

· 油气钻采工程 ·

页岩气储层压裂改造技术

孙海成^{1,2}, 汤达祯¹, 蒋廷学², 罗勇³

(1. 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083; 2. 中国石化工程技术研究院, 北京 100101;
3. 中国石油青海油田 勘探事业部, 甘肃 敦煌 736200)

摘要:通过资料调研,分析了页岩气的储层特征:页岩气藏储层中的页岩既是烃源岩也是储层,普遍富含有机质;页岩气藏储气类型以自由气和吸附气为主,吸附气以吸附状态赋存在干酪根和粘土颗粒的表面;页岩矿物组分复杂,渗透率极低,天然裂缝较发育。介绍了国外不同页岩气藏储层压裂改造工艺及相关配套技术:北美页岩气藏开发形成了以水平井完井和分段压裂为主的主体技术,以滑溜水和复合压裂液为主的压裂液体系,以分段多簇射孔、快速可钻式桥塞封隔、微地震裂缝监测和大规模连续混配的配套技术。中国页岩气资源量达 $20 \times 10^{12} \sim 30 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 开发潜力巨大,通过了解和学习国外页岩气开发现状和技术,从而加快中国在页岩气成藏理论、构造背景、地质成因、生储盖理论、开发方式、压裂改造技术及相关配套工具等方面的研究步伐,尽快实现中国页岩气的商业化开发。

关键词:页岩 页岩气藏储层 分段多簇射孔 体积改造 同步压裂

中图分类号:TE375

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2011)04-0090-04

进入20世纪90年代,国外页岩气发展迅猛,尤其是北美地区页岩气勘探效果良好,开发技术逐步趋于成熟。全球页岩气资源量为 $456.24 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 其中美国的页岩气资源量达到 $14 \times 10^{12} \sim 20 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[1]。2009年美国页岩气产量约为 $900 \times 10^8 \text{ m}^3$, 超过中国常规天然气年产量。页岩气的勘探开发使美国天然气储量增加了40%,2010年页岩气产量超过了天然气总产量的15%,页岩气已经成为美国的主力气源之一^[2]。而中国页岩气在构造背景、地质成因、生储盖理论、开发方式等方面的研究相对滞后,目前总体还处于勘探发现阶段。了解北美地区页岩气储层的开发特点和成功经验,有助于加快中国页岩气开发进程,早日实现中国页岩气商业化开发。

1 储层特征

页岩是粘土岩的一种,是由粘土物质经压实、脱水、重结晶作用后形成的,具有页状或薄片状层理,页岩气藏既是烃源岩又是储层,普遍富含有机质^[3-10]。页岩气藏中的天然气既有自由气,又有吸附气,其开采机理相对复杂。页岩气藏渗透率极低 ($0.0001 \times 10^{-3} \sim 0.000001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)^[9],释放天然气的速度很慢,但是大多高产页岩层分布相对平缓,

厚度大,可预见性强,地层规模大,天然裂缝比较发育,因此,页岩气井初期产量不高,但稳定生产后持续时间将较长^[10-11]。总体上页岩储层呈现矿物组分复杂、储层物性极差及天然裂缝发育等特征。

1.1 岩性及矿物组分复杂

不同页岩的岩性和矿物组分不同(图1),页岩气储层所含的石英矿物、碳酸盐岩矿物和粘土矿物不同,储层岩石的脆性程度不同(图2),所采取的压裂改造工艺技术也不同。若石英矿物含量高则储层的脆性特征明显,压裂时容易实现脆性断裂形成网状裂缝,更容易实现体积改造^[12]。粘土矿物含量高则储层塑性特征较明显,压裂改造难度大,容易形成对称双翼缝。碳酸盐岩矿物含量是判断裂缝发育的一项重要指标^[13],碳酸盐岩矿物通常以充填方式存在于裂缝中,其含量高,说明储层裂缝比较发育,

