

Aplicação da tecnologia de fraturamento com xisto em reservatórios produtivos

Cada vez mais, as evidências sugerem que os métodos desenvolvidos para completar áreas de xisto e outros recursos compactos usando poços horizontais não são apenas apropriados para reservatórios com permeabilidade em microdarcy, mas também para áreas produtivas.

Applying shale fracturing technology to prolific reservoirs

A growing body of evidence suggests that methods developed to complete shale and other tight resource plays using horizontal wells are not only suitable for microdarcy permeability reservoirs, but also for prolific producing areas

Uma série de desenvolvimentos no Oriente Médio provou que poços horizontais, com máximo contato com o reservatório, geram taxas de produção iniciais extremamente altas, mas podem não ser a melhor maneira de drenar eficazmente as reservas. Algumas medidas substitutas, como dispositivos de controle de fluxo (ICDs), são usadas para estabilizar a produção obstruindo segmentos produtivos, mas não tratam de como drenar reservas de segmentos compactos e super compactos. Estas seções podem conter uma parte significativa do total das reservas recuperáveis, portanto, uma solução melhor pode ser estimulá-las – tanto através do fraturamento hidráulico ou do fraturamento com ácido – para acelerar a produção. A questão é se o objetivo é obstruir a produção (ICDs) ou acelerar a produção (fraturamento multifase) da lateral. Nos dois casos, a habilidade de aumentar a recuperação final é o objetivo primordial e a resposta pode estar em usar a tecnologia de fraturamento com xisto para efetivamente produzir estas reservas.

A series of developments in the Middle East have proven that horizontal, maximum reservoir contact wells generate extremely high initial production rates, but may not be the best way to effectively drain reserves. Some stopgap measures such as inflow control devices (ICDs) are used to level off production by choking prolific segments, but do not address how to drain reserves from tight and super-tight segments. These sections may contain a significant portion of the total recoverable reserves, so a better solution may be to stimulate them – either through hydraulic fracturing or fracture acidising – to accelerate production. The real question comes down to whether the goal is to choke production (ICDs) or accelerate production (multistage fracturing) from the lateral. In either case, the ability to enhance ultimate recovery is the primary objective, and the answer may lie in applying shale fracturing technology to effectively produce these reserves.

