

脱气对致密油藏流体渗流规律影响研究进展

饶远^{1,2}, 杨正明^{2,3*}, 张亚蒲^{2,3}, 吴振凯^{1,2}, 刘畅⁴

1. 中国科学院大学工程科学学院, 北京 100049
2. 中国科学院渗流流体力学研究所, 廊坊 065007
3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083
4. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459

摘要 致密油藏大多含有溶解气, 开采压力低于泡点压力时溶解气析出, 产生渗流阻力, 影响产能。从致密储层孔喉结构特征入手, 阐述了脱气后致密油藏流体渗流特征形成的内因, 分析了油藏脱气后流体的流动特征和影响因素, 对比了致密油藏和常规油藏在脱气后流体渗流特征的差异, 概述了现有的研究手段及相关数学模型的研究现状, 展望了脱气后致密油藏流体渗流规律研究趋势。

关键词 致密油; 脱气; 渗流规律

致密油作为一种重要的非常规油气资源, 分布广泛, 勘探前景广阔, 是非常现实的石油接替资源。近年来致密油的产量持续增长, 根据美国信息能源署(EIA)统计的结果, 2021年致密油产量占美国原油总产量的约60%^[1]。中国致密油广泛分布在鄂尔多斯、准噶尔、四川、松辽、渤海湾等盆地, 可采资源量约达44亿t, 占世界可采资源量的7.65%^[2-5], 资源潜力巨大。致密油大多含有溶解气, 当开采压力低于泡点压力时, 油中含有的溶解气将析出, 产生渗流阻力, 严重影响油井产能。因此, 关注开采压力

低于泡点压力时致密油藏的脱气现象, 对油田生产十分重要。

致密油藏脱气后的渗流特征与常规油藏不同, 主要体现在贾敏效应的增强和饱和压力的改变。而导致流体相态特征差异的主要原因是致密储层特殊的孔喉结构特征。从致密储层孔喉结构特征研究出发, 总结油气两相渗流机理及数学模型研究的相关文献, 对脱气后致密油藏流体渗流规律的研究现状做一整体叙述, 以为相关领域学者提供研究背景支持。

收稿日期: 2021-10-15; 修回日期: 2022-04-01

基金项目: 国家油气重大专项(2017ZX05013); 中国石油天然气股份有限公司科技管理部课题(2021DJ2204)

作者简介: 饶远, 博士研究生, 研究方向为含气致密油藏渗流规律, 电子信箱: raoyuan171@mails.ucas.edu.cn; 杨正明(通信作者), 教授级高级工程师, 研究方向为油气田开发, 电子信箱: yzhm69@petrochina.com.cn

引用格式: 饶远, 杨正明, 张亚蒲, 等. 脱气对致密油藏流体渗流规律影响研究进展[J]. 科技导报, 2022, 40(8): 104-114; doi: 10.3981/j.issn.1000-7857.2022.08.010

1 致密储层微观孔喉结构特征

油藏流体在储层的多孔介质空间内流动,其流动特征与在宏观开放空间中流动存在很大不同。致密储层孔喉结构与常规储层相差较大,致密油藏流体的流动规律与常规油藏流体相差较大。研究致密储层的微观孔喉结构特征,对了解流体渗流规律的形成具有重要意义。

1.1 孔喉结构基本特征

在致密储层中,微纳米孔喉十分发育,致密砂岩储层的喉道半径介于 25~450 nm;致密灰岩储层的喉道半径介于 20~250 nm,如图 1^[6]所示。微纳米及亚微米喉道作为致密储层的主要孔喉类型,是流体渗流的重要通道,如表 1 所示。故流体在该类岩石中流动时受到的阻力要远远大于其在常规或者中高渗砂岩中的流动阻力^[7]。根据 Ho 和 Stone 等的研究结果,毛细管道和微型机械流动通道的液体流动中,流速分布与压力分布的计算结果与常规理论不同,前者微尺度效应更强,黏度变化大^[8-9]。同时,由于致密储层内微-纳米级孔隙及喉道十分发育,有利于大量束缚流体的赋存,而喉道内存在的尺度效应也会使微观孔喉结构内形成一定的边界吸附层,且储层的骨架颗粒表面较为粗糙,常常附着一

定的黏土矿物,这些结构的存在也会造成非润湿相流体的滞留,影响储层中流体的渗流,在油藏开采过程中需要多加考虑^[10-12]。除此之外,致密储层的非均质性、润湿性、流体性质、原始地层条件如温度、压力等;开采技术手段如注水、注气、蒸汽吞吐等,这些因素都会影响储层流体的渗流,也是造成致密油藏渗流规律与常规中高渗油藏区别较大的重要原因,对油藏产能与采收率有着重要影响。

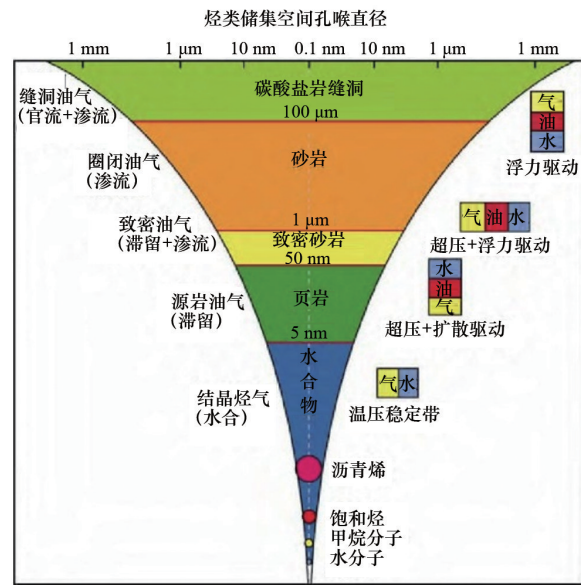


图1 油气聚集孔喉结构模式

表1 不同渗透率储层喉道类型分布对比

储层类型	喉道占比/%			最大喉道半径/ μm	主流喉道半径/ μm
	纳米喉道 $r \leq 0.1 \mu\text{m}$	亚微米喉道 $0.1 < r \leq 1 \mu\text{m}$	微米喉道 $r > 1 \mu\text{m}$		
致密	66.82	33.13	0.05	0.33	0.17
特低渗	28.78	41.12	30.10	5.60	1.65
低渗	28.04	24.66	47.30	10.92	3.73