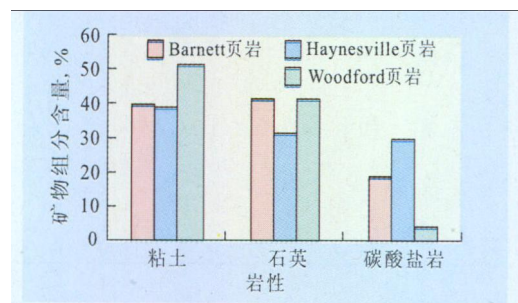


图1 国外3种页岩不同岩性的矿物组成

收稿日期:2011-05-17。

作者简介:孙海成,男,工程师,在读博士研究生,从事储层改造与油藏模拟等研究。联系电话:13466757056,E-mail:shc0560@163.com。

基金项目:国家重大专项“复杂地层储层改造关键技术研究”(2011ZX05031-004)。

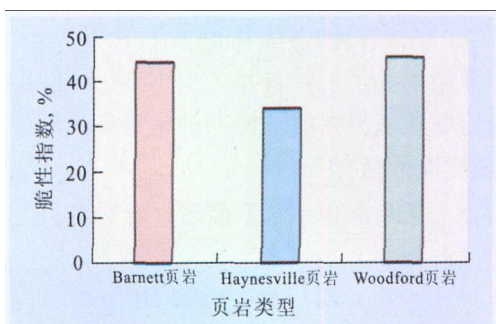


图2 国外3种页岩的脆性特征

富含碳酸盐岩的地层在压裂时沿着这些充填裂缝容易形成网状裂缝从而实现体积改造。例如 Barnett 页岩富含碳酸盐岩和硅质,天然裂缝比较发育,具有脆性特征,易于压裂,压裂时会产生复杂缝网,压裂后产量较高^[14]。再如加拿大的 WCSB 页岩,类似海绵或软泥,具有很强的延展性,塑性较强,容易产生双翼缝,压裂时裂缝难以起裂,储层改造难度大^[15]。

1.2 低孔极低渗透

低孔极低渗透是页岩气储层的另一显著特征,渗透率整体小于 $0.0001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度仅为3%~5%^[9,16-17]。按照常规气藏理论,该类气藏很难具有经济开发价值。但是页岩气储层储气模式以游离气和吸附气为主,从吸附实验结果(图3)可以看出,页岩气储层的比表面比常规砂岩储层大很多,页岩吸附量是砂岩吸附量的20~33倍,因此页岩气储层具备一定的开发价值。

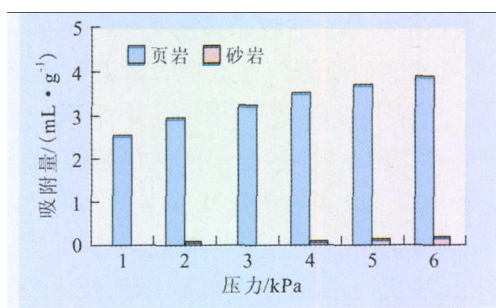


图3 W1井页岩和砂岩吸附量测试结果

1.3 天然裂缝发育

对于页岩气藏,裂缝既是储集空间,又是渗流通道,如果天然裂缝不发育,页岩很难成为有效储层。页岩发育的层理和裂缝系统为油气的储集和运移提供了必要的前提。而压裂改造不仅能够沟通已有的天然裂缝,并使已有天然裂缝张开,同时还能够形成人工水力裂缝,在储层中形成更加复杂的网络裂缝以增大改造体积。因此天然裂缝发育,同时易于压裂的脆性地层更容易实现体积改造,而塑性较强的地层实现体积改造比较困难。

2 北美页岩气储层压裂改造技术

页岩气储层的压裂改造不同于常规气藏,页岩气储层射孔后依靠自身能量无法达到工业气流,故必须压裂投产。另外,改造期间的压裂模式、加砂规模均与常规压裂不同,页岩气储层改造主要目的是在沟通天然微裂缝系统的同时形成新的水力裂缝,以尽量增大改造体积。经过几十年的发展,北美地区目前已经形成以直井分层压裂、水平井分段压裂为主的页岩气开发技术。

2.1 直井连续油管分层压裂技术

较早的页岩气开发主要在浅层,完井方式为直井,一般采用连续油管、水力喷砂、环空加砂压裂技术^[18]。该技术特点为水力喷砂射孔、环空加砂、一趟管柱完成射孔及压裂。具有排量选择范围广、井下工具简单、效率高、施工风险小、连续油管磨损小等优点。目前该技术在北美页岩气直井开发^[19]和中国常规低渗透油气藏^[20]中得到了较为广泛的应用。

