

文章编号: 1000-0747(2018)04-0646-11 DOI: 10.11698/PED.2018.04.10

中国低渗透油气藏开发理论与技术进展

胡文瑞¹, 魏漪², 鲍敬伟³

(1. 中国石油天然气集团有限公司, 北京 100724; 2. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083;
3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 基于对国内已开发低渗透油气资源的认识和研究, 提炼了低渗透油气藏的开发理论, 总结了低渗透油气藏开发的关键技术, 探讨了低渗透油气藏可持续发展的前景和技术方向。中国低渗透油气藏开发主要形成了 5 个方面的理论与关键技术: ①发展了低渗透储集层渗流、双重介质渗流、相对均质等理论; ②研发了“储集层有利区与含气性预测相结合、叠前和叠后相结合”的井位优选技术; ③完善了定向射孔多缝、多级加砂、多级暂堵、直井多层、水平井等体积压裂提高单井产量技术; ④提出了整体降压、局部增压、聚能冲压解堵、精细分注、温和超前注水等增注保压技术; ⑤形成了水平井注采井网优化提高采收率技术。继续经济有效开发低渗透储量, 必须做好 3 方面的工作: ①依靠技术进步, 继续研发新技术、新方法、新工艺, 建立低品位油气藏效益开发新模式, 确定主体技术界限并做好超前开发接替技术储备; ②坚持“低成本技术+低成本管理”体系, 通过“技术和管理的不断创新, 建立一套完整的低成本二元集成创新体系”; ③争取国家优惠政策。图 7 表 1 参 32

关键词: 低渗透油气藏; 渗流理论; 体积压裂; 注水技术; 井位优选; 水平井; 技术发展方向

中图分类号: TE32

文献标识码: A

Development of the theory and technology for low permeability reservoirs in China

HU Wenrui¹, WEI Yi², BAO Jingwei³

(1. China National Petroleum Corporation, Beijing 100724, China; 2. SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China; 3. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract: The development theories of low-permeability oil and gas reservoirs are refined, the key development technologies are summarized, and the prospect and technical direction of sustainable development are discussed based on the understanding and research on developed low-permeability oil and gas resources in China. The main achievements include: (1) the theories of low-permeability reservoir seepage, dual-medium seepage, relative homogeneity, etc. (2) the well location optimization technology combining favorable area of reservoir with gas-bearing prediction and combining pre-stack with post-stack; (3) oriented perforating multi-fracture, multistage sand adding, multistage temporary plugging, vertical well multilayer, horizontal and other fracturing techniques to improve productivity of single well; (4) the technology of increasing injection and keeping pressure, such as overall decreasing pressure, local pressurization, shaped charge stamping and plugging removal, fine separate injection, mild advanced water injection and so on; (5) enhanced recovery technology of optimization of injection-production well network in horizontal wells. To continue to develop low-permeability reserves economically and effectively, there are three aspects of work to be done well: (1) depending on technical improvement, continue to innovate new technologies and methods, establish a new mode of low quality reservoir development economically, determine the main technical boundaries and form replacement technology reserves of advanced development; (2) adhering to the management system of low cost technology & low cost, set up a complete set of low-cost dual integration innovation system through continuous innovation in technology and management; (3) striving for national preferential policies.

Key words: low permeability oil and gas reservoir; seepage theory; volume fracturing; waterflooding technology; well location optimization; horizontal well; technical development direction

引用: 胡文瑞, 魏漪, 鲍敬伟. 中国低渗透油气藏开发理论与技术进展[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 646-656.

HU Wenrui, WEI Yi, BAO Jingwei. Development of the theory and technology for low permeability reservoirs in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 646-656.

0 引言

随着中国国民经济的快速发展, 对石油的需求不断增长, 而产量增长却相对缓滞, 需求与产量的矛盾

逐年加剧, 原油净进口量逐年加剧, 对外依存度不断扩大。2016 年中国石油消费量为 5.78×10^8 t, 净进口量达 3.78×10^8 t, 对外依存度达到 65.40%^[1-2], 至目前单月原油进口量已超过美国, 居世界第一。

天然气在一定程度上缓解了石油供应压力，保障了国民经济的可持续发展。随着天然气产量的增长，中国天然气消费量也快速上涨^[3]，2000年天然气消费量 $245.03 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2016年上升到 $2\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[4]。2007年中国成为天然气净进口国，2016年天然气净进口量达 $733 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，对外依存度达到36.65%^[5]。伴随着石油、天然气对外依存度的逐年增大，亟待加快油气资源的勘探与开发，提高油气产量，缓解中国油气供需矛盾，保证国家能源安全。

全球约38%、中国约46%的油气属于以低渗透为主的低品位资源，低渗透油气资源的开发利用对确保中国油气可持续发展具有重要战略意义。低渗透油气田规模有效勘探开发一直是国际上没有很好解决的重大工程技术难题，也是油气田开发工程学科的前沿课题。

1995年，安塞特低渗透油田投入规模开发，中国进入了真正意义上的低渗透油气藏开发时代。通过持续不断的探索，中国低渗透资源的勘探取得了重大发现，特别是在近20年来发现了大规模油气储量。随着开发技术的攻关和创新，加深了对低渗透油气的认识，逐步建立和完善了低渗透油气藏开发配套技术系列，实现低渗透资源的规模有效开发^[6]。

基于对国内已开发低渗透油气资源的认识和研究，本文提炼了低渗透油气藏的开发理论，归纳总结了低渗透油气藏开发的关键技术，分析探讨了低渗透油气藏可持续发展的前景和技术方向，以期对中国未来低渗透油气藏的勘探开发起到一定的指导作用。

1 中国低渗透油气藏资源状况

低渗透油气藏是指常规开采方式难以有效规模开发的油气藏，包括低渗透砂岩、碳酸盐岩、火山岩等油气藏，其表述的关键点是“常规方式难以开采”、“必须通过特殊技术改造才能实现有效规模开发^[6]”。

低渗透是一个相对的概念，世界各国对低渗透油气藏的划分标准和界限，因国家政策、资源状况和经济技术条件的不同而异^[7]。而在同一国家、同一地区，随着认识程度的提高和技术的进步，低渗透油气藏的标准和概念也在不断的发展和完善。

参照国际低渗透油气藏的开发，结合中国低渗透油气藏成功开发的实践，特别是近年重大开发的试验成果，将低渗透储集层分为一般低渗透、特低渗透和超低渗透，并由此提出了划分标准^[6]（见表1）。

据2016年第四次油气资源评价结果，中国石油远景资源量中低渗透占24%；天然气远景资源量中低渗

表1 低渗透储集层分类标准

低渗透 储集层类型	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	
	石油	天然气
一般	1.0~10.0	1.0~5.0
特低	0.5~1.0	0.1~1.0
超低	<0.5	<0.1

透占47.5%。截至2016年底，全国累计探明石油地质储量中低渗透占12%，全国累计探明天然气地质储量中低渗透占39%。低渗透储量主要分布在大庆、吉林、辽河、大港、新疆、长庆、吐哈、胜利、中原等9个油区^[8-10]。

从分布层位看，中国低渗透石油资源的80%以上分布在中、新生代陆相沉积中，天然气资源的60%以上分布在古生界及三叠系的海相地层中^[11]。中国低渗透油气资源具有分布区域广、储集层类型多样、含油气层系多的特点。

伴随着认识的提高、开发技术的攻关和管理技术的创新，低渗透油气资源实现了规模有效开发，产量持续增长，其在油气总产量中所占比例越来越大。2017年中国石油天然气股份有限公司低渗透油藏原油产量占年总产量的36.8%，低渗透气藏天然气产量占年总产量的55%。低渗透油气资源在油气田开发中的地位越来越重要，正在成为开发的主体。