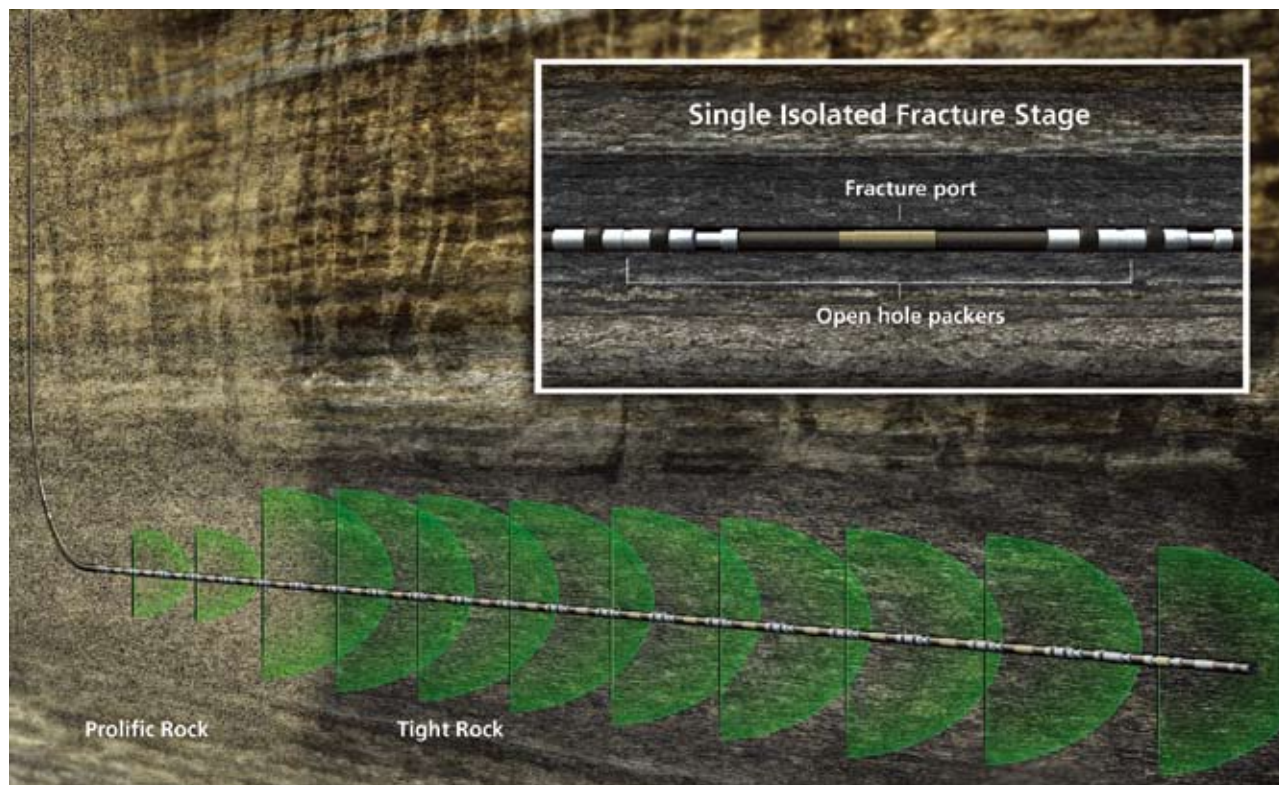


Figure 1: StageFRAC system

Estimulação multifase em poço aberto de reservatórios de xisto

Um método de completação usado com xisto é a instalação de um revestimento vedador não cimentado com obturadores de poço aberto de assentamento hidráulico espaçados através da lateral horizontal para alcançar um desvio mecânico em conjunção com os orifícios da fratura para a estimulação. É comum colocar de 10 a 30 obturadores externos de poço aberto para segmentar a boca do poço e alcançar uma estimulação efetiva. O número de segmentos é tipicamente definido pelo comprimento da lateral e o número de tratamentos de estimulação necessários para drenar efetivamente as reservas. Experiência com modelagem do torque e arraste e experiência de campo empírica provou que obturadores mecânicos de assentamento hidráulico podem ser instalados com sucesso em grandes quantidades (o recorde atual é 47) bem como em completações de alcances extensos (o recorde atual é 4,3km de lateral horizontal na zona).

Os sistemas de estimulação multifase do poço aberto permitem o bombeamento sem emendas de todas as fases sem desligar. Efetivamente, 20 fases ou mais podem ser completadas em menos de 24 horas, dependendo do tamanho da fase e da taxa de bombeamento. Esta eficiência operacional é particularmente importante em áreas de alto custo como offshore onde as taxas dos equipamentos podem ultrapassar 500.000 dólares por dia. Outra vantagem é a preservação da produção através de fraturas naturais bem como a permeabilidade da

Open hole multistage stimulation of shale reservoirs

One completion method used in shale is to install an uncemented liner with hydraulic-set open hole packers spaced throughout the horizontal lateral to achieve mechanical diversion in conjunction with fracture ports for stimulation. It is common to run 10 to 30 external, open hole packers to segment the wellbore and achieve effective stimulation. The number of segments is typically governed by the length of the lateral and the number of stimulation treatments required to effectively drain reserves. Experience with torque and drag modelling and empirical field experience has proven that hydraulic-set mechanical packers can be successfully installed in large numbers (current record is 47) as well as in extended reach completions (current record is 14,000ft horizontal lateral in zone).