2.2 水平井分段压裂技术

随着页岩气开发的深入,常规的直井完井方式已经无法满足工业生产的要求,目前页岩气井以水平井完井、大规模分段压裂投产为主^[5,21]。

水平井压裂由于其应力场的不同可以产生纵向缝、斜交缝和横截缝,其中横截缝为最优形态。横截缝有利于提高水平段整体渗流能力,扩大改造体积^[19,22]。因此,水平井布井时要了解储层地应力场,使得水平井水平段部署方位与地层最小主应力方位一致,这样在后期改造时容易实现横截缝。

2.2.1 水平井多级可钻式桥塞封隔分段压裂技术

水平井多级可钻式桥塞封隔分段压裂技术^[9]的主要特点为套管压裂、多段分簇射孔、快速可钻式桥塞封隔(钻时小于15 min)。一般目的层水平井段被分成8~15段,每段水平段长度为100~150 m,每段射孔4~6簇,每射孔簇跨度为0.46~0.77 m,簇间距为20~30 m。压裂施工结束后快速钻掉桥塞进行测试、生产。

由于该技术射孔和座封桥塞连作,压裂结束后能够在很短的时间内钻掉所有桥塞,大大节省了时间和成本,同时缩短了液体在地层中的滞留时间,降低了外来液体对储层的伤害。

通过分簇射孔,每段可以形成4~6条裂缝,同时分簇射孔方式使得裂缝间的应力干扰更加明显,

压裂后形成的裂缝网络更加复杂。另外,水平井水平段被分成多段,改造完成后整个水平井段可形成8~15段的裂缝簇,改造体积更大,因此压裂后的效果也更好。目前该技术已经成为美国页岩气开发的主体技术。

2.2.2 水平井封隔器分段压裂技术

水平井多级滑套封隔器分段压裂 水平井多级滑套封隔器分段压裂技术通过井口落球系统操控滑套,其原理与直井应用的投球压差式封隔器相同^[10-11]。该技术具有显著降低施工时间和成本的优点。其关键在于每一级滑套的掉落以及所控制的级差,级数越多滑套控制要求越精确。由于在施工过程中入井工具过多,使该技术施工风险陡增,任何一个环节处理不好都会导致施工失败,造成大修。目前由于快速可钻式桥塞分隔技术的应用,该技术在页岩气开发中的应用逐年降低。

水平井膨胀式封隔器分段压裂 由于部分水平井裸眼完井,使得常规的封隔器难以满足后期压裂施工的需要,为此研制了遇油(遇水)膨胀式封隔器(也称反应式封隔器)^[23]。它是将一种特殊的可膨胀橡胶材料直接硫化在套管外壁上,将其下入井底预定位置后,遇到油气或水后可膨胀橡胶即可快速膨胀,至井壁位置后继续膨胀,从而产生接触应力,胶筒膨胀完毕后不收缩,始终贴紧井壁达到密封效果,实现油井分层分段效果。

水平井水力喷射分段压裂 该技术通过地面拖动施工管柱,利用水力喷射工具实施分段压裂,不需封隔器或桥塞等工具,自动封堵,封隔准确,适用于储层初期改造,具有用时少、成本低、定位准确等优点。该技术在北美地区应用较好,例如美国 Fort Worth 盆地 C 井水平段长度为 575 m,利用水力喷射分段压裂技术,2 d 压裂 20 段,每段距离为 29 m,环空排量为 8.0 m³/min,油管排量为 2.2 m³/min,每段砂量为 3~6 m³,平均砂液比为 2%~3%^[13]。

水平井多井同步压裂 同步压裂是在 Barnett 页岩储层改造过程中逐渐发展起来的另一项重要技术,其在相邻井之间同时用 2 套压裂施工机组实施多段分簇压裂,或者在相邻井之间进行拉链式交替压裂,利用相邻井之间裂缝开启产生的应力变化和干扰,最终改变近井地带的应力场,进而产生更加复杂的裂缝网络系统,增加裂缝密度和裂缝壁面的表面积形成“三维裂缝网络”,从而增加改造体积,提高产量^[12,23]。同步压裂技术不仅能够提高产量,还可以提高该类低孔、极低渗透地层的最终采收率。

该技术在北美的 Woodford 页岩和 Barnett 页岩改造中效果较好。统计显示,利用同步压裂井的平均产量比单独压裂井的平均产量高 21%~55%^[24]。