2 低渗透油气藏开发理论

与中高渗透油气藏相比，低渗透油气藏具有不同的储集层特性，表现出复杂的渗流特征。经典的低渗透油气渗流理论较为简单实用，但其只考虑了低渗透油气藏孔隙渗流的问题，而未充分考虑低渗透油气藏的相对非均质性和裂缝渗流等问题，存在一定的局限性。通过室内实验和数值模拟方法，结合实际生产特征分析，形成了低渗透油气藏的实用开发理论。

2.1 低渗透储集层渗流理论

低渗透储集层由于孔喉细小、连通性较差，渗流机理复杂，储集层孔隙中的渗流规律不再符合经典的达西定律，表现出低速非达西渗流特征。一方面启动压力梯度对渗流的影响显著；另一方面，随流体的不断采出，有效应力的分布随之变化，孔隙形态随岩石骨架变形而产生不同程度的改变，进而影响储集层的渗流状态，增强低渗透储集层的非线性渗流特征^[12-17]。

2.1.1 低速非达西渗流机理

低渗透储集层孔隙中大部分流体靠近固体表面，流体在渗流过程中受到岩石孔壁的强烈吸附作用，同时岩石表面的物理化学变化对流体的流动产生很大的影响，

加之黏土矿物遇水膨胀以及颗粒运移,强化了岩石表面特性对流体流动的作用^[14]。因此,对于超低渗透储集层,固液作用强烈,岩石表面的边界层对流体的影响不可忽视,这导致渗流规律偏离达西定律。启动压力梯度是表征这种低速非达西渗流规律的关键参数。

采用启动压力梯度测试系统,通过衰竭实验模拟,对低渗透岩心样品进行非线性渗流实验,可绘制出启动压力梯度随渗透率的变化曲线(见图1)。

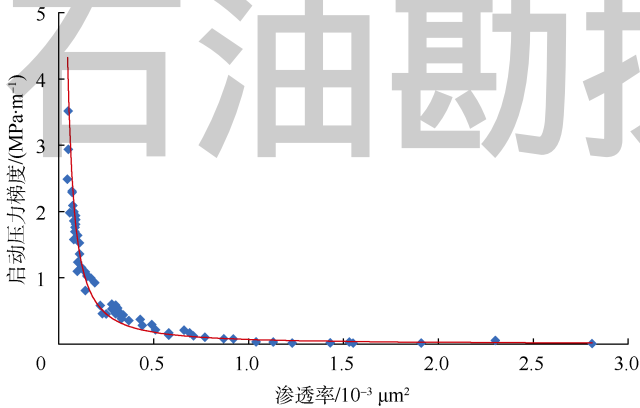


图1 低渗透油藏启动压力梯度与渗透率关系

以鄂尔多斯盆地低渗透油藏岩心为例,由实验数据进行回归分析发现,启动压力梯度与渗透率呈较好的幂函数关系(见(1)式),即随着渗透率的增大,启动压力梯度逐渐减小。岩石渗透率越小,喉道越细,岩石喉道壁黏附的边界层厚度占喉道半径的比例就越大,孔隙中过流面积越小,驱动流体流动所需克服的阻力越大,启动压力梯度也就越大。启动压力梯度随渗透率变化曲线具有明显拐点,即存在临界值,当渗透率降至临界值以下时,启动压力梯度急剧增大。

$$G = 0.0608K^{-1.1522} \quad (1)$$

低渗透气藏启动压力梯度具有相同的变化规律,但不同含水饱和度下,启动压力梯度与渗透率表现出不同的幂函数关系,其低渗条件下的流动机理更为复杂。

当含水饱和度为50%时:

$$G = 0.0159K^{-0.5692} \quad (2)$$

当含水饱和度为30%时:

$$G = 0.0024K^{-0.8343} \quad (3)$$

当含水饱和度为15%时:

$$G = 0.0002K^{-1.3744} \quad (4)$$

2.1.2 压敏效应作用机理

在油藏开采以前,储集层岩石受上覆地层压力、孔隙流体压力以及岩石骨架本身支撑力的作用,一般能够保持平衡状态。但是,随着地层流体的开采,孔

隙压力不断下降,岩石骨架承受的净上覆压力增加,导致岩石的孔隙结构随净上覆压力改变而发生变化,表现为岩石的应力敏感。

通过低渗透岩心应力敏感性实验得到渗透率随净上覆压力的变化规律(见图2),从图中可看出,低渗透储集层表现出较强的应力敏感性,随着净上覆压力的增大,渗透率不断下降,下降幅度逐渐减小;实验中,净上覆压力增大到一定值后,逐渐释放净上覆压力,可发现随着净上覆压力的减小,渗透率逐渐恢复,但恢复程度较低,渗透率因应力敏感性导致的降低过程是不可逆的。

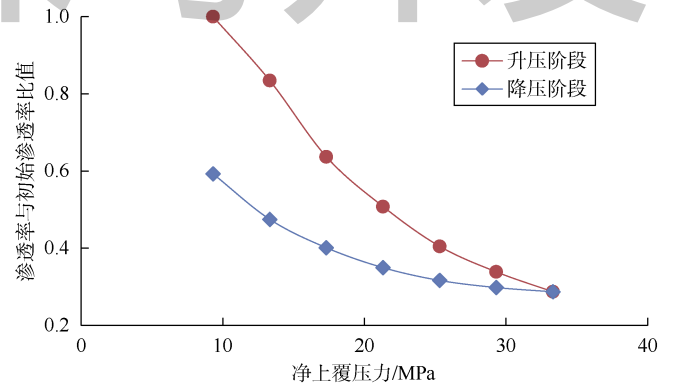


图2 低渗透岩心应力敏感渗透率变化曲线

为表征应力敏感效应,引入应力敏感系数的概念,用于评价储集层应力敏感性,描述渗透率随有效应力的变化规律。应力敏感系数可定义为:

$$\alpha = -\frac{\lg(K/K_{\sigma_1})}{\lg(\sigma/\sigma_1)} \quad (5)$$

以鄂尔多斯盆地低渗透油藏岩心为例,由实验数据计算得到不同渗透率岩心对应的应力敏感系数,然后进行回归分析,发现应力敏感系数与初始渗透率呈较好幂函数关系(见(6)式),即初始渗透率越小,应力敏感系数越大,敏感性越强;当初始渗透率降至临界值以下时,应力敏感系数急剧增大,应力敏感性影响显著增强(见图3)。

$$\alpha = 0.1531K_i^{-0.343} \quad (6)$$

2.1.3 滑脱效应作用机理

大量的实验证明,相同的岩心和气体,采用不同的平均压力进行测量,所测得的绝对渗透率不同。当气体在小尺度孔隙和复杂喉道中流动且压力较低时,气体保持低速渗流状态,由于气-固间的分子作用力远比液-固间的分子作用力小,使得气体分子不能像液体分子那样被孔道壁面所束缚,在管壁处的气体分子仍