Open hole multistage stimulation systems allow for seamless pumping of all stages without shutting down. Effectively, 20+ stages can be completed in less than 24 hours, depending on stage size and pumping rate. This operational efficiency is particularly important in high-cost areas such as offshore where rig spread rates can exceed USD500,000 per day. Another advantage is the preservation of production through natural fractures as well as matrix permeability. Once stimulation treatments are complete, the well produces not just linearly, but also radially from the entire length of the horizontal, significantly increasing ultimate recoveries.

matriz. Quando os tratamentos de estimulação estiverem concluídos, o poço produzirá não só linearmente como também radialmente em todo o comprimento da horizontal, aumentando significativamente as recuperações finais.

Aplicação da tecnologia de fraturamento com xisto em reservatórios produtivos

A adaptação da metodologia do fraturamento multifase possibilita a combinação de rocha de permeabilidade em microdarcy (ou até nanodarcy) com darcy no planejamento do desenvolvimento. Por exemplo, as estruturas de recife de carbonato contêm óleo de recife, que é facilmente recuperável, mas também depósitos de baixa permeabilidade significativos ou óleo de borda. Historicamente, os únicos alvos para estas estruturas estavam no centro do recife. O emprego de poços horizontais crus para capturar o óleo de borda teve um sucesso limitado. Para melhorar os resultados, as lições aprendidas nos reservatórios não convencionais, como por exemplo a formação de Bakken Shale nos EUA, podem ser aplicadas. Estes reservatórios requerem a combinação de poços horizontais e massivo fraturamento hidráulico com números altos de estágios para oferecer excelentes fatores de recuperação e grande economia.

A aplicação desta metodologia em ambientes de permeabilidade variável envolve a estimulação em larga escala das seções de rochas compactas com estimulação mínima ou nula da rocha mais produtiva na lateral (Figura 1). O poço horizontal é segmentado em classes baseadas na permeabilidade, incluindo rochas de qualidade produtiva, marginal e improdutiva. O sentido de incluir rocha improdutiva no projeto do poço é que já vimos fraturamento hidráulico multifase transformar rocha improdutiva em rocha altamente produtiva, com reservas recuperáveis significativas.

O próximo passo é decidir sobre o método de segmentação (desvio) dentro da horizontal. Os métodos para produzir desvio, como jatos de areia e espuma, seja para fraturamento com ácido ou para fraturamento hidráulico, não foram bem sucedidos. Antes considerado muito difícil, o isolamento em reservatórios produtivos com obturadores mecânicos de poço aberto de assentamento hidráulico foi muito bem sucedido. A importância de conseguir um isolamento adequado em reservatórios produtivos é devida às diferenças no tratamento de pressões e injetividade encontradas ao se combinar segmentos de alta permeabilidade com segmentos extremamente compactos. A tecnologia avançada de obturador poço aberto provou ser capaz de lidar com estas condições com resultados repetíveis.

Enquanto os ICDs foram usados com sucesso em alguns reservatórios produtivos, eles estão limitados à boca do poço apenas com pequenas variações na permeabilidade. Presume-se que todos os segmentos da boca do poço são capazes de fornecer influxo. Entretanto, na maior parte do mundo, os alvos do reservatório variam significativamente quanto à permeabilidade, o que coloca os segmentos com a permeabilidade mais baixa fora de alcance simplesmente controlando o influxo. A aplicação de técnicas de fraturamento com xisto agora