1.2 孔隙结构研究方法

孔隙结构作为储层评价最基础的研究内容之一,研究方法日渐成熟,就目前的研究方法来说,可以分为2类:第一,实验技术,即通过实验手段测定岩心的特征参数,描述储层孔隙结构特征;第二,计算机模拟技术,即通过数字岩心孔隙结构三维模型重构技术、分形几何描述理论等实现岩心模拟,分析其内部孔隙结构特性。由于致密油气储层岩性致密、孔喉结构微小,所以需要更加精细的实验技

术和模拟技术实现孔隙结构研究。

目前采用的孔隙结构实验研究方法包括显微镜观察法、铸体薄片、压汞、核磁共振等,每个方法所得到的岩心参数与适用对象都是不同的^[13-18],如表2所示。实验前,可根据所需的实验数据类型和要求选择最适合的实验方法。

计算机模拟技术,包括数字岩心模拟技术和分形几何描述理论,近年来计算机模拟技术在岩心孔隙结构研究中得到广泛应用,针对岩心孔隙结构的

表2 不同实验技术对比

实验技术	极限分辨率	观测内容	优缺点
普通显微镜	微米级	微米—毫米级孔喉大小、形态	便捷直观;分辨率低
扫描电镜	0.8 nm	纳米级孔喉大小、形态	分辨率更高;需在真空条件进行、样品处理复杂
原子力显微镜	0.1 nm	纳米级孔喉大小、形态	分辨率极高、常压环境下即可得到孔隙三维成像;成本高
铸体薄片	—	孔隙大小、分布、几何形状、碎屑组分	简单便捷、有色胶于显微镜下极易辨识;精度较低、人为数据处理结果差异较大
CT扫描	亚微米级	微观孔喉形态、联通性	可获得二维、三维成像、无损测试;分辨率较低
压汞	2 nm	孔喉大小、分布	最普遍方法之一、所得参数全面;有损测试
气体吸附	0.35 nm	孔喉大小、分布	适合测试半径极微小的孔隙;间接法,不同计算公式所得结果差异较大
核磁共振	纳米级	孔喉大小、分布	全面响应微小孔隙、可同时评价渗流特征、无损测试;间接法,需结合压汞法得出准确孔径分布
小角中子散射	纳米级	孔隙度、孔径分布和比表面积	精度高、无损测试;成本高

数值模拟正朝着精细化方向发展,使孔隙结构分析更加快捷、准确^[19-21]。

1) 数字岩心技术,指通过计算机模拟岩心内部孔隙结构的技术。数字岩心模拟技术近年来在国内的迅速发展,对微观渗流机理、模拟岩心驱替实验、预测岩心宏观传导性、评价驱油剂效果、模拟油藏生产动态和确定油气田开发技术政策界限等方面都有长远的影响与作用。

2) 岩心分形几何描述,该方法认为储层孔隙具有分形结构的性质,并且认为各种砂岩、页岩及碳酸盐岩在0.02~50 μm的孔隙半径范围内具有良好的分形性质,分维数在2.27~2.89之间变动,依此分析储层的孔径分布、均质性、孔隙表面的粗糙程度等。从分形几何的概念出发建立孔隙结构模型,可以弥补在传统观念基础上建立的唯像模型的缺陷。因此,应用分形几何的观点,通过相应的实验手段,研究孔隙结构有一定的优越性。

2 脱气后油藏流体渗流规律研究现状

鉴于致密储层与常规储层在结构上存在很大差别,流体在致密储层中的渗流规律具有一定特殊性。需要重点关注脱气现象和特有的受限流体相态特征改变。相应地,研究手段也需要针对性地发生变化。

2.1 脱气后流体渗流特征

2.1.1 油气两相渗流机理

当压力小于泡点压力时,地层原油将会脱气,原先溶解在原油中的溶解气将会析出(图2^[22])。析出的溶解气并不会立刻形成连续气相,而是先以小气泡的形式分散在油相中,当压力下降到一定程度时,小气泡聚并组合成大气泡,进而形成连续气相,地层中出现油气两相或油气水三相流动,气相堵塞孔喉通道使油相的流动能力急剧下降^[23-30]。

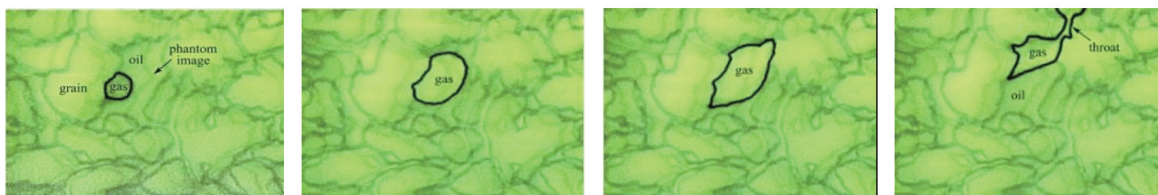


图2 低于泡点压力后溶解气析出与生长过程

致密油藏渗透率很低,储层孔喉细小,由于析出的溶解气分散程度很高,通过狭窄喉道时,极易产生渗流阻力。欲通过喉道,需要克服气泡变形带来的阻力 p_c ,即贾敏效应(图3^[31])。在多界面条件下,由于贾敏效应,毛细管力呈现阻力作用,并且是可以叠加的,所以贾敏效应附加阻力非常大,会对采收率的估计和油气产量预测产生重大影响,在开发过程中必须加以考虑。考虑此因素后,井底流动压力和产量的历史拟合更加准确^[32-34]。

