

Уменьшение трения при стимулировании выхода газа в плотных породах

Friction Reduction in Tight Gas Stimulation

Майк Хурд – Руководитель подразделения по применению технических средств, компания Kemira, добыча нефти и разработка месторождений

Mike Hurd – Technical Applications Manager, Kemira Oil & Mining

Глобальное использование природного газа как эффективной альтернативы нефти и другому жидкому топливу растет. Добыча сланцевого газа из малопроводимых пластов также растет для удовлетворения высокого спроса, а соответствующая технология и химия стимулирования развиваются быстрыми темпами. Необходимо интенсивное стимулирование этих скважин, и значительной частью данного процесса является химия, используемая специально для уменьшения трения. Эффективность гидравлического разрыва пласта или кислотной обработки напрямую связана с работой понизителя трения (ПТ) на площадке, и поразительно огромный диапазон составляющих элементов этой работы может влиять на ее показатели. В данной статье будут рассмотрены основные факторы, относящиеся к химическим процессам, которые оказывают влияние на работу ПТ, особенно при выполнении работ с использованием типа разрыва, при котором применяется реагент на водной основе для снижения

Global natural gas use is increasing as an efficient environmental alternative to oil and other liquid fuels. Production of tight shale gas formations is also growing to meet that demand and the related stimulation technology and chemistry required is developing quickly too. Heavy stimulation of these wells is needed and a significant part of that process is the chemistry used specifically for friction reduction. The efficiency of a hydraulic fracturing (frac) or acid job is directly related to the performance of the friction reducer (FR) on location and a surprising number of elements can affect that performance. The following article will review the major chemically related contributors to FR performance principally in 'slick water' type frac work where limited sand transport capacity is required. It concerns performance at the wellhead both during the treatment and where lasting effects can be seen.

Viscosity and Reynolds

Viscosity is actually the driving force behind friction reduction and molecular weight is the principle factor in the generation of viscosity. While there are some other

поверхностного натяжения и требуется ограниченная пропускная способность песчаника. Это связано с производительностью в устьевом отверстии скважины как во время, так и после очистки.

Вязкость и число Рейнольдса

Вязкость фактически является движущей силой уменьшения трения, а молекулярная масса является принципиальным фактором образования вязкости. Несмотря на то, что другие факторы также имеют значение, в основном все, что оказывает влияние на молекулярную массу, таким же образом влияет на снижение трения. Число Рейнольдса является одним критерием данного феномена, т.к. турбулентный поток создает наибольшее трение в системе регулирования потока. В упрощенной формуле числа Рейнольдса, $R = D \rho V/\mu$, вязкость в знаменателе оказывает большое влияние на получаемую степень турбулентности и, следовательно, на трение в трубе. При этом расчеты, сделанные за столом – это одно, но в настоящее время появляется так много различных интересных и новых продуктов, которые могут стать компонентами новой жидкости разрыва, что необходимо проведение лабораторных испытаний. Данные по вязкости являются полезными, т.к. по ним можно судить о взаимодействиях. Однако, наилучшими являются данные, полученные через стационарную систему гидравлического испытательного стенда замкнутого типа, т.к. они наиболее точно отражают события в реальных полевых условиях. Существуют споры о том, какая компоновка лучше, но то, что данные гидравлического испытательного стенда замкнутого типа являются самыми объективными – это бесспорно. То, что данные гидравлического испытательного стенда замкнутого типа являются самыми объективными – это бесспорно.