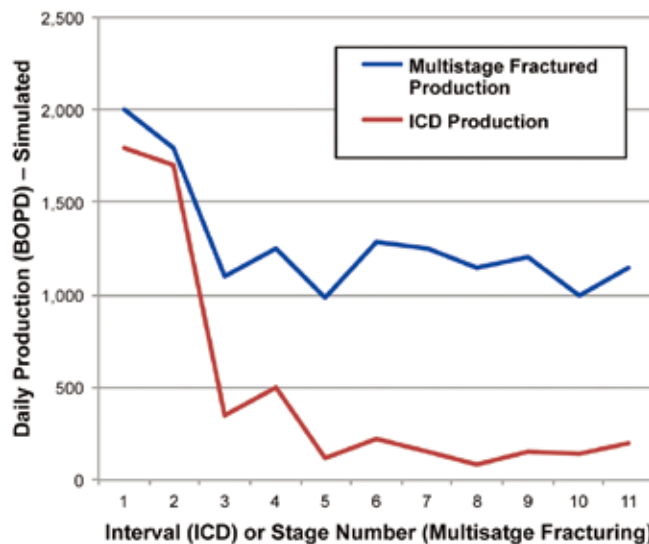


Figure 2: Daily Production

Applying shale fracturing technology to prolific reservoirs

Adaptation of multistage fracturing methodology enables the combination of microdarcy (or even nanodarcy) with darcy permeability rock in development planning. For example, carbonate reef structures typically contain reef oil, which is easily recoverable, but also significant low-permeability deposits or edge oil. Historically, the only targets for these structures were at the centre of the reef. Employing barefoot horizontal wells to capture the edge oil has resulted in limited success. To improve results, lessons learned from unconventional reservoirs, for example the Bakken Shale formation in the US, can be applied. These reservoirs require the combination of horizontal wells and massive hydraulic fracturing with high stage numbers to provide excellent recovery factors and great economics.

Application of this methodology in variable permeability environments involves large-scale stimulation of the tight rock sections with minimum or no stimulation to the more prolific rock within the lateral (Figure 1). The horizontal well is segmented into classes based on permeability, including prolific, marginal, and unproductive rock quality. The significance of including unproductive rock in the well design is that we have seen multistage hydraulic fracturing transform unproductive into highly productive rock, with significant recoverable reserves.

The next step is to decide on the method of segmentation (diversion) within the horizontal. Methods to produce diversion, such as foam or sand slugs, whether for fracture acidising or hydraulic fracturing have proven to be unsuccessful. Once thought to be very difficult, isolation in prolific reservoirs with hydraulic-set, mechanical open hole packers has been very successful. The importance of achieving proper isolation in prolific reservoirs is due to the differences in treating pressures

oferece a possibilidade de redefinir estratégias para desenvolver reservatórios produtivos com qualidades de reservatórios bastante variáveis. A Figura 2 mostra a estimulação da produção de cada intervalo/fase do poço na Figura 1 usando ICDs comparado ao fraturamento multifase.

Histórico

Esta aplicação (reservatório carbonático de óleo - Oriente Médio) ofereceu a possibilidade de testar a perfuração horizontal com fraturamento multifase em rochas extremamente compactas, enquanto diminuía o risco através da capacidade de produzir de um segmento de alta permeabilidade do poço. A trajetória do poço colocou os primeiros 15% da lateral da inclinação no segmento produtivo com permeabilidade em darcy do reservatório. Os 85% restantes foram colocados dentro de um segmento de permeabilidade em milidarcy extremamente compacto. O objetivo foi testar se a rocha compacta poderia produzir em quantidades comerciais utilizando o fraturamento horizontal multifase.

Quando a perfuração da horizontal foi concluída, um sistema de fraturamento multifase de poço aberto (StageFRAC) foi instalado,

and injectivity encountered when combining high permeability segments with extremely tight segments. Advanced open hole packer technology has proven to be capable of handling these conditions with repeatable results.

Open hole multistage stimulation systems allow for seamless pumping of all stages without shutting down

While ICDs have been successfully applied in some prolific reservoirs, they are limited to wellbores with only slight variations in permeability. The assumption is that all segments of the wellbore are capable of providing inflow. However, throughout most of the

Para transformar desafios em soluções, conte com a nossa energia.

To turn challenges into solutions, rely on our power.