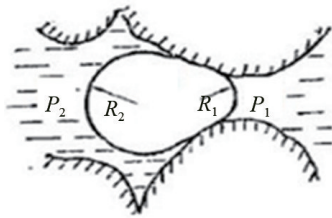


图3 贾敏效应示意

2.1.2 气油比的变化

当压力大于泡点压力时,气油比基本维持在原始溶解气油比不变;当压力达到泡点压力时,溶解气析出,此时由于自由气饱和度未达到平衡气体饱和度,气体不流动,气油比表现为略微下降,一旦当自由气饱和度大于平衡气体饱和度,此时气体为连续相,且气体的黏度比原油的黏度小,导致气体流动速度很快,原油流动速度很慢,气油比表现为急剧上升(图4^[35])。地层原油脱气后,出现油气两相渗流,每一相流体只能占据岩石的一部分孔隙空间,其通过岩石的能力小于单相流体时通过岩石的能力。各相流体共同流动时相互干扰,不仅要克服黏滞阻力,还要克服毛细管力和贾敏效应产生的阻

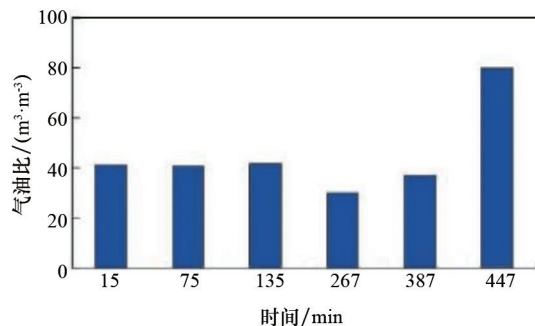


图4 弹性开发过程中气油比的变化

力。因此,各相流体有效渗透率之和总小于岩石的绝对渗透率(图5^[31])。

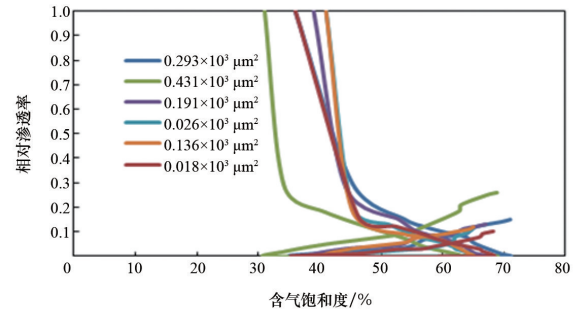


图5 致密岩心油气两相相对渗透率实验结果

2.2 脱气的影响因素

2.2.1 压降速度

一些因素会影响脱气的速率。不同的压降速度会对脱气产生较大影响^[36]。在不同压降速度下进行脱气实验,测量了非平衡相变和平衡相变状态下的脱气速度,得到表征油气系统非平衡性的重量函数,从而建立了考虑油气系统非平衡相变的气体溶解度计算模型,计算出不同压降速度时的脱气速度和泡点压力,并定量评价非平衡相变对脱气的影响程度及泡点压力偏离程度。并以此为依据准确把握注气/注水保压时机,为挥发油藏开发的生产管理及开发决策提供了科学依据。由图6^[37],压力降落速度越大,非平衡相变与平衡相变 $\Gamma-p$ 关系曲线的偏差愈大,非平衡相变对脱气影响越显著;同一压降速度下,压力降落幅度越大,非平衡相变 $\Gamma-p$ 关系曲线与平衡相变 $\Gamma-p$ 关系曲线的偏差也愈大,非平衡相变对脱气影响也越显著。

2.2.2 黏度

黏度对含气原油流动状态有较大影响^[38-39]。采用黏性液体和低黏度液体进行了衰竭开采实验和计算,发现当油相黏度较高时,气泡的聚并速率较慢。因此,尽管油相黏度很高,但油相相对渗透率仍然很高,有助于更好地利用溶解气的膨胀能提高采收率。在生产气油比上,高黏油与低黏油存在明显区别。高黏度油存在泡点和拟泡点现象^[40],生产气油比出现2个峰值(图7^[40]),而低黏油仅有一个峰值。

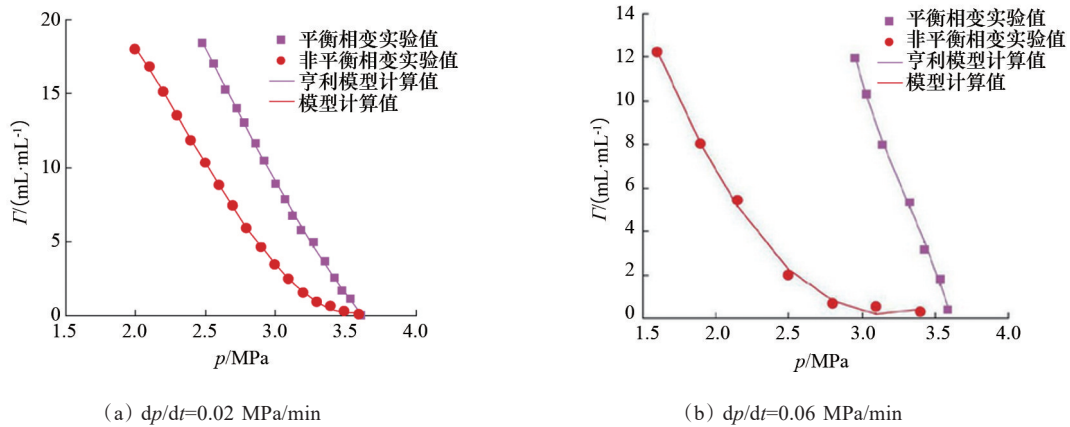


图6 不同压降速度下气体脱气速度-系统压力关系曲线

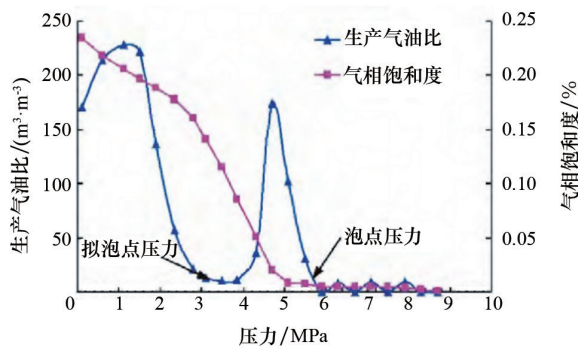


图7 高黏度油生产气油比变化曲线

2.2.3 多孔介质空间尺寸

由于致密储层喉道尺寸可达微纳米级,一些常规油藏中不会出现的现象在致密油藏中会有所体现。当多孔介质内空间尺寸极小时,流体相态变化会出现与宏观中较大的差异,如图8、图9^[41]所示。