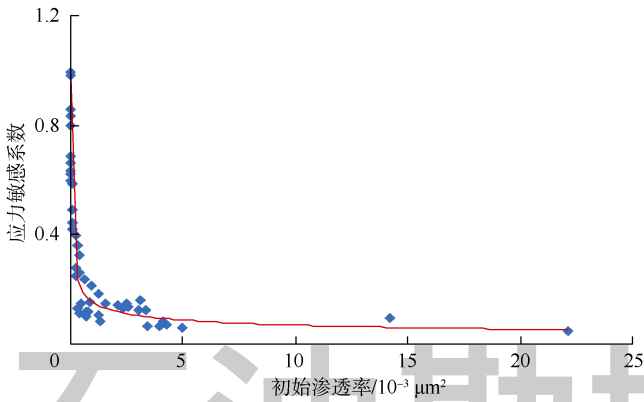


图3 低渗透油藏应力敏感系数与初始渗透率关系

有部分处于运动状态，同时，相邻层的气体分子由于动量交换，连同管壁处的气体分子一起沿管壁方向作定向流动，管壁处流速不为零，气体存在滑脱效应。

气体滑脱效应可用滑脱因子表征，该值与岩石孔隙结构、气体性质及平均孔隙压力有关，可描述气体渗流滑脱效应的强弱程度。采用鄂尔多斯盆地低渗透油藏岩心克氏渗透率测试实验数据回归可知，滑脱因子与克氏渗透率具有较好的幂函数关系，滑脱因子随克氏渗透率的增大而减小。

$$b = 0.072K_{\infty}^{-0.29} \quad (7)$$

滑脱效应对产量的影响程度取决于渗透率与气藏压力，渗透率越低、气藏压力越低，则滑脱效应的影响越显著。

2.2 双重介质渗流理论

一般情况下，油藏储集层有效渗透率小于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时，采收率的贡献主要取决于裂缝，而不是储集层的孔隙。但实际生产证明，低渗透油藏开发过程中储集层孔隙同样发挥着极其重要的作用。按裂缝决定采收率观点推算，安塞油田的采收率最多可达 18%^[6]。但实际上，2008 年安塞油田的采出程度已经达到了 30%，比推算结果高出 12%，足以说明低渗透储集层孔隙在开发过程中的作用不可忽视。

油（气）井生产初期，裂缝的渗透率远大于基质孔隙，裂缝起主要渗流作用，裂缝中的流体快速流入井筒产出。由于裂缝总体积较小，储集能力差，且具有很强的应力敏感性，随着裂缝中流体的产出，裂缝系统压力下降，裂缝逐步趋于闭合或半闭合，导流能力大幅下降，油（气）井生产能力下降；生产中后期，随着裂缝系统压力的降低，在基质与裂缝间建立起压差，基质中的流体开始向裂缝流动，此后基质孔隙发挥主要渗流作用，向裂缝和井筒不断供液。表现在渗流特征上为双重介质渗流，主要受孔喉大小和毛细管

力控制，孔隙渗流为主，裂缝渗流为辅^[6]。油（气）井生产动态则表现为初期产量高，递减速度快；中后期产量低，递减速度缓慢，可稳产较长时间。

室内实验与实际生产证实，低渗透储集层渗流机理复杂，存在的应力敏感效应、启动压力梯度对渗流影响较大，基质中流体流动服从低速非达西渗流规律。假设流体为单相，且微可压缩，考虑基质内部的质量交换、基质与裂缝的质量交换，则可建立基质非线性渗流模型^[18-19]。

$$\nabla(\rho v)_{m_1} + q_{m_1, m_2} - q_{m_1, f} = \frac{\partial(\phi \rho S_o)_{m_1}}{\partial t} \quad (8)$$

对于基质，考虑启动压力梯度的动力学方程为：

$$v = 10^{-9} \frac{K}{\mu} (\nabla p - G) \quad (9)$$

基质与裂缝间的质量交换量的计算模型为：

$$q_{m_1, f} = \beta_{m_1, f} \left(\frac{K \rho}{\mu} \right)_{m_1} (\Phi_{m_1} - \Phi_f) \quad (10)$$

基质与基质间的质量交换量的计算模型为：

$$q_{m_1, m_2} = \beta_{m_1, m_2} \left(\frac{K \rho}{\mu} \right)_{m_2} (\Phi_{m_2} - \Phi_{m_1}) \quad (11)$$

其中 $\Phi = p - 10^{-6} \rho g D$

裂缝具有较强的应力敏感性，流体流动服从达西渗流规律，考虑裂缝内部的质量交换、裂缝与基质的质量交换，可建立裂缝的渗流模型。

$$\nabla(\rho v)_f + q_{m_1, f} = \frac{\partial(\phi \rho S_o)_f}{\partial t} \quad (12)$$

其中， v 可由达西定律求得：

$$v = 10^{-9} \frac{K}{\mu} \nabla p \quad (13)$$

综合基质与裂缝的渗流模型，同时考虑启动压力梯度和应力敏感的影响，即可得到低渗透储集层渗流模型。

2.3 相对均质理论

低渗透、特低渗透油气藏开发过程中，非均质性是个相对概念，相对均质中包含绝对的非均质，无数的相对均质储集层的总和，构成大面积的相对均质储集层。低渗透储集层孔喉虽细小，总体非均质性强，但存在相对均质且连通性较好、具有达西渗流特点的部局区域。实际油气田的开发中，做好储集层的描述工作，寻找“相对均质”的区域优化方案设计进行重点开发，往往可以取得显著的效果。

安塞油田的主力油层为三叠系延长组长 6 油层，属于河控三角洲砂岩储集层，主体带渗透性好，渗透率变异系数小；边部渗透性差，渗透率变异系数大。根

据“相对均质”理论,优选长6油层砂体中部进行注水开发试验,油井大面积连片见效,平均日产油4.03 t,一次井网的储量动用程度达90.7%,水驱储量控制程度达73.6%;注水2年后水驱控制程度达到80.7%,油井见效程度达到70%,预测水驱采收率为20%~25%^[6]。

2.4 经济界限理论

经济界限指油气田开发过程中,每一阶段的资金投入,都要以最大或稳定产出为依据进行经济评价,计算投资回收期、投资利润,投入产出合理则实施开发,不合理则暂不开发。开发经济界限的设定:①充分认识开发此类油气田的企业效益、社会效益;②在论证的前提下设置经济界限最基础的目标参数;③充分考虑技术进步的贡献值;④预评估此类油气田开发对于类似储量的辐射和推动作用^[6]。

随着开发规模的逐年提高,低—特低渗透储集层中能动用的储量品位越来越低,为了有效动用这部分储量,保证原油产量的持续增长,必须根据当时的油价,按照投资回报标准,设定万吨产能投资界限(目前中国的标准为 3×10^8 元/ 10^4 t)。按此标准长庆油田完成了约 $1\ 000\times 10^4$ t产能建设;后来为开发单井产能低于2 t/d的油田,重新设定基本投资标准为 5×10^8 元/ 10^4 t,完成了 600×10^4 t产能建设^[6],2007年开始实施,效果良好。

在经济界限理论的指导下,长庆油田在保持油气产量和投资快速增长的同时,也取得了良好的经济效益,投资回报率一直保持较高水平。2016年,长庆油田投资资本回报率6.36%,其贡献在中国石油天然气股份有限公司中仅次于大庆油田^[6]。

3 低渗透油气藏关键开发技术

低渗透油气资源的经济有效开发是一个世界性的难题,通过长期持续不断的开发技术探索和攻关,中国形成了一系列世界领先水平的原创性和集成性开发技术,实现了低渗透油气藏的规模有效开发。低渗透油气开发难题的每一次破解,都伴随着科学认知质的飞跃、技术的重大突破。在长期的勘探开发过程中,通过探索和积累,形成了低—特低渗油气藏有效开发的低成本主体技术与配套工艺措施。

3.1 早期油藏描述技术

在勘探评价阶段,油藏评价提前介入,开展油藏的精细描述工作。主要综合应用地质、地震、测井、测试等相关资料,利用多种数学工具,由多学科团队对油藏的各种特征进行定量描述、表征及预测,建立三维或四维油藏地质模型。同时,结合试验区生产动