Полимеры

Гуар (обычно гидроксипропил гуар – ГПП) и полиакриламид (ПАМ) являются двумя химическими составами, обычно используемыми в качестве понизителей трения. Для обоих этих продуктов существуют различные вариации и классы, которые в некоторой степени влияют на производительность, но улучшение обычно достигается за счет стоимости. Так как типичные дозировки колеблются в пределах 250-750 ppm (или 0,25-0,75 г/т) при закачивании тысяч кубических метров жидкости, более дорогие опции очень быстро увеличивают стоимость очистки. Каждый из этих полимеров также имеет пару физических форм, которые зачастую зависят от перевозки с места производства или склада до места очистки. На площадке намного легче использовать жидкость с меньшим количеством твердых частиц или эмульсионный продукт, особенно если площадка

factors involved, in general, whatever affects molecular weight effects friction reduction in the same way. Reynolds Number is one measure of this phenomenon since turbulent flow generates the highest friction in a flowing system. In a simplified Reynolds Number formula, $R = D \rho V/\mu$, viscosity in the denominator has a great effect on the resulting degree of turbulence and therefore on the friction seen in the pipe. That said, calculations at the desk are one thing, but there are so many great, new products coming out that could become the components for a new frac fluid that some lab testing should be done. Viscosity data is good as interactions will show up there. Flow loop data through a fixed system though is the best, as it measures more closely the actual field events. There is debate on which setup is better, but there is no debate that loop data is better than anything else.

Polymers

The two chemistries normally used as friction reducers are guar (usually hydroxypropyl guar – HPG) and polyacrylamide (PAM) polymers. Variations and grades exist for both of these products that will modify performance somewhat, but improvement usually comes with a price.

Since typical dosages range between 250-750 ppm (or 0.25-0.75 gpt) with thousands of cubic meters of fluid being pumped, more expensive options add cost to the treatments very quickly. Each of these polymers also has a couple physical forms that are often dependent on the freight from the manufacturing point or warehouse to the treatment location. Lower solids liquid

or emulsion product is much easier to handle and use on location, especially if the footprint of the location allows for the inventory. Dry products are less costly in freight to location and may be the only option for platform inventory, but command additional equipment to put them in solution for use in the frac fluids.

Hot, Cold, and Salty

Similar products are already used in other areas of the oilfield and some of these characteristics may already be familiar there. Water salinity and well temperature are commonly cited as the biggest culprit to performance from typical polymers used elsewhere in the oilfields. There are two big temperature concerns here with hot AND cold water. Cold make-up or surface water causes a delay in putting the polymers in solution. 'Time to solution' can be a critical factor since water at a temperature $<5^{\circ}\text{C}$ can require twice the time to put emulsions, dispersions, slurries, or powders into a pumpable solution, than they would at 25° . Liquids can invert or dilute relatively quickly, but cold water delays that reaction and hydration, often by several minutes for each step. Yet both of these must occur for

позволяет иметь товарные запасы. Сухие продукты менее дорогие для перевозки до площадки и могут являться единственной опцией обеспечения товарных запасов платформы, но при этом требуют дополнительного оборудования для создания раствора, используемого в жидкостях разрыва.

Горячий, холодный и соленый

Похожие продукты уже используются на других месторождениях, и некоторые из данных характеристик могут быть знакомы. Минерализация воды и температура скважины зачастую указываются как основные причины плохой производительности с использованием типичных полимеров, применяемых на других месторождениях. Существует две проблемы, связанные с температурой как в отношении горячей, так и в отношении холодной воды. Холодная структура или наземная вода задерживает создание раствора с полимерами. Время на создание раствора может быть критическим фактором, т.к. при температуре воды $<5^{\circ}\text{C}$ может потребоваться в два раза больше времени на создание раствора из эмульсий, дисперсий, супензий или порошков, поддающегося перекачиванию, чем при температуре 25° . Жидкости могут инвертироваться или разбавляться достаточно быстро, но холодная вода замедляет эту реакцию и гидратацию зачастую на несколько минут для каждого этапа, и все же каждый этап должен быть завершен для того, чтобы полимеры достигли полной вязкости в очень холодной воде. Если для прокачиваемой жидкости достижение дна занимает только 20 минут, то каждая минута задержки в скважине уменьшает преимущество полимера как понизителя трения. Так как теплая вода или метод ее получения не всегда являются доступными, эмульсионные или жидкие полимеры, специально разработанные для инвертирования холодной воды, могут компенсировать любую дополнительную стоимость продукта путем снижения необходимости дополнительного оборудования на площадке с целью компенсации потерь производительности, таких как более высокая мощность, а также для снижения времени задержек на гидратацию в виде дополнительных смесительных установок и хранилищ.