对于含气活油,当压力低于泡点压力时,溶解气会析出,这个时候的压力与在高温高压配样仪(PVT筒)中测出的泡点压力是一致的。但在致密多孔介质中,会出现意想不到的现象,即压力低于泡点压力后,溶解气并没有析出,而是等待压力继续低于泡点压力一定值时,才会逐渐析出。这是因为尺寸太小的致密空间会影响流体的相态变化过程,使溶解气更难形成气泡。在纳米级孔隙中,泡点压力会随着孔隙尺寸的减小而降低^[41-43]。

在常规油藏中,由于孔隙尺寸较大,多孔介质环境下对泡点压力造成的影响可以忽略不计。然而在致密油藏中,这种现象对于泡点压力的影响不可忽略,会直接影响到油田现场生产的最佳压力值(表3)。但是在现有的研究中,很少有对于受限流体对开采产生影响的重视。因此在未来对于含气

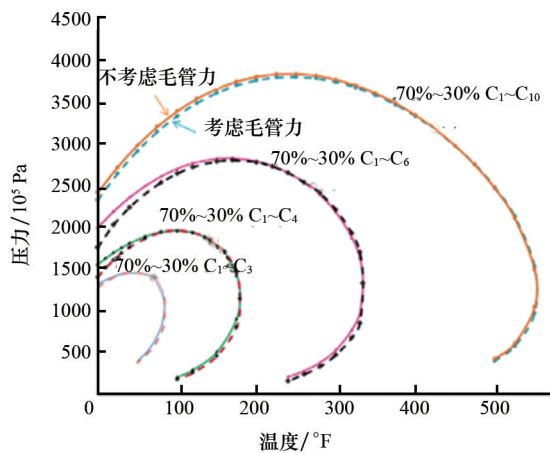


图8 毛细管压力对相态曲线的影响

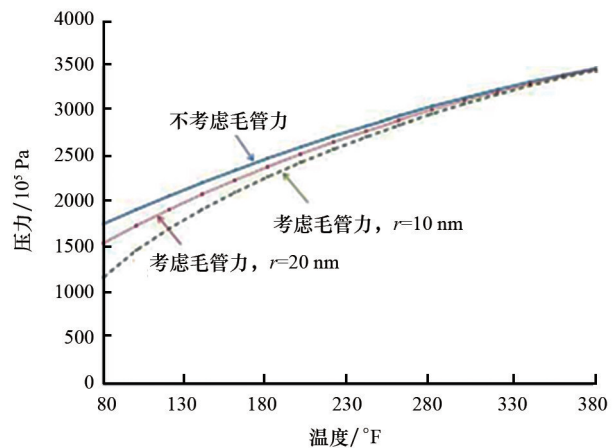


图9 毛细管力对油气体系饱和压力的影响

致密油藏生产的研究中,应当将受限空间流体相态特征的改变考虑进去,以更好地适应特殊的致密油藏条件,为开发提供有力支持。

表3 多孔介质对流体相态变化的影响

学者	研究手段	空间尺寸/nm	主要结论
Li等 ^[44]	密度泛函理论与PR状态方程相结合	10	密度剖面与体积有较大差异;吸附效果显著
Wu等 ^[45]	室内芯片模型实验	100	纳米喉道中多相流与宏观多相流模式不同;与传统模式相比,纳米喉道内残余气体饱和度分布发生了变化
Jin和 Firoozabadi ^[46]	密度泛函理论与蒙特卡罗相结合	10	对于大于10 nm并小于100 nm的孔隙尺寸,上露点升高,下露点降低,饱和压力降低
Luo等 ^[47]	差示扫描量热法	38.1和4.3	38.1 nm尺寸的孔隙中,泡点的影响忽略不计;4.3 nm尺寸的孔隙中,有2个明显泡点
Alfi等 ^[48]	室内Chip实验	50	泡点温度与宏观空间中相同
Sun等 ^[49]	三相压力-温度闪蒸与毛细管效应耦合	100	喉道半径越小,三相包络线变化越大;喉道半径大于100 nm时毛管力对包络线的影响可以忽略
Rao等 ^[50]	室内岩心实验	100	含气致密油衰竭开采,产生渗流阻力时的压力小于PVT筒中测出的泡点压力,且渗透率越低,产生阻力时的压力越小

2.3 研究手段

目前对于含气油藏脱气现象的机理研究,主要的研究对象是中高渗、低渗和稠油油藏。国内外学

者从宏观和微观2个方面进行研究,其中宏观研究手段主要为填砂管实验;微观研究手段主要为玻璃刻蚀可视化模型(表4)。

表4 不同研究手段对比

研究方法	获得参数	优缺点
岩心驱替实验	宏观阻力梯度	定量表征致密油脱气后阻力梯度;小岩心实验误差大、长岩心实验速度慢
填砂管实验	压力分布、含油饱和度、瞬时生产气油比	可人为调控参数、压力监控全面;与实际地层条件有差异、致密储层不适用
可视化刻蚀模型	气泡生长聚并过程、气泡直径、气相分布情况	直观;二维、致密储层不适用
油田现场数据分析	产量递减规律、合理生产压力	最接近实际生产;数据有限、不适合机理分析