Mais do que gerar energia, transformamos desafios em soluções confiáveis. Conte com a Aggreko onde for preciso, com a rapidez e a eficiência de quem não pode falhar. Desenhamos projetos sob medida para o aluguel de geradores ou para a implementação de complexas plantas multimegawatts. Sempre com assistência técnica 24 horas por dia, sete dias por semana.

More than generating power, we turn challenges into reliable solutions. Count on Aggreko wherever you need power, with the speed and efficiency of the experts. We develop tailor-made projects and complex multi-megawatt power plants. Always with full technical assistance availability: 24 hours a day, 7 days a week.



aggreko

fragmentando estrategicamente o poço em segmentos compactos e produtivos. A seção toe (posição final horizontal) da perfuração do poço que necessitava de fraturamento multifase em larga escala foi segmentada com obturadores mecânicos de poço aberto de assentamento hidráulico (RockSEAL II) combinado com ferramentas de orifício de fraturas acionadas por esferas e hidráulicas (buchas FracPORT). O sistema foi instalado com sucesso e os obturadores foram colocados segmentando o poço em oito seções. Apenas um orifício da fratura ficou localizado dentro da rocha produtiva na seção heel (posição inicial horizontal).

O tratamento de estimulação foi projetado para estimular inicialmente apenas as sete seções toe da horizontal. O revestimento vedador foi pressionado para abrir uma orifício de fratura hidráulica na fase toe, em que o fraturamento ácido ocorreu com sucesso. As próximas seis fases usaram orifícios de fratura acionados por esferas

Application of shale technology in prolific reservoirs has proven to be extremely successful in a number of basins throughout the world

que foram abertos via pressão hidráulica quando a esfera atingia a base, o que também isola a(s) seção(ões) mais baixa(s) do revestimento vedador. A última fase localizada no segmento heel do poço não foi aberta durante esta etapa da estimulação.

Após o refluxo e a limpeza, foi determinado que a produtividade combinada das sete fases de fraturas acidificadas foi ~10.000 BOPD, com um teor de água extremamente baixo. Após o teste de fluxo, o poço foi submetido a um teste de produção estendida para determinar a produtividade em longo prazo. Posteriormente, o segmento heel do poço poderia ser adicionado, com uma expectativa de produtividade natural de ~5,000 BOPD. Caso seja necessário, este segmento poderia ser facilmente acidificado em uma outra época.

Tentativas anteriores de combinar intervalos compactos e produtivos neste reservatório controlaram o influxo dos intervalos produtivos usando ICDs, mas não foi uma experiência bem sucedida na drenagem efetiva de segmentos mais compactos de rocha. A estimulação efetiva destes segmentos redefiniu o que é considerado ser uma rocha produtiva para este campo. Várias outras regiões incluindo o oeste da África, os Bálcãs, a Rússia e o Brasil começaram a combinar a tecnologia de fraturamento com xisto para acelerar a produção nestes segmentos compactos

world, reservoir targets vary significantly in permeability, which puts the lower permeability segments out of reach by simply controlling inflow. The application of shale fracturing techniques now offers the ability to redefine strategies for developing prolific reservoirs with greatly variable reservoir qualities. Figure 2 provides a simulation of the production from each interval/stage of the well in Figure 1 using ICDs compared to multistage fracturing.

Case history

This application (carbonate oil reservoir – Middle East) provided the ability to test horizontal drilling with multistage fracturing in extremely tight rock, while mitigating risk through the ability to produce from a high-permeability segment of the well. The well trajectory placed the first 15 per cent of the lateral at the heel in the prolific, darcy permeability segment of reservoir. The remaining 85 per cent was placed within an extremely tight, millidarcy permeability segment. The objective was to test whether the tight rock was producible in commercial quantities utilizing horizontal multistage fracturing.

Once drilling of the horizontal was completed, an open hole multistage fracturing system (StageFRAC) was installed, strategically segmenting the well into tight and prolific segments. The toe section of the borehole that required large-scale multistage fracturing was segmented with open hole, hydraulic-set mechanical packers (RockSEAL II) combined with hydraulic and ball-activated fracture port tools (FracPORT sleeves). The system was successfully installed and the packers were set segmenting the well into eight sections. Only one fracture port was located within the prolific rock at the heel.