2.3 压裂液体系

滑溜水压裂液体系 滑溜水是针对页岩气储层改造发展起来的一项新的液体体系^[12,25],通过使用极少量的稠化降阻剂来降低摩阻,其用量一般小于 0.2%,高效降阻剂用量能够降到 0.018% 以下,该类液体体系主要依靠泵注排量携砂而不是液体粘度,适用于无水敏、储层天然裂缝较发育、脆性较高的地层。其优点包括:①适用于裂缝型储层;②提高剪切缝形成的概率,有利于形成网状缝,可以大幅度增大裂缝体积及提高压裂效果;③使用少量稠化剂降阻,对地层伤害小,支撑剂用量少;④在相同作业规模的前提下,滑溜水压裂比常规冻胶压裂的成本降低 40%~60%。

复合压裂液体系 复合压裂液主要由高粘度冻胶和低粘度滑溜水组成^[17,26-27],支撑剂采用不同粒径陶粒,适用于粘土含量高、塑性较强的页岩气储层。高粘度冻胶保证了一定的携砂能力和人工裂缝宽度,低粘度滑溜水在冻胶液中进行粘滞指进现象的同时具有较好的造缝能力,最终使得交替注入的大小粒径支撑剂具有较低的沉降速度和较高的裂缝导流能力。统计结果显示,Barnett 粘土含量较高的页岩气藏复合压裂井与邻井相比产量提高了 27%。

2.4 压裂改造整体工艺技术选择

并不是所有的页岩气藏都适合滑溜水压裂、大排量施工,世界上没有完全相同的页岩,脆性地层(富含石英和碳酸盐岩)容易形成网络裂缝,而塑性地层(粘土含量高)容易形成双翼裂缝。因此不同的页岩储层所采用的工艺技术和液体体系是完全不一样的。压裂所使用的液体体系、工艺技术要根据实际地层的岩性、敏感性、塑性以及微观结构进行选择^[13,28]。脆性地层一般采用低粘度滑溜水、大排量、低砂比施工方式,压裂后容易形成网络裂缝,容易实现体积改造;塑性地层一般采用高粘度液体、小排量、高砂比的施工方式,压裂后容易形成双翼对称缝。塑性地层一般采用增加射孔簇数和分段段数来扩大体积改造。

3 裂缝监测技术

裂缝监测技术在页岩气储层压裂中占有很重要的地位^[3,5,29-30]。通过裂缝监测,可以预测裂缝方

位、计算改造体积及其泄流面积,为后期的产量预测以及新井布井提供参考。

目前,监测裂缝的方式主要包括常规化学示踪剂法、物理示踪剂法、微地震监测和测斜仪监测。其中,微地震监测应用较广泛,它分为同井监测和邻井监测。其原理主要是通过邻井放置多个检波器,记录在裂缝起裂和闭合过程中所发生的微地震事件,从而计算压裂改造所得到的改造体积及预测压裂后产量。

4 中国页岩气开发现状

中国页岩气的勘探开发虽处于勘探发现阶段,但是发展迅速,目前已经在很多盆地发现了富含有机质的页岩气储层^[30-31]。在南方海相沉积中有页岩气潜力的地层包括上震旦统、下寒武统、下志留统等。同时在中新生界包括渤海湾盆地、松辽盆地、四川盆地威远地区寒武系和泸州地区下志留统、吐哈盆地等都发现了页岩吸附气,预示着中国的页岩气具有巨大的开发潜力。

中国已经加快了页岩气勘探开发的步伐,例如南方海相地层中页岩气评价井 FS1 井页岩气井压裂施工,该井共注入压裂液 2 121 m³,加砂量为 270 t;另外 W201 井寒武系发现了较好的页岩气显示,并对其进行了压裂改造,其施工总液量达到 2 000 m³,支撑剂用量为 120 t,并完成了施工作业。FS1 井和 W201 井的压裂成功,为进一步评价威远构造页岩层段含气性及可改造性提供了重要依据,也为该井第 2 段压裂和今后页岩气水平井压裂施工积累了宝贵经验,对加快页岩气勘探开发具有重要意义。标志着中国的页岩气勘探开发工作迈出了实质性的重要一步。