填砂管是经过人工充填压实的,因此渗透率、孔隙度等参数可以人为调整,以达到理想值,使研究更具针对性;但同时也存在均质性太强,与实际地层条件差异较大的弊端,不过,研究某个理想条件下流体的渗流规律还是很有意义的。填砂管实验模型较大,传感器较多,可以模拟地层中流体流动的情况,对于常规油藏的研究非常有帮助。然而,目前填砂管制作水平达不到致密储层的要求,

所以对于致密油藏的研究具有一定局限性^[51-53]。

玻璃刻蚀模型广泛用于直观观察两相流体的流动情况。可以定制理想的渗流通道来满足个性化需求。结果以图片形式呈现,不仅可以观察流体流动过程中相界面的变化,还可以定量测量气泡大小,对于研究流体流动机理具有直接帮助。但玻璃刻蚀模型为二维平面模型,并且刻蚀通道比较理想化,与实际地层差异很大,仅限用于机理研究。并

且刻蚀精度只能达到微米级,对于致密储层的纳米通道不能很好地复刻^[54-56]。

国外目前缺乏对于致密油脱气现象的机理研究,国内研究者设计了相应的小岩心物理模拟实验来研究宏观的阻力梯度。通过改变回压,可以得出岩心两端压差变化,从而定量表征脱气后产生的溶解气阻力值。配合精度较高的压差传感器,此方法可以用于研究致密油藏的渗流机理^[57-59]。

以上方法都是实验室内对于油藏脱气现象机理的研究,还可以直接分析油田现场数据来研究脱气给生产带来的宏观影响。大量的生产实践和稳定试井资料表明,油井产量并不是随着井底压力的降低而不断增大的。当压力降低到一定程度时,油井产量不增反降,因此存在一个产量最大的最佳井底压力值^[60-61]。基于此,学者分析了大量油田现场数据资料,总结出了适合不同油藏的开采压力^[62-64]。

3 脱气后油藏流体渗流数学模型研究现状

油气井生产过程中,当井底压力降低到泡点压力以下时,原油会在地层中脱气,地层中的渗流区域可以分为2个部分,即地层压力高于泡点压力区域的油单相或油水两相流动和地层压力小于泡点压力的油气两相或油气水三相流动。气的产生增大了渗流阻力,针对于此国内外研究者建立了适用于含气油藏的渗流经验模型和理论模型。

3.1 脱气半径的计算模型研究现状

油藏脱气后压力波的传播受到影响,在井底附近存在一个脱气半径。聂玲玲等^[65]建立了油井脱气半径的计算公式,分析了地层压力、井底流动压力以及含水率对脱气半径的影响,研究表明,油井脱气半径随井底流压和地层压力的降低而逐渐增大,当地层压力降至泡点压力时,脱气半径等于供给半径;含水率对脱气半径的影响远小于地层压力和井底流压的影响,生产过程中可忽略不计。田晓东等^[66]、郑浩等^[67]将渗流区域分为脱气、未脱气2个部分,结合赫氏方程和裘比公式,建立了油井脱气

半径及产能计算公式,计算了脱气半径、地层压力分布和平均地层压力,并分析了井底流动压力降低对它们的影响。计算结果得出脱气后平均地层压力比脱气前高,实例计算得到的脱气半径影响范围分别为90、9 m。

3.2 产量的计算模型研究现状

计秉玉等^[68]应用前人所得脱气和未脱气时地层压力的分布公式,并根据流量守恒,推导了高含水脱气条件下产油量和脱气半径的计算公式,以及两者之间的关系表达式;结合大庆油田实际,给出了随含水变化的产量计算经验修正式。计算得出的预测产量和实际产量的相对误差在6.5%以内。Aguilera^[69]、Fuentes-Cruz^[70]等利用物质平衡方程计算了含气油藏的产量计算模型,通过有限差分法进行差值迭代实现了泡点压力以下油藏的产能预测。刘顺等^[71]将启动压力梯度项引入中高渗油藏油气两相渗流方程,建立了适用于低渗油藏的油气两相渗流理论模型。邱蜀峰等^[72]在前人研究的基础上,从异常高压变形介质油藏的基本渗流规律出发,考虑了井底附近地层压力下降后渗透率的下降、启动压力梯度对油藏渗流的影响及压力低于泡点压力时脱气对产能的影响,建立了低渗透异常高压变形介质油藏产能新模型。计算结果得出的最佳井底压力为泡点压力的83%。李春兰等^[73]将井底脱气形成的油气两相渗流区进行微元处理,建立了局部脱气水平井产能计算方法,该方法使局部脱气时水平井产能计算结果更加合理,还可用来计算水平井极限产能和极限生产压差。唐资昌等^[74]利用饱和度插值法改进后的Stone模型计算油相的相对渗透率,利用微元法求多相渗流区渗流阻力,建立了在不同含水饱和度下,考虑井底局部脱气现象的产能计算方法。

3.3 最低井底压力的计算模型研究现状

王俊魁等^[75]通过修正脱气后的油相渗透率,建立了新的油井流入动态方程,且仅需一个稳定测试点。可以分别针对脱气前后的情况,对不同压差、不同含水率下油井的产油量进行预测。对其求一阶导数并令其为0,即得到油井最低允许压力的经验公式。根据公式绘制出的曲线(图10^[75])更符合

注水保持压力开发的油田,当井底压力低于泡点压力以后,井底附近脱气产生三相流的情况。可以看出,随着油井地层压力的上升,油井最低允许压力亦随之升高;油井见水后,随着含水率上升,最低允许压力值下降;地层压力越高,其下降幅度也越大。罗天雨等^[76]建立了适用于变形介质油藏的产能新模型,考虑了启动压力梯度和脱气情况,确定了最低井底压力。刘万涛等^[77]考虑了油藏脱气条件下溶解气析出对渗流的影响,以及启动压力梯度和应