The stimulation treatment was designed to initially stimulate only the seven toe sections of the horizontal. The liner was pressured up to open a hydraulic fracture port at the toe stage, which was successfully fracture acidised. The next six stages used ball-activated fracture ports that are opened via hydraulic pressure when the ball lands on the seat, which also isolates lower section(s) of the liner. The last stage located at the heel segment of the well was not opened during this phase of stimulation.

Following flowback and clean-up, it was determined that the combined productivity of the seven fracture acidised stages was ~10,000 BOPD, with extremely low water cut. Following flow testing, the well was placed on an extended production test to determine the long-term productivity. At a later date, the heel segment of the well could be added, with an expected natural productivity of ~5,000 BOPD. If necessary, this segment could be easily acidised at a later time.

Previous attempts to combine tight and prolific intervals in this reservoir had controlled inflow from the prolific intervals using ICDs, but this was proven to be unsuccessful in effectively draining the tighter segments of the rock. Effective stimulation of these segments has redefined what is considered to be productive rock for this field. Numerous other areas including West Africa, the Balkans, Russia, and Brazil have begun to combine shale

de reservatórios produtivos, enquanto fornecem estimulação suficiente para seções com maior permeabilidade.

Conclusões

A aplicação da tecnologia de xisto em reservatórios produtivos – principalmente em fraturamento multifase em poços horizontais – foi extremamente bem sucedida em várias bacias ao redor do mundo. Continuamos a ver aplicações inovadoras em uma série de litologias, incluindo reservatórios de calcário, arenito e cré. Acelerar a produção de intervalos mais compactos através do fraturamento multifase ou da acidificação pode fornecer uma solução muito melhor para aumentar as recuperações finais do que simplesmente limitar o influxo utilizando ICDs. Regiões como Bakken Shale nos EUA provaram a viabilidade de converter rocha improdutiva em reservatórios comerciais com excelentes fatores de recuperação. A capacidade de aplicar tecnologia semelhante para responder pela variabilidade na permeabilidade pode acelerar bastante a produção bem como melhorar as recuperações finais nos reservatórios ao redor do mundo.

*Este artigo foi escrito por Dan Themig,
Packers Plus Energy Services*

fracturing technology to accelerate production in tight segments of prolific reservoirs, while providing sufficient stimulation to higher permeability sections.