态确定的不同类型流动单元的注水开发特征,制定相应的调控政策,为科学化、精细化油田开发优化设计提供第一手资料。

早期油藏描述大大缩短了勘探与开发的距离,加快了勘探的节奏和开发的步伐,促进了勘探开发一体化,有利于低渗透油气藏的快速建产。主要内容包括储集层综合评价、储量评价和产能评价3部分,其核心是储集层综合评价,主要利用评价井岩心物性分析、试油资料和电测资料,采用数理统计和关键井检验的方法,进行精细的“四性”关系研究,以确定储集层岩性、物性、含油性与电性之间的关系;其次在充分掌握流动单元与沉积微相间的空间对应关系的基础上,结合生产动态,确定流动单元的空间展布规律,优化注采调整、精细化注采管理等调控政策。

靖安油田建产之前,系统总结和借鉴了安塞油田的开发经验,并结合自身特点,实施早期油藏描述策略,在有利区域预测的基础上部署评价井,并根据探井、评价井、开发井的各类数据开展油藏三维精细描述,遵循“差中找优,低中找高,贫中选富”的原则,制定出“先肥后瘦、先易后难、先评价后方案、先试验后开发”的四先四后的技术路线,整体实现了“边勘探、边建产、边投入、边受益”的目标,勘探开发一体化推进,快速高效地建成 100×10^4 t原油生产能力。

3.2 低渗透气藏井位优选技术

井位优选技术通过在筛选出的富集区内,利用高精度数字二维地震纵波的叠前信息与常规地震的叠后含气性检测信息,预测有效储集层,优选最佳位置确定井位,其中含气性预测的精度是提高井位优选成功率的关键。

为提高储集层预测与含气性检测精度,长庆油田通过优化地震采集系统参数、现场反复试验等手段,探索出以数字检波器接收、小道距、大偏移距、高覆盖次数、潜水面以下激发为核心的高精度二维地震采集技术,从而获得高品质资料,叠前地震资料可直接用于含气性检测,精度大幅提高。

长庆苏里格气田的开发坚持“河道带和含气性预测相结合、叠前和叠后相结合”的技术路线,紧紧围绕河道带分布进行优选,建立起一套完整的地震、地质相结合的井位优选流程(见图4),使经济有效井的比例由评价初期的50%提高到80%以上。

3.3 压裂改造技术

对低—特低渗透致密砂岩储集层而言,油(气)井无自然产能或自然产能很低,需经过大规模压裂改造之后才能有效投产。针对这一问题,研发出以扩大

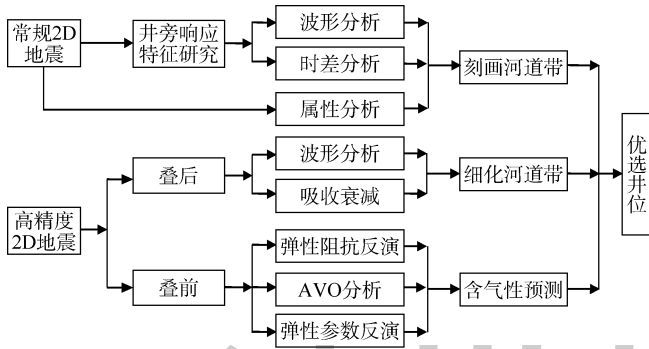


图4 苏里格气田井位优选技术流程

泄流面积为主的体积压裂改造技术，可以实现单裂缝压裂向多裂缝压裂的转变，有效扩大了动用体积。

3.3.1 定向射孔多缝压裂技术

定向射孔压裂技术适用于最大主应力与最小主应力差小于 5 MPa、厚度大于 10 m 的致密储集层。通过定方位射孔，改变起裂方向，强制裂缝转向，同层内平面上可形成相互独立的多条 S 型裂缝，扩大人工裂缝系统控制的泄流体积，进而提高单井产量（见图 5）。

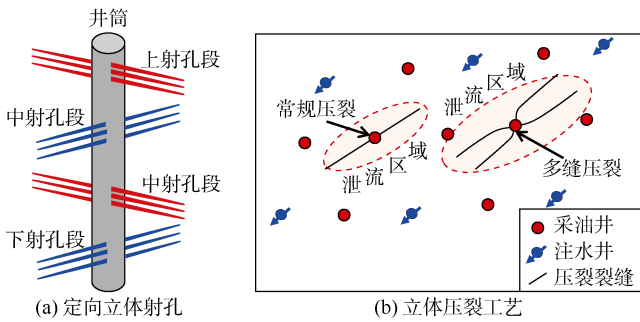


图5 定向立体射孔及压裂工艺示意图

数值模拟和物理模拟实验表明，水平应力差值减小，最小地应力方向上裂缝延伸距离增加，定向射孔压裂时水力裂缝转向半径增大，地应力差值超过 6 MPa 时裂缝转向比较困难；当射孔方位与最大主应力方向呈一定夹角时，裂缝先沿射孔孔眼方向起裂，然后转向最大主应力方向，且随着射孔方位与最大主应力方向夹角增加，裂缝的转向半径增加，目前夹角初步优选为 45°。

长庆油田低渗透油藏共 246 口井应用该技术施工，单井初期平均增油 0.4~0.8 t/d，整体试验效果较好。

3.3.2 多级加砂压裂技术

储集层厚度大、层内无明显隔夹层的油（气）井，常规压裂存在支撑剂下部沉降现象，支撑剂在纵向铺置不均，油层上部难以有效改造，储量动用不充分。多级加砂压裂将总砂量通过合理的多次泵注输送至储集层中，第一级压裂后停泵，等待支撑剂沉降、裂缝

闭合，然后进行下一级压裂，逐级铺置。由于第二级压裂的前置液受下部铺置的支撑剂的影响，裂缝向下延伸受阻，迫使支撑剂向上铺置，达到改善支撑剂纵向铺砂剖面的目的，从而提高油层上部裂缝导流能力。

长庆油田低渗透油藏应用该技术施工 2 000 余井，与邻井相比，试验井单井平均增油 0.3~1.0 t/d。

3.3.3 多级暂堵压裂技术

天然微裂缝发育、上下遮挡条件较好、最大与最小主应力差值较小的低渗透储集层，采用多次加入暂堵剂、强迫裂缝转向、形成多条次生裂缝的施工方法，可有效扩大泄流面积。因初次压裂裂缝的存在，随着油（气）井的开采，储集层中将产生诱导应力，改变初始地应力状态，这为重复压裂过程中裂缝发生转向提供了可能。

暂堵压裂技术^[20-23]主要通过向地层实时加入暂堵剂，旧缝张开后，暂堵剂与支撑剂混合后进入原有裂缝，混合物在高渗透带聚集并产生滤饼桥堵，阻碍和限制裂缝的继续延伸和发展，后续压裂液不能进入裂缝和高渗透带，导致井底压力上升。当裂缝内净压力达到微裂缝开启压力或新缝破裂压力时，微裂缝或新缝开启，随后续携砂液的继续加入，微裂缝或新缝延伸、扩展成为新的支裂缝，沟通老裂缝未动用的油气层。暂堵剂在施工后溶于地层水或压裂液中，不会对储集层造成二次污染。

从现场实际应用效果来看，实施暂堵压裂后，施工压力升高明显，单井产量增加，含水稳中有降，达到了控水增油的目的。2014—2015 年在长庆油田 D1 油藏共实施暂堵转向重复压裂 46 井次，成功率 93.4%，平均单井增油 1.59 t/d，措施后含水率由 47.6% 下降到 39.7%^[22-23]。