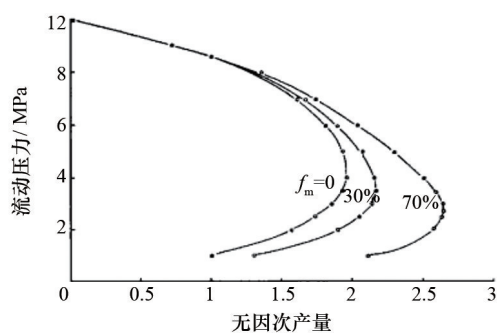


图10 不同含水率油井流入动态曲线

综上所述,目前国内外研究者对含气油藏渗流数学模型研究主要体现在常规中高渗、低渗和稠油油藏,重点关注对脱气半径、脱气后的产量以及最低井底压力等参数的计算。然而,针对致密油藏的研究较少。并且,现有的研究缺乏对毛细管压力(贾敏效应)对渗流造成的阻力的关注。而由于致密储层孔喉结构的特殊性,毛细管压力的影响很大,严重影响油井产能,需重点考虑。未来对含气致密油藏的数学模型研究,应当关注此因素。

4 结论

脱气后致密油藏流体的渗流规律理论研究取得了一定成果,在油田现场生产实践中也取得了初步进展。针对致密储层孔喉结构特征研究的实验方法已经较为成熟,而对油气两相渗流机理的实验方法及针对脱气后致密油藏流体渗流数学模型的研究较少。目前大部分考虑脱气的油藏渗流规律研究都集中在常规中高渗、低渗及稠油油藏范围,

力敏感性,对已有油井产能方程中的油相渗透率进行了修正,建立了新的油井流入动态方程,计算得到适合鄂尔多斯盆地L1区长8的油井合理压力图版(图11^[77]),显示合理压力的取值随含水率的上升而逐渐减小。刘红敏^[78]根据王俊魁油气水三相渗流时的油井流入动态方程,分别计算了含水率、溶解气系数、泡点压力、地层压力4个单因素影响下的压力-产量关系,推导出了最低允许压力公式。

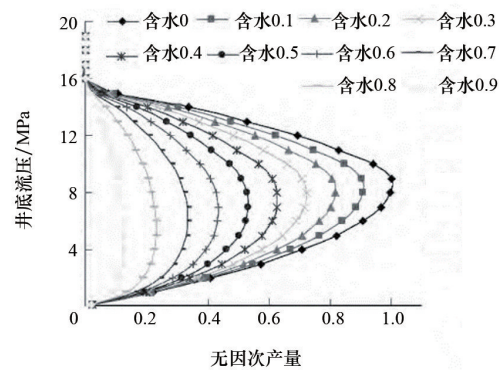


图11 鄂尔多斯L1区长8油井合理压力图版

而致密储层结构特殊,因此很多结论并不适用,还需要继续加强针对致密油藏的相关研究。未来方向上应着重关注以下3点:(1)探索致密储层孔喉结构特殊性对溶解气析出的影响。致密储层非均质性强,喉道细小,溶解气在这样狭小的空间内析出,规律与中高渗储层具有明显区别,会产生相态变化过程的差异,如泡点压力的改变。(2)重点关注毛细管力(贾敏效应)对渗流产生的阻力影响。致密油藏渗流时溶解气析出产生的贾敏效应是影响其渗流规律的关键因素,溶解气析出后还会产生大量相界面使阻力叠加。(3)现场生产中应探索致密油藏最佳开采压力。由于多孔介质环境导致泡点压力改变,油井开采压力可以放低至泡点压力的百分之多少,是一个需要探讨的重要问题,将直接影响油田产量。

参考文献(References)

- [1] EIA. Annual energy outlook 2022[EB/OL]. [2022-03-14].