5 结束语

页岩气藏属于典型的非常规气藏,储气模式以吸附气和自由气为主,其成藏规律、储集空间、渗流规律以及后期开发模式有其自身特点。

天然裂缝系统是页岩气重要的储集空间和运移通道,页岩气藏开发主要以水平井完井,多段分簇压裂、同步压裂为主,压裂改造的目的是实现体积改造,获得工业产能。

页岩气储层完井方式以水平井完井为主,改造模式主要以可钻式桥塞封隔、分簇射孔的多段压裂

为主。

页岩气井压裂一般具有规模大、砂量大、排量及砂比低的特点。水平井完井及多段分簇射孔、可钻式桥塞封隔分段压裂已经成为页岩气储层改造的主体技术。

北美地区的页岩气开发技术比较先进,产量初具规模,页岩气等非常规气的开发已经成为了有效的补充接替能源。

尽快了解中国页岩气资源潜力,推进中国页岩气藏勘探开发进程迫在眉睫,学习引进国外页岩气开发经验和技术的同时发展中国页岩气资源潜力评价方法、勘探开发技术刻不容缓。

参考文献:

- [1] 赵群,王红岩,刘人和,等.世界页岩气发展现状及我国勘探前景[J].天然气技术,2008,2(3):11-14.
- [2] 赵晨光.非常规天然气系统及其在中国的勘探前景[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2009,31(3):193-195.
- [3] 刘成林,葛岩,范柏江.页岩气成藏模式研究[J].油气地质与采收率,2010,17(5):1-5.
- [4] Maxwell S C, Urbancic T I, Steinsberger N, et al. Microseismic imaging of hydraulic fracture complexity in the Barnett shale[C]. SPE 77440, 2002.
- [5] 孙超,朱筱敏,陈菁,等.页岩气与深盆地成藏的相似与相关性[J].油气地质与采收率,2007,14(1):26-31.
- [6] Fisher M K, Heinze J R, Harris C D, et al. Optimizing horizontal completion techniques in the Barnett shale using microseismic fracture mapping[C]. SPE 90051, 2004.
- [7] Grieser B, Shelley B, Johnson B J, et al. Data analysis of Barnett shale completions[C]. SPE 100674, 2006.
- [8] 孟红霞,陈德春,海会荣,等.水平井分段射孔完井方案优化[J].油气地质与采收率,2007,14(5):84-87.
- [9] Ketter A A, Daniels J L, Heinze J R, et al. A field study optimizing completion strategies for fracture initiation in Barnett shale horizontal wells[C]. SPE 103232, 2006.
- [10] Leonard R, Woodroof R, Bullard K, et al. Barnett shale completions; a method for assessing new completion strategies[C]. SPE 110809, 2007.
- [11] Warpinski N R, Kramm R C, Heinze J R, et al. Comparison of single- and dual-array microseismic mapping techniques in the Barnett shale[C]. SPE 95568, 2005.
- [12] Multalik P N. Case history of sequential and simultaneous fracturing of the Barnett shale in Parker County[C]. SPE 116124, 2008.
- [13] Lee H Mathews, Gary Schein, Mark Malone. Stimulation of gas shales; they're all the same—right[C]. SPE 106070, 2007.
- [14] Palmer Ian, Moschovidis Zissis, Cameron John. Modeling shear failure and stimulation of the Barnett shale after hydraulic fracturing[C]. SPE 106113, 2007.

(下转第97页)

用蠕动结构的防砂管堵塞情况次之,防砂管外壁已经有泥砂淤积的痕迹,并且在管底处的淤积较为严重,说明越靠近井底,蠕动作用的效果越微弱,使防砂管大面积泥砂淤积造成堵塞;原防砂管的堵塞现象最为严重,套管几乎被完全堵塞,没有渗透功能。

3 结论

采用弱吸附性过滤材料可提高防砂管的渗透性能,在相同的渗流环境下,喷涂弱吸附性过滤材料的新型防砂管比原防砂管渗透性能好,其中以采用瑞士特氟龙材料喷涂的新型防砂管渗透率最高,阻力系数最小,渗流流量最大,并且渗透率随时间降幅最小,阻力系数随时间变化最为平缓,渗透性能最好。

通过蠕动和波动2种结构设计可以提高防砂管过滤通道的自洁作用和绕丝的抗变形能力,在压力极限状态下,原防砂管因过滤通道破坏而在短时间内发生堵塞,渗透率趋向0,而新型防砂管则能够维持长时间的稳定渗流状态。由防砂管的堵塞情况可见,原防砂管绕丝受损,防砂管表面有大量的泥沙淤积,没有渗流通道,而新型防砂管绕丝完好,没有大量泥沙淤积吸附现象,其中尤以波动结构设计的防砂管的渗流流量最大,更适用于稠油疏松砂岩油藏