3.3.4 直井多层压裂技术

发育多层系的低渗透气藏，单井增加动用层数结合单层体积压裂改造，可有效提高单井产量。以此为 目标，研发了连续油管带底封分层压裂和套管固井滑套阀多层压裂的新型分压技术，可实现低渗透气藏直井多层开发。

①连续油管带底封分层压裂。该技术集成了射孔、压裂、隔离等技术，首先把连续油管工具串下入第一段预改造位置并定位，通过上提下放坐封锚定器及封隔器，实施连续油管喷砂射孔，环空泵注压裂，同时油管小排量泵注基液。第一段压裂结束后，上提连续油管封隔器、连续油管至第二段预改造位置进行射孔、压裂作业。具有分层压裂层数、段数不受限制，起下压裂

管柱快,施工过程中可用连续油管实时监测井底压力,便于后期修井作业,作业周期短,施工效率高的优点。

②套管固井滑套阀多层压裂。该技术通过将滑套与套管连接一同下入到目的层段固井完井,逐级投入飞镖打开滑套实现分层压裂,球座通过前一级压裂时的压力传递缩径而形成,避免了常规分层压裂工具球座逐级缩径对压裂级数的限制。该压裂方式不需射孔,可直接压裂,能够实现压裂生产一体化,缩短投产时间。

2010年以来,长庆油田低渗透气藏完成8口井连续油管带底封分层压裂,平均单井改造5.1层,平均试气产量是邻井的1.5~2.0倍;同时完成15口井74层套管固井滑套阀多层压裂,最多实现一次连续分压9层,产气测试结果表明,达到了多层动用提高单井产量的目的。

3.4 注水提高采收率技术

低—特低渗透油藏目前多采用注水保持地层压力的开发方式,因低渗透油藏渗流阻力大,非均质性强,导致地层能量补充困难,油井注水受效较慢,开发过程中,地层压力、采油、采液指数等生产指标下降较快。为提高单井产量、保持稳产,长庆油田创新性地提出了“超前注水”理论,研发了适合低渗透油藏注水提高采收率的配套工艺技术。

3.4.1 注水工艺技术

超低渗透油藏补充地层能量困难、注水不均衡,主要原因有:①储集层渗透率低,流体渗流阻力大;②油层厚度大,纵向非均质性强,隔夹层较发育,吸水能力差异大;③注入水与岩性不配伍,地层中易结垢形成堵塞;④注入水与地层水不相溶,在孔喉处易形成较大的毛细管阻力。近年来通过高压欠注机理研究、岩心分析及单层吸水能力试验,研制出采用阻垢和分散成垢晶体来有效降低流动阻力、分层注水均衡补充地层能量等方法,形成了降压增注注水技术与精细分层注水技术。

①降压增注注水技术。该技术适用于注入困难的低渗透储集层,分整体降压、局部增压、聚能冲解除堵3种增注方式。整体降压增注以筛选出适合目标区的降压增注药剂为目标,在注水站进行投加,药剂随注入水进入地层深部,达到防膨、防垢、清垢等目的,降低注水井注入压力。局部增压增注主要是利用离心增压注水泵进行增压注水。聚能冲解除堵增注则主要利用聚能冲压弹在井中燃烧产生的冲力将井筒内液体往复向上推冲,在套管内产生宽幅水震荡,进而在油层井段形成强力反排作用,将炮眼和近井地带的杂质、

钻井液滤液等堵塞物排出;另一方面,聚能弹在燃烧产生冲力的同时也伴随高温高压射流,作用于射孔炮眼,径向冲压地层,在射孔炮眼的四周,形成3~5m的放射状微裂缝,并同步进行酸化,酸液可更有效、更大范围地进入地层,有效地解除近井地带和深部的污染堵塞,提高井筒附近地层的渗流能力,达到储集层改造和降压增注的目的。

②精细分层注水技术。该技术适用于油层厚度大、隔夹层较发育、纵向非均质性强的低渗透储集层,分小卡距、小套管井、桥式偏心多段3种分注方式。小卡距分注主要通过下入油管中下入磁定位测试仪器定位井下配注工具,实现精准分注,该技术成熟、操作简便、结果准确,但施工时间长、测试成本较高;小套管井分注主要针对超低渗透油藏部分注水井采用114.3mm(4.5in)小套管笼统注水而研发,将Y341-95可洗井封隔器、座封滑套等井下工具组成工艺管柱,封隔器座封后,压力达20MPa时打掉座封滑套,实现油套分注,可洗井封隔器结构简单、座封可靠;桥式偏心多段分层注水综合桥式偏心技术,配套封隔器逐级解封技术、磁定位技术和管柱锚定技术,实现大井斜、深井、小卡距多段分层注水,同时配套研发了下压式逐级解封封隔器、双解封式逐级解封封隔器以及非金属水力锚等工具。

3.4.2 注采井网优化技术

特低渗透储集层均不同程度发育天然裂缝,注水开发过程中,注入水易沿砂体轴向裂缝水窜形成“指进”,造成平面及纵向上注采的不均衡,多年的实践表明,合理优化注采井网可有效缓解注采不均衡现象。

菱形反九点井网(见图6a)具有较好的适应性和灵活调整性,可实现裂缝系统与井网的优化配置。该井网注水井和角井连线与裂缝走向平行,同时放大了裂缝方向的井距,有利于提高压裂规模、增加人工裂缝长度、提高单井产量及延长稳产期、减缓角井水淹速度;同时缩小了排距,可提高侧向井的受效程度。至开发后期,当裂缝线上的角井含水上升到一定程度

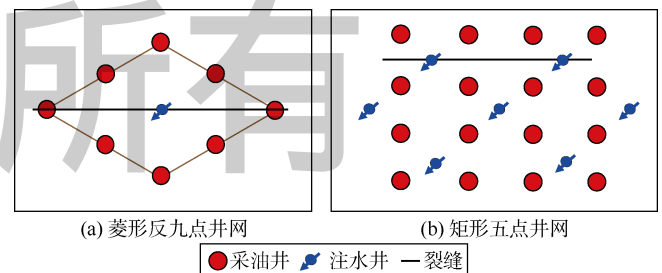


图6 注采井网优化示意图

后实施转注，变为矩形五点井网（见图6b），可最大限度地提高基质孔隙的波及体积。

为保证较好的经济效益，低渗透油田合理井网密度应控制在经济极限井网密度和经济最佳井网密度之间；对于经济风险较大的油田，可以选用靠近经济最佳井网密度参数；合理注采井距可综合储集层物性、裂缝发育程度、平面及纵向非均质性和经济效益等因素确定。

3.4.3 温和超前注水技术

低渗透、特低渗透油田注水开发难于建立有效驱替压力，见效程度低。超前注水在油井投产前超前投注，提高地层压力，使地层压力保持在合理水平，从而在油水井之间建立起有效的压力驱替系统，有利于提高单井产量。但如果注水压力过高，注水井附近地层快速增压，应力场发生变化，容易诱发原本闭合的天然裂缝开启，并以水井为中心，在薄弱面产生新生缝，形成动态裂缝带，注入水沿裂缝突进。为避免该不利因素的影响，长庆油田提出了小水量、长周期的温和超前注水技术，该技术在注水强度设计上主要有2个关键点：①最大注入压力小于裂缝开启压力和地层破裂压力，可有效防止原生裂缝的开启和地层破裂产生新生缝，杜绝注入水沿裂缝突进；②最小注入压力必须满足有效克服启动压力梯度，建立有效的驱替压力系统，保证单井产量尽可能提高。该技术兼顾了裂缝开启、地层破裂、启动压力梯度之间的矛盾，可有效提高地层压力，降低压敏效应，避免注入水沿裂缝突进，地层压力分布相对均匀，有利于油田保持较长时间稳产、高产。