- <https://www.eia.gov>.
- [2] 邹才能, 赵群, 王红岩, 等. 非常规油气勘探开发理论技术助力我国油气增储上产[J]. 石油科技论坛, 2021, 40(3): 72-79.
- [3] 周庆凡. 世界页岩气和致密油技术可采资源量分布[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(5): 828.
- [4] 周能武, 卢双舫, 王民, 等. 中国典型陆相盆地致密油成储界限与分级评价标准[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(5): 939-949.
- [5] 付京, 姚博文, 雷征东, 等. 北美超低渗致密油藏提高采收率技术现状[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2021, 43(5): 166-183.
- [6] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187.
- [7] Xiao Q H, Wang Z Y, Yang Z M, et al. Porous flow characteristics of solution-gas drive in tight oil reservoirs[J]. *Open Physics*, 2018, 16(1): 412-418.
- [8] Ho C M, Tai Y C. Micro-electro-mechanical-systems (MEMS) and fluid flows[J]. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 1998, 30(1): 579-612.
- [9] Stone H A, Stroock A D, Ajdari A. Engineering flows in small devices: Microfluidics toward a lab-on-a-chip[J]. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 2004, 36: 381-411.
- [10] 李奇. 致密砂岩气藏采收率影响机理研究[D]. 北京: 中国科学院研究生院, 2015.
- [11] 熊生春, 储莎莎, 皮淑慧, 等. 致密油藏储层微观孔隙特征与可动性评价[J]. 地球科学, 2017, 42(8): 1379-1385.
- [12] 杨正明, 马壮志, 肖前华, 等. 致密油藏岩芯全尺度孔隙喉测试方法及应用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2018, 40(3): 97-104.
- [13] 胡志明. 低渗透储层的微观孔隙结构特征研究及应用[D]. 北京: 中国科学院研究生院, 2006.
- [14] 罗顺社, 魏炜, 魏新善, 等. 致密砂岩储层微观结构表征及发展趋势[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(9): 5-10.
- [15] 刘岁林, 田云飞, 陈红, 等. 原子力显微镜原理与应用技术[J]. 现代仪器, 2006, 12(6): 9-12.
- [16] 张莹. 岩石铸体薄片孔隙度图像测量技术研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2012.
- [17] 白斌, 朱如凯, 吴松涛, 等. 利用多尺度CT成像表征致密砂岩微观孔隙结构[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(3): 329-333.
- [18] 李海波, 朱巨义, 郭和坤. 核磁共振 T_2 谱换算孔隙半径分布方法研究[J]. 波谱学杂志, 2008, 25(2): 273-280.
- [19] 朱益华, 陶果, 方伟, 等. 低渗气藏中气体渗流 Klinkenberg 效应研究进展[J]. 地球物理学进展, 2007, 22(5): 1591-1596.
- [20] 孙军昌, 周洪涛, 郭和坤, 等. 复杂储层岩石微观非均质性分形几何描述[J]. 武汉工业学院学报, 2009, 28(3): 42-46.
- [21] 张超谟, 陈振标, 张占松, 等. 基于核磁共振 T_2 谱分布的储层岩石孔隙分形结构研究[J]. 石油天然气学报, 2007, 29(4): 80-86, 166.
- [22] George D S, Hayat O, Kovscek A R. A microvisual study of solution-gas-drive mechanisms in viscous oils[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2005, 46(1/2): 101-119.
- [23] Wu Y, Cheng L, Huang S, et al. An approximate semi-analytical method for two-phase flow analysis of liquid-rich shale gas and tight light-oil wells[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 176: 562-572.
- [24] Tsimpanogiannis I N, Yortsos Y C. Model for the gas evolution in a porous medium driven by solute diffusion[J]. *AIChE Journal*, 2002, 48(11): 2690-2710.
- [25] Stewart C R, Hunt E B Jr, Schneider F N, et al. The role of bubble formation in oil recovery by solution gas drives in limestones[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1954, 5(12): 21-28.
- [26] Mascarenhas E, Pessoa O A. Software for evaluating IPR composite in grouped subsaturated reservoirs[J]. *IFAC-Papers On Line*, 2018, 51(8): 108-112.
- [27] Moulu J. Solution-gas drive: Experiments and simulation[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1989, 2(4): 379-386.
- [28] Li W, Wang, X K, Zhang B J, et al. Large-scale gas accumulation mechanisms and reservoir-forming geological effects in sandstones of Central and Western China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(4): 714-725.
- [29] Zhou X H, Xu G S, Cui H Y, et al. Fracture development and hydrocarbon accumulation in tight sandstone reservoirs of the Paleogene Huagang Formation in the central reversal tectonic belt of the Xihu Sag, East China Sea[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(3): 499-512.
- [30] Zhao B, Song H Y, Gao D K, et al. Flow and heat transfer coupling analysis of oil-gas two-phase fluid in clearance of single screw compressor based on fuzzy curvelet finite element method[J]. *Case Studies in Thermal Engineering*, 2020, 22: 100788.
- [31] 魏云云. 川中砂岩油藏致密储层特征及开发方式研究[D]. 北京: 中国科学院研究生院大学, 2018.
- [32] Nikjoo E, Kharrat R, Jahanbakhsh A, et al. On the anal-

- ysis of well test data influenced by capillary pressure[J]. *Petroleum Science and Technology*, 2015, 33(21/22): 1808-1814.
- [33] Fattah K, Elias M, El-Banbi H A, et al. New inflow performance relationship for solution-gas drive oil reservoirs [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, 122: 280-289.
- [34] Sheikha H, Pooladi-Darvish M. Micro bubbles in solution-gas drive in heavy oil: Their existence and importance[J]. *Transport in Porous Media*, 2012, 93(3): 495-516.
- [35] 杨正明, 刘学伟, 张仲宏, 等. 致密油藏分段压裂水平井注二氧化碳吞吐物理模拟[J]. *石油学报*, 2015, 36(6): 724-729.
- [36] 李滢, 杨胜来, 任双双, 等. 致密油储层基质块渗流特征[J]. *断块油气田*, 2016, 23(3): 342-345.
- [37] 吴克柳, 李相方, 王海涛, 等. 挥发油非平衡相变对脱气影响的定量评价模型[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(5): 597-604.
- [38] 杨清立, 杨正明, 王一飞, 等. 特低渗透油藏渗流理论研究[J]. *钻采工艺*, 2007, 30(6): 52-54.
- [39] Dyes A. Production of water-driven reservoirs below their bubblepoint[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1954, 6(10): 31-35.
- [40] 崔国亮, 张艳玉, 孙晓飞, 等. 稠油溶解气驱泡沫油特征实验研究[J]. *复杂油气藏*, 2013, 6(4): 55-58.
- [41] Nojabaei B, Johns R T T, Chu L. Effect of capillary pressure on phase behavior in tight rocks and shales[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2013, 16(3): 281-289.
- [42] 梅海燕, 张茂林, 李闽, 等. 注气对油藏饱和压力的影响[J]. *天然气勘探与开发*, 2002(2): 51-53.
- [43] 张连枝, 王彦利, 袁丙龙, 等. 注气过程中相态变化分析在油藏中的应用[J]. *天然气与石油*, 2020, 38(3): 63-67.
- [44] Li Z D, Jin Z, Firoozabadi A. Phase behavior and adsorption of pure substances and mixtures and characterization in nanopore structures by density functional theory [J]. *SPE Journal*, 2014, 19(6): 1096-1109.
- [45] Wu Q H. Investigation of fluids flow behavior in nano-scale channels by using optic imaging system[D]. Missouri: Missouri University of Science and Technology, 2014.
- [46] Jin Z H, Firoozabadi A. Thermodynamic modeling of phase behavior in shale media[J]. *SPE Journal*, 2016, 21(1): 190-207.
- [47] Luo S, Nasrabadi H, Lutkenhaus J L. Effect of confinement on the bubble points of hydrocarbons in nanoporous media[J]. *AIChE Journal*, 2016, 62(5): 1772-1780.
- [48] Alfi M, Nasrabadi H, Banerjee D. Experimental investigation of confinement effect on phase behavior of hexane, heptane and octane using lab-on-a-chip technology [J]. *Fluid Phase Equilibria*, 2016, 423: 25-33.
- [49] Sun H, Li H Z A. A new three-phase flash algorithm considering capillary pressure in a confined space[J]. *Chemical Engineering Science*, 2019, 193: 346-363.
- [50] Rao Y, Yang Z M, Zhang Y P, et al. Physical simulation and mathematical model of the porous flow characteristics of gas-bearing tight oil reservoirs[J]. *Energies*, 2021, 14(11): 3121.
- [51] 王俊衡, 王健, 周志伟, 等. 稠油油藏CO₂辅助蒸汽驱油机理实验研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(6): 852-857.
- [52] 王健, 覃达, 何冯清, 等. Orinoco油藏泡沫油性能评价研究[J]. *石油与天然气化工*, 2018, 47(5): 68-73.
- [53] Akin S, Kovscek A R. Heavy-oil solution gas drive: A laboratory study[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2002, 35(1/2): 33-48.
- [54] 孙廷彬, 林承焰, 王玲. 塔里木盆地石炭系海相碎屑岩油藏微观剩余油形成机理与分布特征[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(6): 1334-1343.
- [55] 鹿腾, 李兆敏, 李松岩, 等. 稠油溶解气驱渗流特征物理模拟和数值模拟[J]. *石油学报*, 2014, 35(2): 332-339.
- [56] 杨勇. 胜利油田稠油开发技术新进展及发展方向[J]. *油气地质与采收率*, 2021, 28(6): 1-11.
- [57] 刘强. 四川盆地致密油藏储层渗流机理研究[D]. 北京: 中国科学院研究生院, 2014.
- [58] 肖前华. 典型致密油区储层评价及渗流机理研究[D]. 北京: 中国科学院研究生院, 2015.
- [59] 程启贵, 雷启鸿, 熊维亮. 致密油藏有效驱替压力系统建立理论与技术[J]. *天然气地球科学*, 2012, 23(3): 570-576.
- [60] Bondino I, McDougall S R, Hamon G. A pore-scale modelling approach to the interpretation of heavy oil pressure depletion experiments[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009, 65(1/2): 14-22.
- [61] 赵继勇, 樊建明, 何永宏, 等. 超低渗一致密油藏水平井开发注采参数优化实践: 以鄂尔多斯盆地长庆油田为例[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(1): 68-75.
- [62] 李波, 李廷礼, 张迎春. 高渗透砂岩油藏注水时机实验研究[J]. *石油学报*, 2007, 28(1): 78-82.
- [63] 徐效逵, 许建平. 溶解气驱油藏最佳注水时机分析[J]. *中国海上油气*, 1992, 4(4): 37-43

