(GPa)	2.45	0.95	0.07
密度(g cm ⁻³)	1.0	0.73	0.21

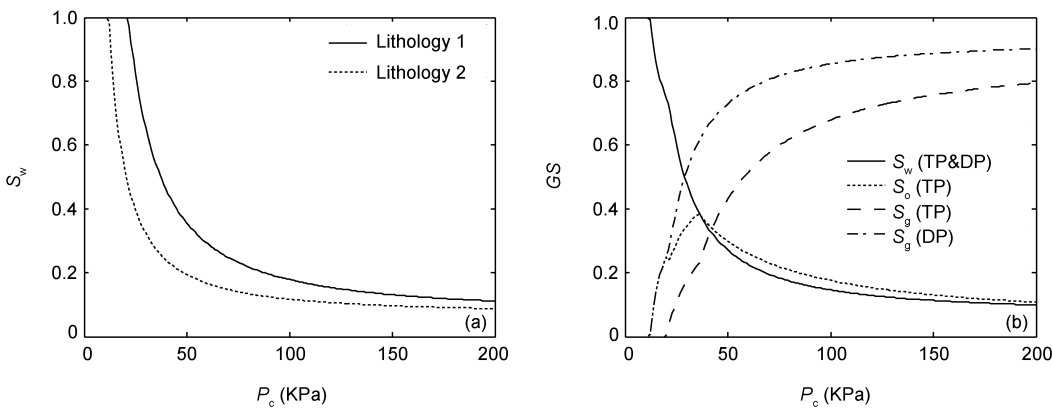


图 1 模型 1 流体饱和度与毛管压力的定量关系

(a) 单一岩性; (b) 混合介质(岩性 2 的比例为 50%)

Figure 1 Fluid saturation versus capillary pressure for model 1. (a) Single lithology; (b) mixed medium (the proportion of lithology 2 is 50%).

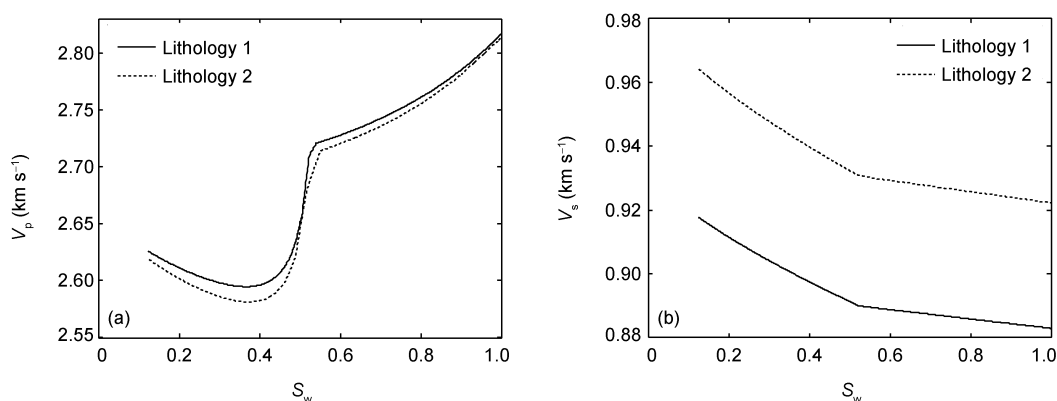


图2 模型1各岩性速度随含水饱和度的变化

(a) 纵波; (b) 横波

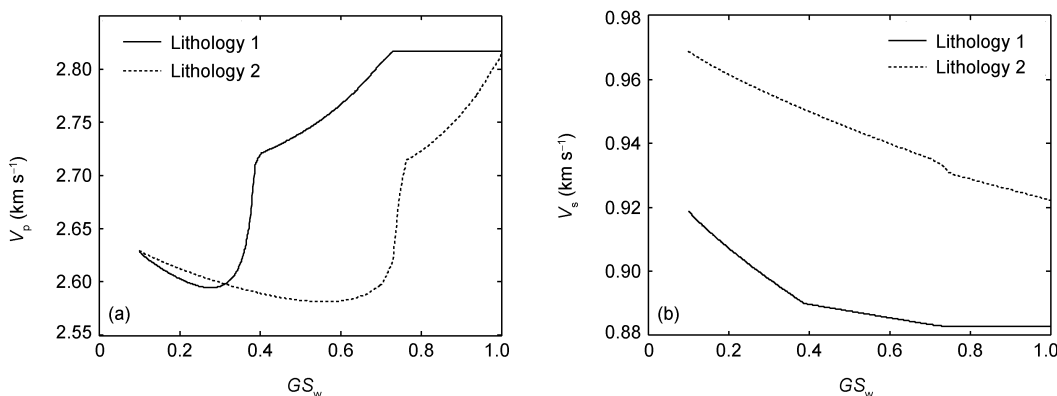
Figure 2 Velocity versus water saturation for model 1. (a) V_p ; (b) V_s .