3.5 水平井开发技术

超低渗透油藏规模开发面临的储集层地质条件越来越复杂，单纯靠定向井技术提高单井产量难以满足

生产的需求。2010年长庆油田制定了以提高油层钻遇率、满足体积压裂和能量补充要求为主攻方向的开发策略，大力推进水平井开发试验，取得了技术突破，先后形成了水平井注采井网优化、水平井压裂改造等实用技术。

3.5.1 水平井注采井网优化技术

水平井井网优化的核心是注水条件下，实现天然裂缝与人工裂缝、布缝方式与井网形式的合理匹配。超低渗透油藏天然裂缝优势方向为主渗流方向，主方向与侧方向存在渗透率级差，水驱渗流规律在平面上必然存在差异性，水平井布缝方式优化设计，必须考虑天然裂缝分布规律的影响。

以水平井产量为主要评价指标，同时考虑能量补给、压力保持水平、初期采油速度、产量递减及井网灵活性等，采用数值模拟技术进行水平井布缝方式优化，可得出不同储集层条件下的井网部署模式：①厚度在10m左右、裂缝相对不发育的储集层，五点井网（见图7a）最优，在规避裂缝性见水、降低初期递减方面效果明显；②厚度大于16m、油层纵向上叠合发育或者具有相对稳定隔层、裂缝相对不发育的储集层，水平井立体开发井网（见图7b）最优，在提高采油速度上效果明显；③厚度在10m左右、裂缝发育、脆性指数高的储集层，长水平段体积压裂准自然能量井网（见图7c）最优，在扩大单井控制范围的同时，充分利用天然能量，防止原生裂缝和新生缝的开启，避免注入水沿裂缝突进造成水淹。

3.5.2 水平井压裂改造技术

超低渗透油气藏物性差、平面和纵向非均质性强、自然产能低，油（气）井采用增加改造体积的方式投产，是目前最有效的开发途径。长庆油田在现有压裂技术的基础上，研发了适应不同油藏类型的水平井体

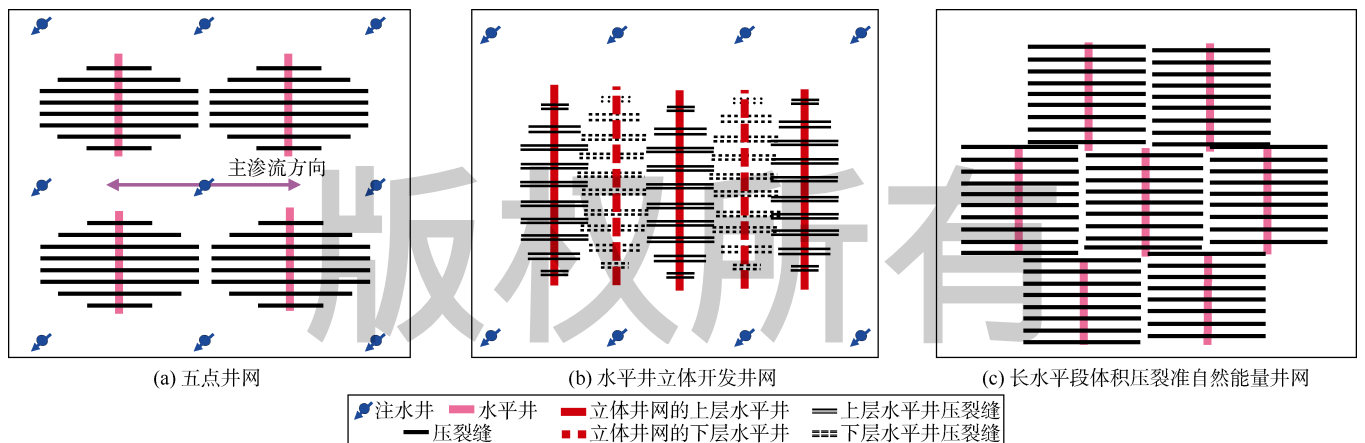


图7 水平井注采井网优化示意图

积压裂改造技术,包括水力喷砂体积压裂、裸眼封隔器体积压裂、水力泵送复合桥塞分段多簇压裂等技术。

①水力喷砂体积压裂。该技术采用多喷射器同时喷砂,实现由单簇到多簇射孔的转变;携砂通道从油管变为环空,采用“套管大排量加砂、油管小排量补液”注入方式,辅以新型钢带式封隔器、防反溅喷射器等关键工具,可解决高压高排量压裂问题;提升封隔器的封隔有效性,可满足长时间大规模压裂。水力喷砂体积压裂技术具有减少喷嘴损伤、成本低、操作简便的优势,目前可实现一趟管柱10段以上、每段2~4簇的压裂施工。

②裸眼封隔器体积压裂。该工艺以裸眼封隔器为载体,完井作业时一次性下入压裂管柱,通过封隔器坐封实现各水平井改造井段的封隔,依次投球打开不同级差的滑套,建立油管与上部储集层之间的连通通道,同时封堵下部已改造层段,实现对水平井段的多段压裂改造,开井返排后即可投产。

裸眼封隔器体积压裂技术可实现一趟管柱完成多段定点改造,具有井下工具少、工序简单、作业效率高、井控风险低、工艺管柱性能可靠的优点,可适用于浅、中、深层水平井的分段压裂。但该技术对水平井段并眼轨迹要求较高,完井程序复杂,周期长。

③水力泵送复合桥塞分段多簇压裂。该技术是在引进的“水力泵送桥塞分段多簇压裂”技术基础上发展而来,通过攻关试验,解决了复合桥塞设计与选材、多级点火射孔、工具串安全泵送、压后易钻等技术难题,实现了技术国产化,并在现场试验取得成功。该技术采用射孔和桥塞坐封联作的方式,一趟管柱完成射孔作业和封隔器封隔下部层段,实现分段压裂改造,同时实现分级射孔,配合暂堵材料完成多簇压裂,提高单段压裂改造体积,实现分段多簇压裂。该工艺具有封隔可靠性高、井筒完善程度高、分层压裂段数不受限制的优点。

从现场应用来看,复合桥塞分段多簇压裂技术提效增产效果明显,排量最大可达 $15\text{ m}^3/\text{min}$,入地液量最高 $2\times 10^4\text{ m}^3$,单段射孔3~6簇,裂缝带宽 $110\sim 140\text{ m}$,相比分段压裂提高75%。

3.6 CO₂驱油技术

低渗透油藏注水开发有效驱替压力低、易发生裂缝性水淹、波及效率低、产量递减快、采收率低,目前矛盾日益突出。CO₂驱可极大改善水驱存在的不足,大幅提高原油采收率,是目前低渗透油气藏有效的开发接替技术。

CO₂具有黏度低,易进入微小孔隙的特点,CO₂驱油机理^[24-31]主要有:①在地层温度、压力条件下,CO₂一般为超临界状态,具有较强的溶解、萃取作用,随着CO₂在原油中不断溶解,油水界面张力减小,原油黏度降低,油相的相对渗透率提高;②CO₂溶解于地层水中,使水碳酸化,水的黏度增加,改善油水流动性比;③CO₂溶于地层水所形成的碳酸水可与岩石中的碳酸盐胶结物反应,改善地层渗透率,提高储集层注入能力,而且可以抑制黏土膨胀,起到稳定黏土的作用;④CO₂注入油藏,少部分未溶解于原油中的气体会占据地层孔隙,驱出原油,大部分CO₂会溶解于原油中,使原油体积膨胀,增加驱动能量,随着开发过程中地层压力的不断下降,溶解于原油中的CO₂会膨胀脱出,形成溶解气驱,提高驱油效率。