Сухие полимеры имеют такую же проблему гидратации, как и эмульсии в холодной воде, т.к. гидратация в данном случае также происходит с задержкой, но последствия при этом могут быть более тяжелыми. Время, затраченное на гидратацию, значительно дольше для сухих веществ, нежели для жидкостей или эмульсий, особенно в соленых водах. Негидратированные частицы сухого полимера могут застрять в стволе скважины и помешать закачиванию во

the polymers to reach full viscosity in very cold water. If it only takes 20 minutes for the pumped fluid to reach bottom then every minute delayed in the hole reduces the benefit of the polymer as a friction reducer. Since warmer water or a method to produce it isn't always available, emulsion or liquid polymers specifically designed for cold water inversion can offset any additional product cost by reducing the need for additional equipment on location to compensate for the loss in performance. Such as higher horsepower, or to work around the delay for hydration in the form of additional blenders and storage.

Dry polymers have the same hydration problem as emulsions in cold weather since hydration is also delayed here, but the consequences can be more dire. The timeline for hydration is considerably longer for dries than for liquids and emulsions, especially in salty waters. Un-hydrated particles of a dry polymer can lodge in the wellbore and plug off injection during the treatment, remaining even after flowback as formation damage. Various grades of polymer can have different particle sizes and that can also impact the hydration timeline. The larger the particle, the longer it takes to go into solution. Cheaper grades of polymers may also have higher insolubles in them which never go into solution regardless of temperature or salinity, but act the same as an un-hydrated particle of polymer in terms of formation damage. Finer grinds of higher quality dry products and better hydration techniques on location may be additional costs, but they are essential to treatment performance should the decision be made to use dry products.

We need to go back and pick up the discussion of hot conditions, too. High bottom-hole temperatures can also cause significant problems and need to be addressed. There are realistic limits on both guar and PAM's. Guar can handle up to $100-125^{\circ}\text{C}$ in fresh water while PAM's can perform well in the same range. The additional conditions of the fluids also matter. Salinity, hardness, and pH all become more critical as temperature goes up. Here is where some of the modified polymers work well and the added expense may well be worth the cost. AMP's copolymers of PAM's are resistant to both higher temperature and salinity effects while additives and crosslinkers in guar can also boost their performance under these conditions. There is continued debate on the significance of bottom-hole temperatures and most models suggest that the high rate of surface water injection will serve to cool the reservoir several degrees and protect the fluids being pumped to some extent. If the bottom-hole temperature (BHT) is within 25 degrees of the perceived limits of the polymer the injection rate, particularly with colder surface water in winter, will save you the cost of higher temperature products. If the BHT is beyond 50 degrees over the product limits you'll definitely need to have a high temperature package and plan.

время очистки, оставаясь даже после обратного притока в виде повреждения продуктивного пласта. Различные классы полимеров могут иметь различные размеры частиц, и это также может повлиять на время гидратации. Чем больше частица, тем больше времени ей требуется для перехода в раствор. Более дешевые классы полимеров также могут иметь больше нерастворимых примесей, не переходящих в раствор независимо от температуры или минерализации, но действующих так же, как и негидратированные частицы в отношении повреждения

продуктивного пласта. Более мелкое дробление сухих продуктов более высокого качества, также как и более продуктивные методы гидратации на площадке могут привести к дополнительным расходам, являющимся существенным фактором при очистке в случае, если будет принято решение использовать сухие продукты.

Необходимо вернуться назад и обсудить также условия при высоких температурах. Высокие температуры в забое скважины также могут стать причиной серьезных проблем и требуют

As suggested above, salinity, defined by Total Dissolved Solids (TDS), plays an important role in the development of the polymer's viscosity. Different elements that make up the term 'salinity' have a different impact on the polymers themselves. Calcium limits the potential of both types of polymer to fully hydrate and build viscosity.