图3 模型1各岩性速度随总含水饱和度的变化

岩性2的比例为50%. (a) 纵波速度随总含水饱和度的变化; (b) 横波速度随总含水饱和度的变化

Figure 3 Velocity versus global water saturation for every lithology of model 1 (the proportion of lithology 2 is 50%). (a) V_p versus global water saturation; (b) V_s versus global water saturation.

而此时渗透率较低的岩性1仍处于完全水饱和状态, 纵波速度没有变化, 直到总含水饱和度下降到 70% 左右时, 岩性1的纵波速度由于油相的进入才开始下降, 再到40%左右, 开始有气进入岩性1, 此时岩性1的纵波速度开始显著下降. 对比图2(b)和图3(b)看出, 流体对横波速度影响相对较小.

图4给出了两种岩性所占比例不同时, 纵波速度随总含水饱和度的变化, 并与三相流体均匀饱和以及两相流体(水、气)均匀饱和、两相流体(水、气)非均匀饱和时的纵波速度进行比较. 由图4可以看出, 由两种岩性组成的多孔岩石, 两相流体非均匀饱和时, 存在着两个速度变化相对较快的区段, 其中一个在总含水饱和度为100%附近, 对应着岩性2(渗透率较大)开始含气, 随着总含水饱和度的降低还会出现

一个速度变化相对较快的区段, 并且这一区段对应的总含水饱和度随岩性2的比例增大而减小. 三相流体非均匀饱和和多孔岩石的纵波速度变化与两相流体非均匀饱和时类似, 但它的两个速度变化相对较快的区段对应的总含水饱和度与两相流体非均匀饱和时相比较小, 这是因为油相的存在使得总含水饱和度在100%附近开始降低时, 多孔岩石中还未有气体进入, 而是先由油替代水. 在多孔岩石流体(三相或两相)均匀饱和时, 只存在一个速度急剧变化区段, 该区段速度变化量比流体非均匀饱和岩石单个速度变化相对较快的区段对应的速度变化量要大, 即非均匀饱和和岩石随总含水饱和度变化更加连续, 尤其是三相流体非均匀饱和时. 两相均匀饱和岩石的速度急剧变化区段在总含水饱和度100%附近, 说明