与注水开发相比,注气压力低于注水压力,有利于避免动态裂缝的形成,且CO₂比水更容易注入地层,实现保持地层压力、注采平衡难度小,CO₂驱优于水驱开发。国内外现场试验与室内实验研究表明,低渗透油藏CO₂驱提高采收率潜力大,应用前景好。

国外CO₂驱油配套技术较成熟,通常将封闭性好、非均质性较弱、连通性较好、注采井网较完善作为注CO₂驱油藏的筛选标准。中国低渗透油藏地质条件相对复杂,且低渗透油藏CO₂驱油技术仍处于起步阶段,工业化应用需要解决理论与技术上的许多难题。如混相机理、埋存机理、注采井网优化、CO₂注入工艺、防窜封窜、采出流体处理等理论、技术有待进一步研究和发展。

4 可持续发展前景与建议

中国主要含油气盆地低渗透石油资源占剩余石油资源总量的60%,低渗透天然气资源占剩余天然气资源总量的51%;松辽、鄂尔多斯、柴达木、准噶尔4大盆地低渗透储量所占比例均超过85%^[11],可见低渗透油气资源在剩余油气资源总量中占有绝对的主导地位。

随着地质认识程度的加深、勘探开发技术的进步、评价手段的完善,油气勘探的领域和范围不断扩展,更多的低渗透资源不断被发现,全国低渗透油气远景资源量将会更大。中国低渗透油气资源丰富,为油气产量增长和未来可持续发展奠定了良好的基础,具有长远的开发潜力。

由已发现的油气储量动用情况来看,石油探明储量动用率为72%,未动用储量主体为特低渗透储量;天然气探明储量动用率为38%,未动用储量主要为渗

透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储量。从目前发展趋势来看，已有难动用储量和新增低渗透储量的有效开发是目前面临的主要挑战，探索、攻关、试验具有针对性的开发技术，是未来长期的工作方向^[32]。实现低渗透油气可持续发展战略，需要做好3个方面的工作。

①技术攻关方面：目前已有未开发的储量大部分品位较低，属特低、超低渗透资源，储集层物性差，储量丰度低，勘探成本高，开发难度大。有效开发这类资源，必须依靠技术进步，在完善低渗透资源开发理论的基础上，研发新技术、新方法、新工艺，建立低品位油藏效益开发新模式，确定主体技术界限。如加强特低、超低渗透油气藏渗流机理等理论研究，搞清影响开发效果的主控因素；进一步攻关注水、体积改造等工艺配套技术；开展注气、化学驱等的室内研究与现场试验，做好超前开发接替技术储备。

②企业管理方面：为了实现低渗透油气经济有效开发，必须坚持“两低”体系，即“低成本技术+低成本管理”。在低油价下，企业必须创新和发展低成本技术体系，探索低成本管理模式，通过“技术和管理的不断创新，二者有机结合，形成合力，建立一套完整的低成本二元集成创新体系”，既实现低品位资源的规模开发又能获得较好的经济效益。

③国家政策方面：目前低品位资源开发经济效益较差，国家和地方政府应出台一定的优惠政策，支持和鼓励低品位资源开发，带动经济发展。

致谢：在本文相关数据和资料的收集中，得到了中国石油勘探与生产分公司尚尔杰教授、中国石油长庆油田公司相关人员的帮助和支持，在此表示衷心的感谢。

符号注释：

b ——滑脱因子，无因次； D ——距离基准面的深度， m ； g ——重力加速度， m/s^2 ； G ——启动压力梯度， MPa/m ； K ——渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； K_i ——初始渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； K_{σ_i} ——参考有效应力下渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； K_{∞} ——克氏渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； p ——压力， MPa ； q ——单位时间、单位体积基质与基质或基质与天然微裂缝间的质量交换量， $\text{kg}/(\text{s} \cdot \text{m}^3)$ ； S_o ——含油饱和度，%； t ——时间， s ； v ——油相渗流速度， m/s ； α ——应力敏感系数，无因次； β ——基质与基质或基质与天然微裂缝间质量交换系数， 10^{-9}m^{-2} ； μ ——油的黏度， $\text{Pa} \cdot \text{s}$ ； ρ ——地层条件下油的密度， kg/m^3 ； σ ——有效应力， MPa ； σ_i ——参考有效应力， MPa ； ϕ ——孔隙度，%； ϕ ——油相的势函数， MPa 。下标： f ——致密储集层中的裂缝； m_1 ， m_2 ——致密储集层中的基质岩块1，基质岩块2。

参考文献：

- [1] 国家统计局. 中国能源统计年鉴[M]. 北京：中国统计出版社，2015.
National Bureau of Statistics of the People's Republic of China. China energy statistical yearbook[M]. Beijing: China Statistics Press, 2015.
- [2] 贾承造, 庞雄奇, 姜福杰. 中国油气资源研究现状与发展方向[J]. 石油科学通报, 2016, 1(1): 2-23.
JIA Chengzao, PANG Xiongqi, JIANG Fujie. Research status and development directions of hydrocarbon resources in China[J]. Petroleum Science Bulletin, 2016, 1(1): 2-23.
- [3] 武旭, 郭焦锋, 洪涛. 中国天然气消费量 2020 年达 4 千亿立方米[N]. 中国经济时报, 2015-08-24(5).
WU Xu, GUO Jiaofeng, HONG Tao. China's natural gas consumption will grow up to 400 billion cubic meters in 2020[N]. China Economic Times, 2015-08-24(5).
- [4] 中国石油集团经济技术研究院. 2016 年国内外油气行业发展报告[M]. 北京：中国石油集团经济技术研究院，2017.
CNPC Economics & Technology Research Institute. The development report of oil and gas industry both at home and abroad in 2016[M]. Beijing: CNPC Economics & Technology Research Institute, 2017.
- [5] GOLING. 2016 年中国及世界能源暨天然气行业情况概述：天然气情报[EB/OL]. (2017-03-07)[2018-04-26]. <http://gas.in-en.com/html/gas-2581645.shtml>.
GOLING. China and world energy and gas industry overview in 2016: Natural gas information[EB/OL]. (2017-03-07)[2018-04-26]. <http://gas.in-en.com/html/gas-2581645.shtml>.
- [6] 胡文瑞. 低渗透油气田开发概论(上册)[M]. 北京：石油工业出版社，2009.
HU Wenrui. Theory of low-permeability reservoir(Vol.1)[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [7] 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京：石油工业出版社，1997.
LI Daopin. The development of the low permeability sandstone oil field[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [8] 赵靖舟, 吴少波, 武富礼. 论低渗透储层的分类与评价标准：以鄂尔多斯盆地为例[J]. 岩性油气藏, 2007, 19(3): 28-31.
ZHAO Jingzhou, WU Shaobo, WU Fuli. The classification and evaluation criterion of low permeability reservoir: An example from Ordos Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2007, 19(3): 28-31.
- [9] 董云龙. 低渗透资源将是中国未来油气发展的主流[EB/OL]. (2009-03-31)[2018-04-20]. <http://news.cnpc.com.cn/system/2009/03/26/001230359.shtml>.
DONG Yunlong. Resources in low-permeability oil and gas will be the main stream of the development of future[EB/OL]. (2009-03-31)[2018-04-20]. <http://news.cnpc.com.cn/system/2009/03/26/001230359.shtml>.
- [10] 张志强, 郑军卫. 低渗透油气资源勘探开发技术进展[J]. 地球科学进展, 2009, 24(8): 854-864.
ZHANG Zhiqiang, ZHENG Junwei. Advances in exploration and exploitation technologies of low-permeability oil and gas[J]. Advances in Earth Science, 2009, 24(8): 854-864.
- [11] 胡文瑞. 中国低渗透油气的现状与未来[J]. 中国工程科学, 2009, 11(8): 29-37.
HU Wenrui. The present and future of low permeability oil and gas in