In careful lab observations of fresh water systems the effect can be seen on viscosity in as little as 50 ppm Ca. But performance effects in the field with all the other additives in the system aren't typically seen until 100-400 ppm Ca is reached. Soda ash can complex the Ca and reduce

the effect if it doesn't interfere with other additives. In higher TDS systems (above seawater) chlorides tend to overtake the calcium as the problem forcing the basic PAM molecule to collapse on itself rather than hydrate fully. Some PAM polymers are being developed that can withstand a higher degree of salt, but guar tends to be less effected by monovalent salinity overall.

Biology

An additional concern that is growing in importance is biological activity and its relationship to these polymers

Tel: +7 495 258 1474
Fax: +7 495 258 1473

www.nov.com/ASEPElmar

UniTruck - лучший выбор для условий Сибири

Возможность поставки на шасси Российского производства

Техподдержка осуществляется на русском языке инженерами из России

Supported by Russian engineers in Russia

Available on Russian chassis

UniTruck - the best choice for Siberia

рассмотрения. Существуют реальные ограничения как для гуара, так и для ПАМ. Гуар может быть использован при температуре 100-125°C в пресной воде, тогда как ПАМ может нормально работать в таком же температурном режиме. Дополнительные условия жидкостей также имеют значение.

Минерализация, жесткость и pH становятся более критичными при повышении температуры. В таких случаях некоторые из модифицированных полимеров работают хорошо, и дополнительные затраты вполне окупаются. АМР (покрытые акрилатным каучуком) сополимеры ПАМ стойкие как к высоким температурам, так и к эффектам солености, в то время как добавки и сшиватели гуара также могут увеличить их производительность в данных условиях. Спор в отношении значимости температуры в забое скважины продолжается, и большинство моделей указывают на то, что высокая скорость закачивания наземной воды будет охлаждать газоносный пласт на несколько градусов и защищать закачиваемые жидкости до некоторой степени. Предполагается, что если температура забоя скважины (ТЗС) находится в пределах 25 градусов заданных ограничений полимера, скорость закачки (особенно при использовании более холодной наземной воды в зимний период) позволит сэкономить на стоимости продуктов с более высоким температурным режимом. Если ТЗС превышает ограничения продукта более чем на 50 градусов, то Вам в любом случае будет необходим пакет и план для работы в условиях высоких температур.

Как было указано выше, соленость, определяемая общим солесодержанием (ОСС), играет важную роль в развитии вязкости полимера. Различные элементы, входящие в определение термина «соленость», оказывают различное влияние на сами полимеры. Кальций ограничивает потенциал обоих типов полимеров для полной гидратации и вязкости. При тщательном лабораторном исследовании систем пресной воды эффект, оказываемый на вязкость, может наблюдаться при такой малой величине как 50 ppm Ca, но эффекты на производительность в полевых условиях со всеми другими добавками в системе обычно незаметны до достижения величины 100-400 ppm Ca. Кальцинированная сода может осложнить Ca и уменьшить эффект, если не столкнется с другими добавками. В системах с более высоким ОСС (выше морской воды) хлориды имеют тенденцию захватывать кальций, заставляя основную молекулу ПАМ распадаться, нежели полностью гидратировать. Разрабатываются ПАМ полимеры, которые могут выдерживать более высокое содержание соли, но гуар в принципе имеет тенденцию быть менее подверженным одновалентной солености.

in friction reduction. On the front end of these jobs there is a concern about 'bugs' in the surface water. Guar is particularly susceptible to a poorly designed biocide program with many species considering it a nutrient. Without a biocide program in place guar can lose viscosity within a matter of minutes depending on the bug population in the surface waters. PAM polymers aren't as susceptible to the bugs even in highly populated fluids, but degradation does eventually occur. So a good surface program is important regardless of the polymer you choose.