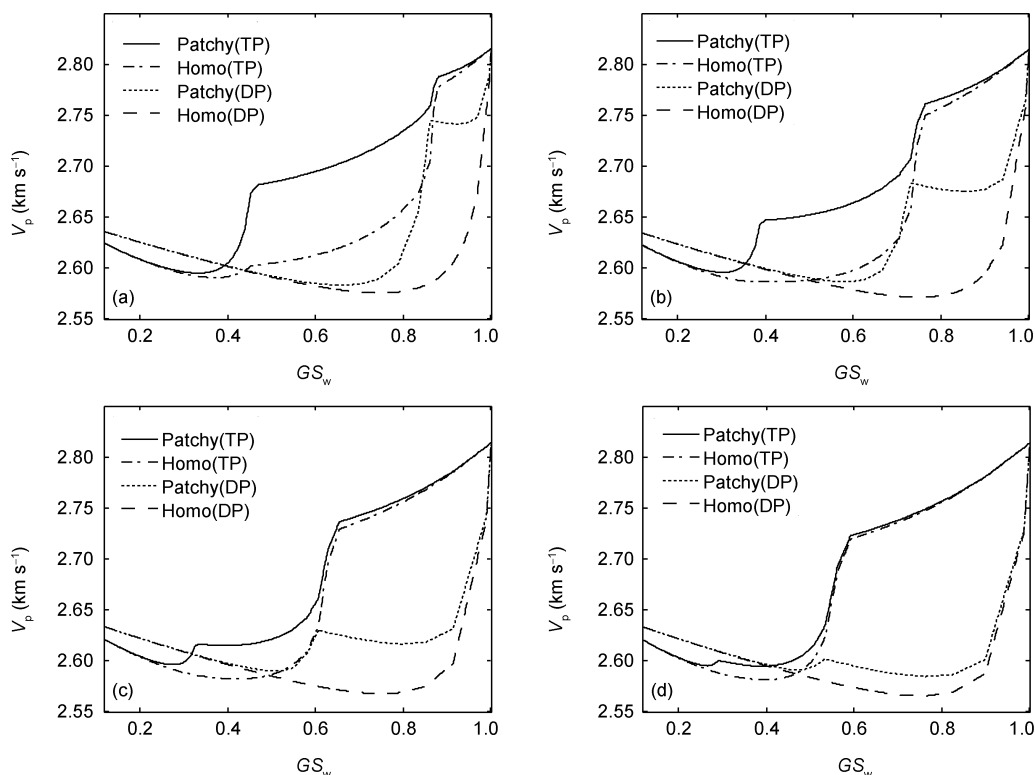


图 4 模型 1 纵波速度与总含水饱和度的关系

岩性 2 比例分别为: (a) 25%; (b) 50%; (c) 75%; (d) 90%. Patchy(TP) 为三相流体非均匀饱和, Homo(TP) 为三相流体均匀饱和, Patchy(DP) 为两相流体非均匀饱和, Homo(DP) 为两相流体均匀饱和

Figure 4 P-wave velocity versus global water saturation for every lithology of model 1, the proportion of lithology 2 is (a) 25%; (b) 50%; (c) 75%; (d) 90%. Patchy(TP) represents three phase patchy saturation, Homo(TP) represents three phase homogeneous saturation, Patchy(DP) represents double phase patchy saturation, Homo(DP) represents double phase homogeneous saturation.

当流体饱和度均匀分布时, 只要含有少量的气体, 整个多孔岩石的纵波速度就会急剧下降. 而气体含量继续增大时, 纵波速度不再有显著的变化. 在这种情况下, 利用纵波速度很难定量解释含气饱和度. 而三相流体均匀饱和岩石的速度明显变化区段对应的总含水饱和度要低于 100%, 其原因与岩石三相流体非均匀饱和时类似, 是由于油相的存在, 在总含水饱和度为 100% 附近先由油替代水, 油水体积模量相近, 纵波速度变化也就相对缓慢一些. 图 5 给出了横波速度随总含水饱和度的变化曲线, 由于流体分布对剪切模量没有影响, 流体均匀或非均匀分布不会引起横波速度变化. 但从图 5 可以看出, 两相流体饱和岩石的横波速度随总含水饱和度几乎呈线性变化, 但当多孔岩石中含有 3 种流体时, 横波速度随总含水饱和度不再是明显的线性变化, 而存在拐点. 这是由于三相流体饱和与两相流体饱和时岩石密度变化不同,

而密度变化会轻微改变横波速度.

2.2 模型 II

模型 II 由 4 种岩性组成, 多孔岩石的孔隙度、渗透率、岩石弹性模量以及密度参数如表 3 所示, 4 种岩性的比例各占 25%. 该模型各参数值同样参考了 Yin^[45] 在 30 MPa 下对不同岩样的实验室测量结果. 该模型的流体体积模量和密度参数与模型 1 相同. 图 6(a) 给出了 4 种岩性含水饱和度随毛管压力的变化. 可以看出, 在毛管压力平衡条件下 4 种岩性的含水饱和度各不相同. 图 6(b) 给出了混合介质的总含水、总含油和总含气饱和度随毛管压力的变化曲线. 可以看出, 随毛管压力的增大, 多孔岩石首先完全饱和水, 接着一部分油替代水, 随后油和气同时替代水, 最后气体逐渐替代油和水, 最终达到一个稳定状态. 图 7 给出了 4 种岩性纵、横波速度随总含水饱和度的变化. 4