开采作业。

参考文献:

- [1] 何生厚,张琪. 油气井防砂理论及其应用[M]. 北京:中国石化出版社,2003.
- [2] 孔祥言. 高等渗流力学[M]. 合肥:中国科学技术大学出版社,1999.
- [3] 刘永红,张建乔,洪能国. 机械防砂技术研究的新进展[J]. 石油机械,2005,33(9):74-76.
- [4] 温庆志,蒲春生,曲占庆,等. 低渗透、特低渗透油藏非达西渗流整体压裂优化设计[J]. 油气地质与采收率,2009,16(6):102-104,107.
- [5] Houghton, Christopher John. North sea downhole corrosion: identifying the problem implementing solutions[J]. Journal of Petroleum Technology,1983,35(1):239-246.
- [6] 杜殿发,石达友,师耀利,等. 超稠油油藏水平井产量的预测方法[J]. 油气地质与采收率,2009,16(5):76-78.
- [7] 杨宇. 计算相对渗透率曲线的新方法[J]. 油气地质与采收率,2010,17(2):105-107.
- [8] 蒋炎,曹功泽,赵凤敏,等. 聚合物驱后微生物提高采收率的可行性分析[J]. 油气地质与采收率,2008,15(5):63-65,68.
- [9] 刘建军,刘先贵. 有效压力对低渗透多孔介质孔隙度、渗透率的影响[J]. 地质力学学报,2001,7(1):41-44.

编辑 常迎梅

(上接第93页)

- [15] Romanson R, Riviere N, Taylor R, et al. Montney fracturing—fluid considerations: case history[C]. SPE 137039, 2010.
- [16] Potapenko D I, Tinkham S K, Lecerf B, et al. Barnett shale refracture stimulations using a novel diversion technique [C]. SPE 119636, 2009.
- [17] Coulter G R. Barnett shale hybrid fracs—one operator’s design, application, and results[C]. SPE 102063, 2006.
- [18] Surjaatmadja J B. An effective hydrjet—fracturing implementation using coiled tubing and annular stimulation fluid delivery[C]. SPE 94098, 2006.
- [19] Zeke T Peak, Kyle Z Janik. Coiled—tubing—deployed fracturing service yields increase in completion efficiency[C]. SPE 107060, 2007.
- [20] 田守崮,李根生,黄中伟,等. 连续油管水力喷射压裂技术[J]. 天然气工业,2008,23(8):76-80.
- [21] John P Vermeylen, Mark D Zoback. Hydraulic fracturing, microseismic magnitudes and stress evolution in the Barnett shale, Texas, USA[C]. SPE 140507, 2011.
- [22] Mayerhofer M J, Lolon E P, Warpinski N R. What is stimulated rock volume[C]. SPE 119890, 2008.
- [23] 王兆会,曲从锋. 遇油气膨胀封隔器在智能完井系统中的应用[J]. 石油机械,2009,37(8):96-98.
- [24] George Waters. Simultaneous hydraulic fracturing of adjacent horizontal wells in the Woodford shale[C]. SPE 119635, 2009.
- [25] Colwell D A F. Evolution of completion practices in the Wild River tight gas field[C]. SPE 89719, 2004.
- [26] Antonio Juan. Success of hybrid fracs in the basin [C]. SPE 106758, 2007.
- [27] Rushing J A, Sullivan R B. Evaluation of a hybrid water—frac stimulation technology in the Bossier tight gas sand play [C]. SPE 84394, 2003.
- [28] Rick Rickman, Mike Mullen, Erik Petre. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett shale[C]. SPE 115258, 2008.
- [29] Travis Vulgamore, Tim Clawson, Charles Pope, et al. Applying hydraulic fracture diagnostics to optimize stimulations in the Woodford shale[C]. SPE 110029, 2007.
- [30] 张抗,谭云冬. 世界页岩气资源潜力和开采现状及中国页岩气发展前景[J]. 当代石油石化,2009,17(3):9-12.
- [31] 张金川,金之钧,袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业,2004,24(7):15-18.

编辑 常迎梅

dispersion and tracer retention.