Hold that thought for a minute. In either case the downhole effects of the biocide added to protect your polymer in the surface can be equally remarkable or devastating on the success of the treatment long-term. Most of the bugs on the surface are aerobic (oxygen loving) in nature and a good biocide program will kill them quickly and easily. But guar and PAM still get pumped down the hole and introduced as a nutrient to an anaerobic (no need for oxygen) population in the reservoir. While the aerobic population would likely die in the anaerobic reducing environment of the reservoir anyway, the starved anaerobic population will now thrive with the thousands of cubic meters of nutrients that have been introduced. Consider that the downhole population usually consists of Sulfate Reducing Bacteria (SRBs), Acid Producing Bacteria (APBs), Iron Reducing Bacteria (IRBs), and others. That's enough of a list when you consider that the SRBs generate hydrogen sulfide (H₂S) which corrodes pipe and the other two corrode pipe directly. Biocides added at the surface have to also protect long-term. Glutaraldehyde and THPS are the typical biocides used in frac jobs and they kill quickly at the surface, but degrade as quickly with little or no lasting effect. Other biocides like DBNPA and quats offer quick kill and a little longer lasting effects, but may have some environmental issues associated with them in certain areas. TDTT offers good long-term kill, but is not particularly good at quick kill on the surface. Fortunately, some of these, like DBNPA or quats and TDTT can be dual injected to achieve both quick kill on the surface and long-term preservation down-hole.

Let's go back to the surface treatment for a minute and look at the biocide effect directly on the polymer. While we are most concerned with whether biocides kill the bugs and protect the polymers there are also component reactions to consider within the fluid. It can get complicated here as new components, biocides, polymers, and fluid characteristics like pH are being introduced all the time. Glutaraldehyde and THPS, for example, are the most used biocides for surface water treatment, but addition of these products has an adverse effect on both guar and PAM polymer viscosity. Not a huge amount of degradation of course, in comparison to

Vth KAZENERGY EURASIAN FORUM

EURASIAN ENERGY MAP:

Balancing risks and new opportunities



www.kazenergyforum.com

Karim Massimov
Prime Minister
Republic of Kazakhstan



Timur Kulibayev
Deputy CEO,
JSC "SWF Samruk-Kazyna"



Aset Issekeshev
Vice Prime Minister,
Minister of Industry &
New Technology



Sauat Mynbayev,
Minister of Oil & Gas,
Republic of Kazakhstan



John Howard,
The 25th Prime Minister of Australia



Randall Gossen
President,
World Petroleum Council



Dr Christoph Frei
Secretary General,
World Energy Council



Leonid Bokhanovsky,
Secretary General,
Gas Exporting Countries Forum



Speakers also include:

Sauat Mynbayev,
Minister of Oil & Gas, Republic of Kazakhstan

Nurgali Ashimov,
Minister of Environment Protection, Republic of Kazakhstan

Kairgeldy Kabyldin,
Chairman of the Management Board, KMG

Almasadam Satkaliyev,
President, KEGOC

Yves Louis Darricarrere
President, Total E&P

Michael Borrell,
Senior Vice President, Continental Europe & Central Asia, Total E&P

Robin West,
Chairman, PFC Energy

Pierre Offant,
Chairman and Managing Director, North Caspian Operating Company B. V.

Daniel Stein,
Senior Advisor to the Special Envoy for Eurasian Energy, US Department of State

Angus J B Miller,
Caspian Energy Adviser, Foreign & Commonwealth Office, Government of the United Kingdom

Fabrizio Di Amato,
President, Federprogetti

Peter Taylor,
Manager, Oil Spill Preparedness Regional Initiative (Caspian Sea – Black Sea – Central Eurasia)

Questions about the agenda?