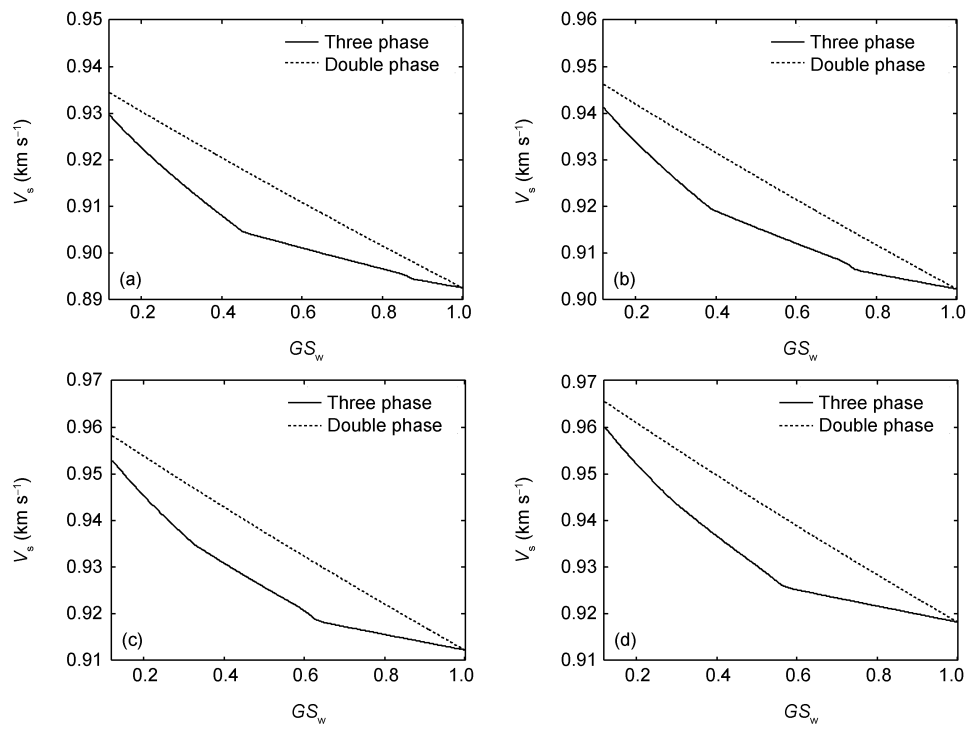


图 5 模型 1 横波速度与总含水饱和度的关系

岩性 2 比例分别为(a) 25%; (b) 50%; (c) 75%; (d) 90%

Figure 5 Shear wave velocity versus global water saturation for model 1, the proportion of lithology 2 is (a) 25%; (b) 50%; (c) 75%; (d) 90%.

表 3 模型 II 的孔隙度、渗透率、弹性模量和密度参数

Table 3 Porosities, permeabilities, elastic moduli and densities for model 2

	岩性 1	岩性 2	岩性 2	岩性 4
孔隙度(%)	27	28	32	34
渗透率(mD)	20	70	200	500
干岩体积模量(GPa)	12	11.5	11	9.2
干岩剪切模量(GPa)	1.7	1.72	1.7	2.2
基质体积模量(GPa)	34.5	35.0	35.3	36.6
密度(g cm ⁻³)	2.643	2.67	2.645	2.65

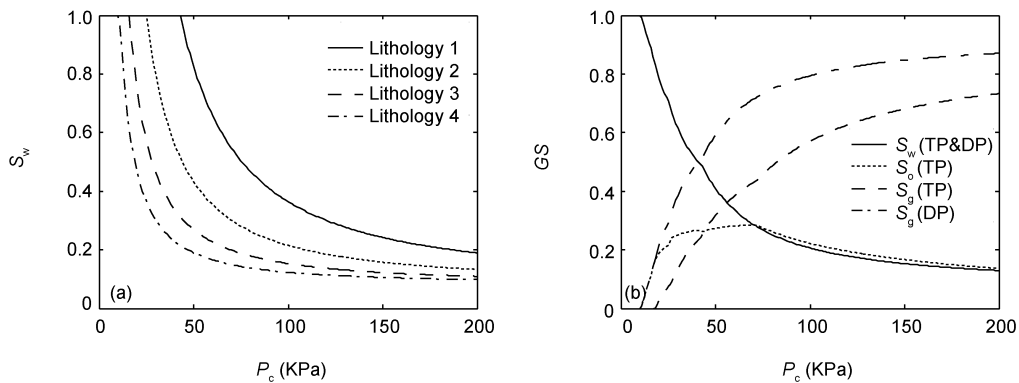


图 6 模型 2 饱和度与毛管压力的定量关系

(a) 单一岩性; (b) 混合介质

Figure 6 Fluid saturation versus capillary pressure for model 2. (a) Single lithology; (b) mixed medium.