- [64] 郭军辉, 杜庆龙, 朱丽红, 等. 喇萨杏油田特高含水期最低允许流压界限研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(19): 197-201.
- [65] 聂玲玲, 石飞, 童凯军. 井底脱气半径方程建立及影响因素分析[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2015, 17(5): 37-40.
- [66] 田晓东, 计秉玉. 油井脱气后脱气半径, 地层压力分布及平均地层压力的求法[J]. 大庆石油地质与开发, 1997, 16(4): 46-48.
- [67] 郑浩, 王月杰. 考虑原油脱气对压力函数影响下的油井产能研究[J]. 科技通报, 2016, 32(11): 19-23.
- [68] 计秉玉, 敬爱军. 井底脱气条件下产量的变化规律[J]. 大庆石油学院学报, 1998, 22(2): 24-26.
- [69] Aguilera R. Effect of fracture compressibility on oil recovery from stress-sensitive naturally fractured reservoirs [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2006, 45(12): 49-59.
- [70] Fuentes-Cruz G, Vásquez-Cruz M A. Reservoir performance analysis through the material balance equation: An integrated review based on field examples[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 208: 109377.
- [71] 刘顺, 胥元刚, 魏红玫. 低渗油藏油气两相渗流的理论模型[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2004, 19(6): 20-22.
- [72] 邱蜀峰, 郭建春, 赵金洲, 等. 考虑脱气的异常高压油藏产能模型研究[J]. 河南石油, 2005, 19(3): 35-37.
- [73] 李春兰, 程林松, 朱国金, 等. 水平井井筒周围局部脱气时产能计算方法[J]. 新疆石油地质, 2006, 27(1): 107-108.
- [74] 唐资昌, 程林松, 李春兰. 井底脱气条件下的产能计算方法[J]. 油气田地面工程, 2011, 30(2): 36-37.
- [75] 王俊魁, 李艳华. 油井流入动态曲线与合理井底压力的确定[J]. 新疆石油地质, 1999, 20(5): 414-417.
- [76] 罗天雨, 曹文江, 曾平. 脱气变形介质油藏产能模型研究[J]. 特种油气藏, 2004, 11(6): 54-55.
- [77] 刘万涛, 何小娟, 王选茹, 等. 超低渗透油藏油井流入动态及合理流压研究[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(5): 234-237.
- [78] 刘红敏. 萨中开发区水驱地层压力系统评价研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2016.

The effects of degassing on fluid seepage law in tight oil reservoirs

RAO Yuan^{1,2}, YANG Zhengming^{2,3*}, ZHANG Yapu^{2,3}, WU Zhenkai^{1,2}, LIU Chang⁴

1. School of Engineering Science, University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China

2. Institute of Percolation Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, China

3. PetroChina Exploration and Development Research Institute, Beijing 100083, China

4. Tianjin Branch of CNOOC (China) Co., Ltd., Tianjin 300459, China

Abstract Most of the tight oil reservoirs contain dissolved gas. When the production pressure is lower than the bubble point pressure, the dissolved gas is precipitated, increasing the seepage resistance and affecting the productivity. Based on the pore-throat structure characteristics of the tight reservoirs, this paper explores the internal causes of the fluid seepage characteristics of the gas-bearing tight reservoirs, analyzes the fluid flow characteristics and the influencing factors after degassing of the reservoir, and compares the performances of the tight oil reservoirs and the conventional oil reservoirs, focusing on the differences of the fluid seepage characteristics after degassing. The existing research methods are reviewed, as well as the research status of the related mathematical models. Finally, the research trend of the fluid seepage law in the gas-bearing tight reservoirs is prospected.

Keywords tight oil; degassing; law of porous flow ●



(责任编辑 刘志远)