+7 7172 794 985
ramazan@kazenergy.com

+44 7838 383148
jlunina@kazenergy.com

Founder



KAZAKHSTAN ASSOCIATION OF OIL-GAS AND ENERGY SECTOR ORGANIZATIONS

Supported by



MINISTRY OF OIL & GAS
MINISTRY OF INDUSTRY & NEW TECHNOLOGY

General Sponsors



КазМунайГаз
NATIONAL COMPANY "KAZMUNAIGAZ"



TENGIZCHEVROIL



TOTAL

Official Media Partners





Биология

Дополнительной проблемой, важность которой растет, является биологическая активность и ее взаимоотношение с данными полимерами в процессе уменьшения трения. На переднем плане находится проблема бактерий в наземной воде. Гуар особенно восприимчив к плохо разработанной биоцидной программе, т.к. множество видов организмов принимают его за питательное вещество. При отсутствии биоцидной программы гуар может потерять вязкость в течение минут, в зависимости от популяции бактерий в наземной воде. ПАМ полимеры не настолько восприимчивы к этим организмам, даже в жидкостях с высокой популяцией, но со временем деградация все-таки происходит. Таким образом, хорошая биоцидная программа для наземной воды важна независимо от типа используемого полимера.

Оставим эту мысль на минуту и вернемся к ней позднее. В любом случае, скважинные эффекты биоцида, используемого для защиты полимера на поверхности, могут быть одинаково незаменимыми и разрушительными для успеха долгосрочной очистки. Большинство организмов на поверхности являются аэробными (нуждающиеся в кислороде) по характеру, и хорошая биоцидная программа убьет их быстро и легко. Но гуар и ПАМ закачиваются в скважину и представляются в качестве питательного вещества неаэробной (не нуждающейся в кислороде) популяции в газоносном пласте. Тогда как аэробная популяция погибнет в среде газоносного пласта с уменьшенным содержанием кислорода, голодная неаэробная

having no biocide treatment at all, but DBNPA and quats offer quick kill along with TDTT for long-term kill without the degradation to the polymers provided pH and other components like clay stabilizers are also compatible. Since dual addition was mentioned be aware that even certain biocide interactions take place. For example BIT is incompatible with any aldehyde and TDTT particularly in water. At this point it is probably easier to say – make sure your chemistry suppliers are checking compatibility with the full set of chemistries you are trying to use on a well and have a logical alternative plan through the test work that gives you realistic set alternatives if you find serious interactions.

The previous paragraph makes it sound like there are no alternatives; picking the best of the worst to pump downhole. Compatibility testing can also find you some real synergistic improvements in the frac fluids of choice. For example, TDTT works well with certain emulsion PAM packages, offering 5-10% faster viscosity generation (remember 'time to solution') and 5-10% higher friction reduction from higher solution viscosity. The ultimate result can be a lower dosage of polymer that still gives higher performance in the end. TDTT also appears to extend oxygen scavenger performance driving ORP lower into the reduction values than other biocides which lower oxidation potential and reduces short-term corrosion and long-term deterioration of tubulars. Again, nothing replaces data run with the actual set of components in the frac fluid compared to a few alternatives.

популяция будет буйно разрастаться благодаря тысячам кубических метров питательных веществ. Необходимо также учесть, что скважинная популяция обычно состоит из сульфат-восстанавливающих бактерий (СВБ), кислотообразующих бактерий (КОБ), железо-восстанавливающих бактерий (ЖВБ) и др. Этот список будет достаточным, если принять во внимание, что СВБ создают сероводород (H_2S), который разрушает трубу, а два других вида бактерий напрямую разъедают трубу. Биоциды, добавленные на поверхности, также обеспечивают долгосрочную защиту. Глютеральдегид и THPS (тетра-гидроксиметил-фосфоний) являются типичными биоцидами, используемыми при разрывах, которые убивают быстро на поверхности, но также быстро деградируют с малым или с отсутствием длительного воздействия. Другие биоциды, такие как DBNPA (2,2-дигромо-3-нитрилопропиамид) и четвертичные аммониевые соединения предлагают быстрое истребление и немного более продолжительное воздействие, но могут быть связаны с экологическими проблемами в некоторых областях. TDTT (S-Trifluoromethylidibenzob[b,d]thiophenonium trifluoromethanesulfonate) предлагает хорошее долгосрочное истребление, но не достаточно хорошо справляется с быстрым истреблением на поверхности. К счастью, некоторые из них, такие как DBNPA или четвертичные аммониевые соединения и TDTT могут быть закачаны вместе для достижения как быстрого истребления на поверхности, так и долгосрочной защиты в скважине.