种岩性均存在一个纵波速度明显变化区段和一个相对变化缓慢区段, 分别对应各岩性开始含气、开始含油. 横波速度对流体不敏感, 随总含水饱和度的变化横波速度变化量相对较小. 图 8 给出了混合介质纵、横波速度随总含水饱和度的变化. 均匀饱和(三相、两相)岩石纵波速度变化特征与模型 1 类似, 只有一个速度急剧变化区段和一个相对缓慢变化区段. 与模型 1 相比, 非均匀流体饱和(三相、两相)岩石, 纵波速度随总含水饱和度的变化更加趋于连续变化, 纵波速度与含水(或烃类, 包括油和气)饱和度有更好的定量关系, 根据纵波速度的变化, 可以反演含水(或烃类)饱和度. 无论岩石是三相流体饱和还是两相流体饱

和, 横波速度随总含水饱和度的变化与模型 1 类似, 整体变化相对较小, 同时还可以看出岩石三相流体饱和时, 横波速度随总饱和度变化规律与两相流体饱和时相比相对复杂.

3 结论与展望

在毛管压力平衡条件下, 对于由多种岩性岩石组成的多孔岩石储层, 其孔隙三种流体饱和度在整个多孔岩石中分布是不均匀. 研究提出了中观尺度下非均匀油藏三相饱和和多孔岩石纵、横波速度随总含水饱和度变化的定量计算方法, 并进行了实例模拟

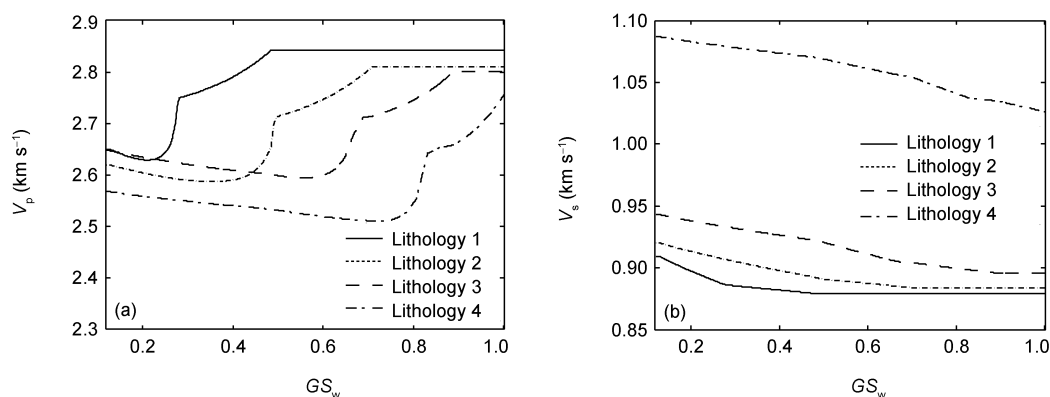


图 7 模型 2 各岩性声学特性与总饱和度的关系

(a) 纵波速度随总含水饱和度的变化; (b) 横波速度随总含水饱和度的变化

Figure 7 Acoustic signatures versus global water saturation for every lithology of model 2. (a) V_p versus global water saturation; (b) V_s versus global water saturation.