Key words: post polymer flooding; polymer retention; tracer; fluid dynamics; inaccessible pore; microscopic experiment; dispersion

Li Jinyi, Bohai Oilfield E&P Research Institute of Tianjin, CNOOC China Ltd., Tianjin City, 300452, China

An Yongsheng, Li Zhenquan, Zhang Shiming et al. Study on optimization theory and method of herringbone well configuration. *PGRE*, 2011, 18(4): 82–85.

Abstract: In response to the widely application of herringbone wells in our country, a study of effect of herringbone well configuration on drainage area, productivity of main bore and productivity of lateral bore is presented by analytical model. An optimization theory of herringbone well configuration is proposed. On the basis of the theory, the optimization of lateral length, lateral number and lateral angle of herringbone wells is studied. The result indicates that the lateral length of herringbone well should be considered firstly in the optimization of herringbone well configuration. Lateral number and lateral angle should be considered secondly. The lateral interval should be considered lastly. The longer lateral length should be selected when lateral number is relatively small and lateral angle is high, and vice versa. Lateral number should be more than two and lateral angle should be more than thirty. At the same time, the optimization of method and conclusion of herringbone wells should be used flexibly according to the condition of field reservoir.

Key words: herringbone well; drainage area; well type parameters; production profile; branch length; branch number; productivity

An Yongsheng, Geoscience Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China

Zhang Heju, Wang Yongjun, Zhou Xiaolin et al. Study on prediction of connected multiple fractured acid fracturing of horizontal well productivity. *PGRE*, 2011, 18(4): 86–89.

Abstract: Due to the particularity of the fractured reservoir space, the homogeneous reservoir of seepage theory can not be applied to predict horizontal well productivity. When assuming the matrix does not have the reservoir ability, a model for productivity prediction, which is used in the fractured system, is established based on the basic principle of reservoir matter balance. In this model, not only the acid corrosion cracks and horizontal well connected to the bottom of the shaft, but also the fluid flow in horizontal wellbore existing for friction pressure drop and speed up the pressure drop are considered. The 180 days of the simulated results can show that, in the early period, the daily production is similar to the actual production when the level of pressure drop is considered. On the contrary, the daily production increased by 3%. It shows that this model can provide reference for accurate prediction on the productivity of the acid fractured horizontal well.

Key words: fracture hole; acid fracturing; productivity of horizontal well; carbonate; prediction model

Zhang Heju, Zhanjiang Experiment Center, Drilling and Production Engineering Institute, CNOOC, Zhanjiang City, Guangdong Province, 524057, China

Sun Haicheng, Tang Dazhen, Jiang Tingxue et al. Fracturing and stimulation techniques of shale gas reservoir. *PGRE*, 2011, 18(4): 90–93.

Abstract: Shale with abundant organic matters is not only hydrocarbon source but storage and conservation in shale gas reservoir, the gas-bearing types in shale gas include free gas and adsorb gas which is adsorbed on surfaces of kerogen and clay. This paper describes the formation characteristics including lithology, permeability and nature fracture and development techniques of shale gas in north America. Shale gas development has experienced vertical completion with small scale fracturing to horizontal completion with large scale fracturing during the past 30 years. Nowadays, horizontal completion and simultaneous fracturing and stimulated reservoir volume (SRV) with segmented fracturing and cluster perforation and drillable bridge are mainly dedicated for the shale gas development. Furthermore, fluid system which applied in shale gas stimulation has experienced significant progress from HPG to slick-water and hybrid and foam on the basis of shale gas-bearing characters.

Key words: shale; shale gas reservoir; segmented and multi-cluster perforation; volume treatment; simultaneous fracturing

Sun Haicheng, School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing City, 100083, China

Wen Jianlong, Zhao Songfeng, Wang Jing et al. Experimental research on crude oil seepage for mechanical sand screen pipe. *PGRE*, 2011, 18(4): 94–97.

Abstract: To resolve the problem of mechanical sand screen pipe that is easily blocked in unconsolidated sandstone heavy oil reservoir, the present sand screen pipe is improved in terms of filter material and structure, and the basic performance experiment and seepage experiment under pressure limit are developed. The results show that the differential pressure affects penetration rate obviously; the mixed fluid with clay and other solid particles in the flow are more easily to form the sand tube plug; in the same seepage environment, the new type of sand control has the highest penetration rate, the minimum resistance coefficient, the highest seepage flux, the lowest penetration rate decline over time and the best permeability; under the same situation of pressure limit and time, the new sand screen has the highest seepage flux, and is able to maintain a long steady-state flow condition. At the end