Давайте на минуту вернемся к наземной очистке и посмотрим на прямой эффект биоцида на полимер. Несмотря на то, что наибольшей проблемой является то, убьет ли биоцид бактерии с целью защиты полимера, необходимо также учитывать реакции компонентов самой жидкости. Это может оказаться сложным процессом, т.к. постоянно появляются новые компоненты, биоциды, полимеры и характеристики жидкости, такие как pH. Например, глютеральдегид и THPS являются наиболее используемыми биоцидами для очистки наземной воды, но добавление этих продуктов имеет неблагоприятный результат на вязкость полимеров гуар и ПАМ. Конечно, речь идет о небольшом количестве деградации по сравнению с полным отсутствием биоцидной очистки, но DBNPA и четвертичные аммониевые соединения предлагают быстрое истребление, а TDTT – долгосрочное истребление без деградации полимеров при условии, что pH и другие компоненты, такие как стабилизаторы неустойчивых глин, также совместимы. Так как ранее было упомянуто совместное добавление, необходимо учитывать, что имеют место отдельные взаимодействия биоцидов. Например, BIS несовместим ни с каким альдегидом и TDTT, особенно в воде. В данном случае проще всего будет убедиться в том, что Ваши поставщики проверяют совместимость всех химических составов, используемых Вами в скважине, а также

Conclusions

This is not an exhaustive list as you well know if you've done this work already. There are reservoir engineering and mechanical factors to also consider as well as the economics of both the gas being produced and the service being performed. This was only intended as a check list to remind us of some additional considerations in designing and developing frac jobs. One last reminder - nothing can replace data and the continued search for a new way of doing what needs to be done to produce tight gas. The growth of the market itself in the last 10 years is proof of that!

иметь наработанный опытным путем логический альтернативный план, в соответствии с которым представляется возможность использования реальной альтернативы в случае существенной несовместимости.

Предыдущий абзац не предоставляет альтернативы; приходится выбирать лучшее из худшего для закачки в скважину. Синергетические улучшения в выбранных жидкостях разрыва также могут быть найдены при проведении испытаний на совместимость. Например, TDTT хорошо работает с отдельными эмульсионными ПАМ пакетами, предлагая более быстрое создание вязкости на 5-10% (помните время на создание раствора) и улучшенное на 5-10% уменьшение трения благодаря более высокой вязкости раствора. Конечным результатом может являться более низкая дозировка полимера, дающего более высокую производительность. TDTT также увеличивает производительность поглотителя кислорода, приводя окислительно-восстановительный потенциал к более низким значениям восстановления, чем для других биоцидов, уменьшающих окислительный потенциал, и уменьшает краткосрочную коррозию и долгосрочное разрушение системы труб. В очередной раз, наилучшим способом является сравнения прогона данных с набором реальных компонентов жидкости разрыва с несколькими альтернативными вариантами.

Заключения

Если Вы уже выполняли такую работу, то Вы хорошо знаете, что данный список не является исчерпывающим. Существуют технологии пластовых исследований и механические факторы, требующие рассмотрения наряду с экономикой производимого газа и предоставляемых услуг. Данная статья является лишь своего рода контрольным перечнем с целью напоминания о дополнительных факторах, которые необходимо принять во внимание при проектировании и разработке разрывных работ. И хочется еще раз повториться и сказать – ничто не может заменить данные и постоянный поиск новых путей добычи газа в плотных породах. Рост рынка за последние 10 лет является прямым доказательством!