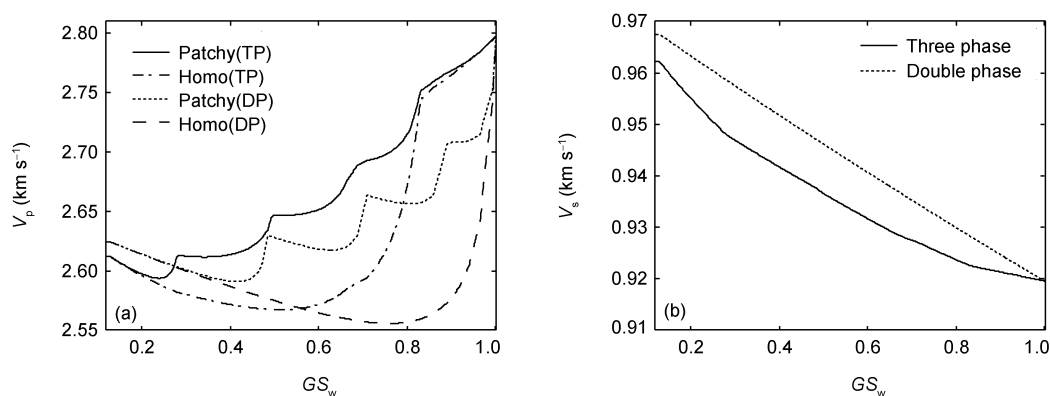


图 8 模型 2 混合介质声学特性与总饱和度的关系

(a) 纵波速度随总含水饱和度的变化; (b) 横波速度随总含水饱和度的变化(图注同图 4)

Figure 8 Acoustic signatures versus global water saturation for mixture of model 2. (a) V_p ; (b) V_s . Character meanings are the same as those in Figure 4.

计算与分析. 模拟分析结果表明: 岩石中流体均匀分布时, 含烃饱和度与纵波速度没有明显的相关性, 利用纵波速度难于识别含烃饱和度. 而流体饱和度非均匀分布导致总含水饱和度变化时, 纵波速度表现为更加连续的变化, 纵波速度与烃类饱和度有着更好的定量关系, 这为烃类饱和度的定量解释奠定了理论基础. 与两相非均匀饱和相比, 三相流体非

均匀饱和和多孔岩石在接近完全水饱和时, 孔隙中只含油和水, 纵波速度随总含水饱和度变化相对缓慢. 流体对剪切模量没有影响, 流体饱和度不变的情况下, 其分布均匀与否对横波速度没有影响, 但流体内容的不同会影响岩石密度, 进而对横波速度有轻微的影响. 研究为下一步利用该模型进行流体参数反演和定量解释提供了理论依据.

参考文献

- 1 Jensen E H, Andersen C F, Johansen T A. Estimation of elastic moduli of mixed porous clay composites. *Geophysics*, 2011, 76: E9–E20
- 2 Andersen C F, Johansen T A. Test of rock physics models for prediction of seismic velocities in shallow unconsolidated sands: A well log data case. *Geophys Prospect*, 2010, 58: 1083–1098
- 3 Agersborg R, Johansen T A, Jakobsen M. Velocity variations in carbonate rocks due to dual porosity and wave-induced fluid flow. *Geophys Prospect*, 2009, 57: 81–98
- 4 Yang D H, Zhang Z J. Effects of the Biot and the squirt flow coupling interaction on anisotropic elastic waves (in Chinese). *Chin Sci Bull*, 2000, 45(12): 1333–1340 [杨顶辉, 张忠杰. Biot 和喷射流耦合作用对各向异性弹性波的影响. *科学通报*, 2000, 45(12): 1333–1340]
- 5 Gassmann F. Über die elastizität poröser medien. *Vier der Nat Gesellschaft*, 1951, 96: 1–23
- 6 Biot M A. Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid: I. Low- frequency range. *J Acoust Soc Am*, 1956, 28: 168–178
- 7 Biot M A. Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid: II. Higher frequency range. *J Acoust Soc Am*, 1956, 28: 179–191
- 8 Mavko G, Nur A. Melt squirt in the asthenosphere. *J Geophys Res*, 1975, 80: 1444–1448
- 9 Palmer I D, Traviolia M L. Attenuation by squirt flow in undersaturated gas sands. *Geophysics*, 1980, 45: 1780–1792
- 10 Dvorkin J, Nur A. Dynamic poroelasticity: A unified model with the squirt and the Biot mechanisms. *Geophysics*, 1993, 58: 524–533
- 11 Yang D H, Zhang Z J. Poroelastic wave equation including the Biot/squirt mechanism and the solid/fluid coupling anisotropy. *Wave Motion*, 2002, 35: 223–245
- 12 White J E. Computed seismic speeds and attenuation in rocks with partial gas saturation. *Geophysics*, 1975, 40: 224–232
- 13 White J E, Mikhaylova N G, Lyakhovitskiy F M. Low-frequency seismic waves in fluid saturated layered rocks. *Phys Solid Earth*, 1975, 11: 654–659
- 14 Dutta N, Odé H. Attenuation and dispersion of compressional waves in fluid-filled porous rocks with partial gas saturation (white model)-Part I: Biot theory, Part II: Results. *Geophysics*, 1979, 44: 1777–1805
- 15 Dutta N, Sheriff A J. On White's model of attenuation in roks with partial saturation. *Geophysics*, 1979, 44: 1806–812
- 16 Johnson D L. Theory of frequency dependent acoustics in patchy saturated porous media. *J Acoust Soc Am*, 2001, 110: 682–694
- 17 Carcione J M, Picotti S. P-wave seismic attenuation by slow wave diffusion: Effects of inhomogeneous rock properties. *Geophysics*, 2006, 71: 1–8
- 18 Vogelaar B, Smeulders D. Extention of White's layered model to the full frequency range. *Geophys Prospect*, 2007, 55: 685–695
- 19 Liu J, Ma J W, Yang H Z. Research on dispersion and attenuation of P wave in periodic layered- model with patchy saturation (in Chinese). *Chin J Geophys*, 2009, 52(11): 2879–2885 [刘炯, 马坚伟, 杨慧珠. 周期成层 Patchy 模型中纵波的频散和衰减研究. *地球物理学报*, 2009, 52(11): 2879–2885]
- 20 Liu J, Ma J W, Yang H Z. Research on P-wave's propagation in White's sphere model with patchy saturation (in Chinese). *Chin J Geophys*, 2010, 54(4): 954–962 [刘炯, 马坚伟, 杨慧珠. White 球状 Patchy 模型中纵波传播研究. *地球物理学报*, 2010, 53(4): 954–62]
- 21 Gurevich B, Lopatnikov S L. Velocity and attenuation of elastic waves in finely layered porous rocks. *Geophys J Int*, 1995, 121: 933–947
- 22 Müller T M, Gurevich B. One-dimensional random patchy saturation model for velocity and attenuation in porous rocks. *Geophysics*, 2004, 69: 1166–1172
- 23 Müller T M, Gurevich B. A first-order statistical smoothing approximation for the coherent wavefield in porous media. *J Acoust Soc Am*,