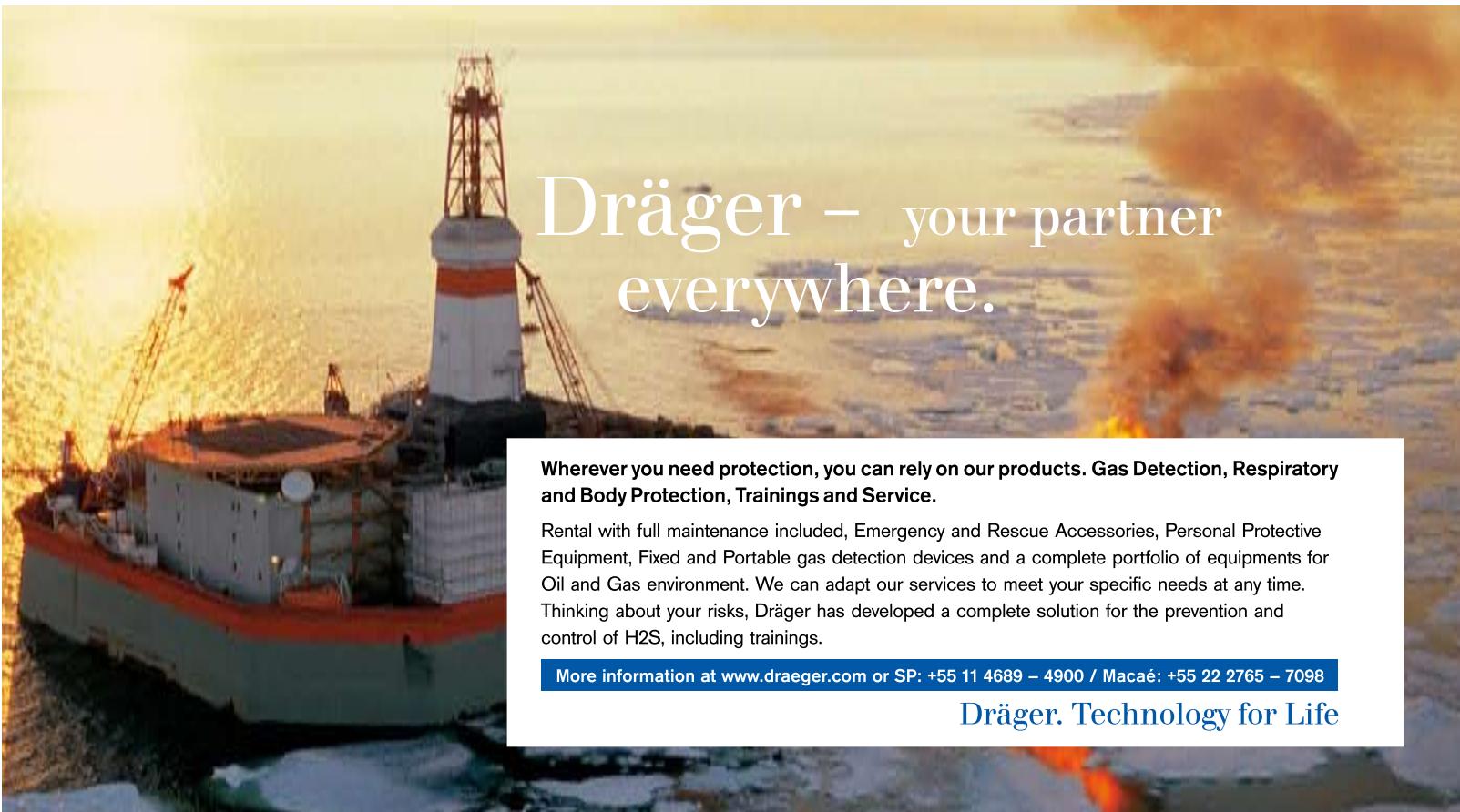
Conclusions

Application of shale technology in prolific reservoirs – primarily multistage fracturing in horizontal wells – has proven to be extremely successful in a number of basins throughout the world. We continue to see innovative applications in a variety of lithologies, including limestone, sandstone and chalk reservoirs. Accelerating production from tighter intervals through multistage fracturing or acidizing may provide a much better solution to increasing ultimate recoveries than simply limiting inflow utilizing ICDs. Areas such as the Bakken Shale in the U.S. have proven the viability of converting unproductive rock into commercial reservoirs with excellent recovery factors. The ability to apply similar technology to account for variability in permeability can greatly accelerate production as well as greatly improve ultimate recoveries in reservoirs throughout the world. ■

*This article was written by Dan Themig, Packers Plus
Energy Services*



Dräger



Dräger – your partner
everywhere.

Wherever you need protection, you can rely on our products. Gas Detection, Respiratory and Body Protection, Trainings and Service.

Rental with full maintenance included, Emergency and Rescue Accessories, Personal Protective Equipment, Fixed and Portable gas detection devices and a complete portfolio of equipments for Oil and Gas environment. We can adapt our services to meet your specific needs at any time. Thinking about your risks, Dräger has developed a complete solution for the prevention and control of H₂S, including trainings.

More information at www.draeger.com or SP: +55 11 4689 – 4900 / Macaé: +55 22 2765 – 7098

Dräger. Technology for Life