- China[J]. Engineering Sciences, 2009, 11(8): 29-37.
- [12] BELHAJ H A, AGHA K R, NOURI A M, et al. Numerical simulation of non-Darcy flow utilizing the new Forchheimer's diffusivity equation[R]. Bahrain: Middle East Oil Show, 2003.
- [13] LI D, THOMAS W E. Literature review on correlations of the non-Darcy coefficient[R]. Texas: SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, 2001.
- [14] 徐绍良, 岳湘安, 侯吉瑞, 等. 边界层流体对低渗透油藏渗流特性的影响[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2007, 22(2): 26-28.
XU Shaoliang, YUE Xiangan, HOU Jirui, et al. Influence of boundary-layer fluid on the seepage characteristic of low-permeability reservoir[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2007, 22(2): 26-28.
- [15] 刘卫东, 刘吉, 孙灵辉, 等. 流体边界层对低渗透油藏渗流特征的影响[J]. 科技导报, 2011, 29(22): 42-44.
LIU Weidong, LIU Ji, SUN Linghui, et al. Influence of fluid boundary layer on fluid flow in low permeability oilfields[J]. Science & Technology Review, 2011, 29(22): 42-44.
- [16] 李洋, 雷群, 刘先贵, 等. 微尺度下的非线性渗流特征[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(3): 336-340.
LI Yang, LEI Qun, LIU Xiangui, et al. Characteristics of micro scale nonlinear filtration[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(3): 336-340.
- [17] 杨仁锋, 姜瑞忠, 孙君书, 等. 低渗透油藏非线性微观渗流机理[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(2): 90-97.
YANG Renfeng, JIANG Ruizhong, SUN Junshu, et al. Study on non-linear flow mechanism in low permeability porous medium[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(2): 90-97.
- [18] 张艳玉, 姚军. 现代试井解释原理与方法[M]. 北京: 石油大学出版社, 2006.
ZHANG Yanyu, YAO Jun. Modern well test interpretation principle and method[M]. Beijing: China University of Petroleum Press, 2006.
- [19] 李宁. 页岩气开发数值模拟模型与方法研究[D]. 北京: 中国石油勘探开发研究院, 2013.
LI Ning. Research on numerical simulation model and method of shale gas development[D]. Beijing: Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, 2013.
- [20] 李建召, 杨兆中, 李玉涛, 等. 暂堵转向压裂裂缝扩展轨迹研究[J]. 石油化工应用, 2015, 34(8): 26-31.
LI Jianzhao, YANG Zhaozhong, LI Yutao, et al. Study on fracture propagation trajectory of temporary plugging and reoriented fracturing[J]. Petrochemical Industry Application, 2015, 34(8): 26-31.
- [21] 陈世栋, 惠芳, 陈博, 等. 胡尖山油田 A17 区块暂堵转向压裂技术研究[J]. 石油化工应用, 2014, 33(8): 31-34.
CHEN Shidong, HUI Fang, CHEN Bo, et al. Researching on temporary plugging and fracturing technology of A17 in Hujianshan oilfield[J]. Petrochemical Industry Application, 2014, 33(8): 31-34.
- [22] 刘建升, 杨永刚, 张红岗, 等. 微地震监测技术在暂堵压裂工艺中的应用[J]. 石油化工应用, 2016, 35(8): 68-73.
LIU Jiansheng, YANG Yonggang, ZHANG Honggang, et al. Application of micro-seismic fracturing monitoring technology in temporary plugging and reoriented fracturing[J]. Petrochemical Industry Application, 2016, 35(8): 68-73.
- [23] 邹鸿江, 樊勇杰, 孟庆聪. 五里湾长 6 储层暂堵压裂工艺优化研究与应用[J]. 钻采工艺, 2016, 39(6): 58-61.
ZOU Hongjiang, FAN Yongjie, MENG Qingcong. Study on optimum temporary plugging fracturing process for Chang-6 reservoir at Wuliwan and its application[J]. Drilling & Production Technology, 2016, 39(6): 58-61.
- [24] 张本艳, 党文斌, 王少朋, 等. 鄂尔多斯盆地红河油田长 8 储层致密砂岩油藏注 CO₂ 提高采收率[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(2): 272-275.
ZHANG Benyan, DANG Wenbin, WANG Shaopeng, et al. CO₂-EOR in Chang-8 tight sandstone reservoir of Honghe oilfield in Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(2): 272-275.
- [25] STALKUP F I, STEIN M H, LAKE L W, et al. CO₂ flooding[M]. Texas: Society of Petroleum Engineer, 1998.
- [26] 李士伦, 孙雷, 郭平, 等. 再论我国发展注气提高采收率技术[J]. 天然气工业, 2006, 26(12): 30-34.
LI Shilun, SUN Lei, GUO Ping, et al. Re-discussion of EOR with gas injection in China[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(12): 30-34.
- [27] YU W, LASHGARI H R, WU K. CO₂ injection for enhanced oil recovery in Bakken tight oil reservoirs[J]. Fuel, 2015, 159(1): 354-363.
- [28] 史云清, 贾英, 潘伟义, 等. 低渗致密气藏注超临界 CO₂ 驱替机理[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(3): 610-616.
SHI Yunqing, JIA Ying, PAN Weiyi, et al. Mechanism of supercritical CO₂ flooding in low-permeability tight gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(3): 610-616.
- [29] 赵永攀, 赵习森, 李剑, 等. 特低渗透油藏 CO₂ 驱油室内实验与矿场应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2018, 37(1): 128-133.
ZHAO Yongpan, ZHAO Xiseng, LI Jian, et al. Indoor experiment and field application of CO₂ flooding in ultra-low permeability oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(1): 128-133.
- [30] 迟杰, 鞠斌山, 吕广忠, 等. CO₂ 混相与非混相共同驱极限井距计算方法[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(5): 771-778.
CHI Jie, JU Binshan, LYU Guangzhong, et al. A computational method of critical well spacing of CO₂ miscible and immiscible concurrent flooding[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(5): 771-778.
- [31] 杨思玉, 廉黎明, 李实, 等. 改进的 CO₂-原油体系范德华型组分混合规则[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3): 442-447.
YANG Siyu, LIAN Liming, LI Shi, et al. An improved vdW-type component mixing-rule applied in CO₂-crude system[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 442-447.
- [32] 胡文瑞, 翟光明. 鄂尔多斯盆地油气勘探开发的实践与可持续发展[J]. 中国工程科学, 2010, 12(5): 64-72.
HU Wenrui, ZHAI Guangming. Practice and sustainable development of oil and mature gas exploration and development in Ordos Basin[J]. Engineering Sciences, 2010, 12(5): 64-72.

第一作者简介: 胡文瑞 (1950-), 男, 甘肃平凉人, 中国工程院院士, 主要从事低渗透油气与非常规油气的勘探开发技术和工程管理工作。地址: 北京市西城区六铺炕街 6 号, 中国石油咨询中心, 邮政编码: 100724。E-mail: hwr@petrochina.com.cn

收稿日期: 2018-03-26 修回日期: 2018-05-28

(编辑 唐俊伟)