- 2005, 117: 1796–1805
- 24 Toms J, Müller T, Gurevich B. 3D random patchy saturation model for velocity and attenuation in porous rocks. In: 75th Ann Internat Mtg, Soc Expl Geophys, Expanded Abstracts, 2005. 1747–1751
 - 25 Brajanovski M, Müller T M, Parra J O. A model for strong attenuation and dispersion of seismic P-waves in a partially saturated fractured reservoir. *Sci China-Phys Mech Astron*, 2010, 53: 1383–1387
 - 26 Zhao H B, Wang X M, Chen S M, et al. Acoustic field responses of unsaturated porous medium (in Chinese). *Sci Sin-Phys Mech Astron*, 2010, 40: 819–827 [赵海波, 王秀明, 陈树民, 等. 未饱和孔隙介质的声场响应. *中国科学: 物理学 力学 天文学*, 2010, 40: 819–827]
 - 27 Wang D, Zhang H L, Wang X M. A numerical study of acoustic wave propagation in partially saturated poroelastic rock (in Chinese). *Chin J Geophys*, 2006, 49(2): 524–532 [王东, 张海澜, 王秀明. 部分饱和孔隙岩石中声波传播数值研究. *地球物理学报*, 2006, 49(2): 524–532]
 - 28 Mavko G, Mukerji T. Bounds on low-frequency seismic velocities in partially saturated rocks. *Geophysics*, 1998, 63: 918–924
 - 29 Knight R, Dvorkin J, Nur A. Acoustic signatures of partial saturation. *Geophysics*, 1998, 63: 132–138
 - 30 Nie J X, Yang D H, Yang H Z. A generalized viscoelastic Biot/squirt model for clay-bearing sandstones in a wide range of permeabilities. *Appl Geophys*, 2008, 5(4): 249–260
 - 31 Nie J X, Yang D H, Ba J. Velocity dispersion and attenuation of waves in low-porosity-permeability anisotropic viscoelastic media with clay (in Chinese). *Chin J Geophys*, 2010, 53(2): 385–392 [聂建新, 杨顶辉, 巴晶. 含泥质低孔渗各向异性黏弹性介质中的波频散和衰减研究. *地球物理学报*, 2010, 53(2): 385–392]
 - 32 Pride S R, Berryman J G. Linear dynamics of double-porosity dual-permeability materials I. Governing equations and acoustic attenuation. *Phys Rev E*, 2003, 68: 036603
 - 33 Pride S R, Berryman J G. Linear dynamics of double-porosity dual-permeability materials II. Fluid transport equations. *Phys Rev E*, 2003, 68: 036604
 - 34 Wu X F, Tang J, Fujima Y. Capillary pressure and relative permeability of three-phase flow in porous media (in Chinese). *Adv Environ Sci*, 1998, 7(5): 68–73 [武晓峰, 唐杰, 藤间幸久. 多孔介质三相流中的毛细压力和相对渗透率. *环境科学进展*, 1998, 7(5): 68–73]
 - 35 Wood A W. *A Textbook of Sound*. New York: The MacMillan Co., 1955
 - 36 Brooks R H, Corey A T. Hydraulic properties of porous media. *Hydrology Paper*, 1964, 3(3): 1–27
 - 37 Thomas L K, Katz D L, Tek M R. Threshold pressure phenomena in porous media. *Soc Petrol Eng J*, 1968, 243: 174–184
 - 38 Timur A. An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships for sandstone reservoirs. *Log Analyst*, 1968, 9(4): 8–17
 - 39 Kuster G T, Toksöz M N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media: Part I, Theoretical formulations. *Geophysics*, 1974, 39: 587–606
 - 40 Kuster G T, Toksöz M N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media: Part II, Experimental results. *Geophysics*, 1974, 39: 607–618
 - 41 Berryman J G. Long-wavelength propagation in composite elastic media. *J Acoust Soc Am*, 1980, 68: 1809–1831
 - 42 Berryman J G. Single-scattering approximations for coefficients in Biot's equation of poroelasticity. *J Acoust Soc Am*, 1992, 91: 551–571
 - 43 Hashin Z, Shtrikman S. A variational approach to the theory of the elastic behavior of multi-phase materials. *J Mech Phys Solids*, 1963, 11: 127–140
 - 44 Berryman J G. Mixture theories for rock properties. In: Ahrens T J, Ed. *Rock Physics and Phase Relations*. New York: American Geophysical Union, 1995. 205–228
 - 45 Yin H. *Acoustic Velocity and Attenuation of Rocks: Isotropy, Intrinsic Anisotropy, and Stress-induced Anisotropy*. Dissertation for Doctoral Degree. Stanford: Stanford University, 1993
 - 46 Batzle M, Wang Z. Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, 1992, 57: 1396–1408
 - 47 Spikes K T, Dvorkin J P. Gassmann-consistency of velocity-porosity transforms. *Leading Edge*, 2005, 24: 581–583

Acoustics simulation and analysis of three phase fluid patchy saturations porous rock

HOU Bo^{1,2*}, CHEN XiaoHong^{1,2} & LI JingYe^{1,2}

¹ State Key Lab of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

² CNPC Key Lab of Geophysical Exploration, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

Fluid saturation distribution is patchy due to variation of lithology, porosity and permeability of porous rock. Traditional porous medium theory based on homogeneous saturation does not apply to acoustical signatures calculation of patchy saturation porous medium. Employing three phase fluid Brooks-Corey model, Gassmann theory and bound theory, acoustical signatures calculation method of mesoscopic-scale inhomogeneous porous rock with three phase fluid patchy saturation is proposed, in order to research the effect of fluid saturation distribution on acoustical signatures of rock. Under conditions of capillary equilibrium, the quantitative relationship between porous medium acoustical signatures and global water saturation is established, then rules of compressional wave velocity (V_p) and shear wave velocity (V_s) of different fluid saturated rock vary with different global water saturation are revealed. Numerical results demonstrate that V_p of porous rock with three phase fluid patchy saturations more continuous variation across the entire global water saturation range. It will be more suitable for quantitative interpretation of hydrocarbon saturations than the case of three phase fluid homogeneous saturations. V_s of porous rock doesn't depend on saturations distribution. However, the relationship between V_s and global water saturation in three phase fluid saturations porous rock is more complex than that in two phase fluid saturations porous rock.

patchy saturation, compressional wave velocity, shear wave velocity, capillary pressure, porosity, permeability, mesoscopic scale

PACS: 43.20.Jr, 91.60.Lj, 07.05.Tp

doi: 10.1360/132011-760