

Применение расклинивающих агентов при гидроразрывах

Propping Agents in hydraulic fracturing

Гидроразрыв был впервые применен в 1947 г. на месторождении Хагтон в штате Канзас, США. При этом, в качестве расклинивающего агента использовался речной песок, полученный из расположенной неподалеку реки. В качестве жидкости для гидроразрыва в том случае использовался бензин, загущенный напалмом из запасов, оставшихся после Второй Мировой войны. Речной песок использовался для предотвращения смыкания образовавшихся при гидроразрыве трещин. Такой расклинивающий агент был весьма плохого качества, к тому же его объем был недостаточным. К счастью, в том случае гидроразрыв проводился в скважине с сильно поврежденными коллекторскими свойствами призабойной зоны. Только по этой причине, даже при таком незначительном гидроразрыве были получены весьма хорошие результаты, а в противном случае внедрение данной технологии могло бы быть отсрочено на многие годы, либо она была бы признана неперспективной. Несмотря на высказывавшиеся мнения о том, что расклинивающий агент не нужен (Ссылка 1), обширный опыт свидетельствует в пользу необходимости использования определенного материала для предотвращения смыкания образующихся трещин и увеличения притока углеводородов в скважину.

Имеется информация по большому количеству гидроразрывов, проведенных в скважинах с самыми различными типами коллекторов без использования расклинивающих агентов, показывающая, что в подавляющем большинстве скважин через короткий промежуток времени устанавливался радиальный режим дренирования. Остинский мел представляет из себя известняковую породу в центральном Техасе с крупными естественными трещинами, которую обычно проходят горизонтальными участками скважин перпендикулярно к трещинам. В скважинах с этим типом известкового коллектора проводились первичные и повторные гидроразрывы с применением большого количества (>25000 баррелей) загущенной воды. Одна из последних технологий предусматривает использование свыше 400000 фунтов расклинивающего агента 40/70 в качестве материала для селективного гидроразрыва пласта. Целью настоящей статьи не является продолжение спора о необходимости применения расклинивающего агента, поскольку для любого типа коллектора можно подобрать расклинивающий агент, который будет способствовать поддержанию необходимых уровней притока из образовавшихся трещин.

Два основных способа использования расклинивающего агента

Автор настоящей статьи считает, что существует два основных способа использования расклинивающего агента. Первый способ, использующий традиционные методики, предполагает закачку агента в одну трещину для создания пачки расклинивающего агента. Почти вся публикуемая в отрасли информация по гидропроводности трещины с пачкой расклинивающего агента основана на результатах измерений в различных уровнях расклинивающего агента при соответствующих давлениях и температурах. Опыт применения технологии гидроразрыва с использованием загущенной воды в качестве жидкости для гидроразрыва явно свидетельствует о том, что при такой стимуляции скважин используемые расклинивающие агенты не образуют пачек, а выполняют свою функцию препятствуя смыканию искусственно образованных или естественных

The very first Hydraulic fracturing treatment ever pumped was in the Hugoton field in the state of Kansas in 1947. This fracturing treatment contained river sand from a nearby riverbed. The fracturing fluid was gasoline, gelled with World War II surplus Napalm. This river sand was used to hold open the created fracture. This proppant was of poor quality and the volume was small. Fortunately the well was severely damaged prior to the treatment and the well responded well to the small fracture treatment otherwise the age of Hydraulic Fracturing would have been delayed or perhaps would not exist. Even though we have had tremendous debates and discussions stating that proppant is not needed (Ref 1), the overwhelming evidence supports the need for some type of material to hold open the created fracture or fractures to allow for the ongoing production of hydrocarbons.

I have seen a huge number of formations treated with fluid only and the majority of the wells exhibit primarily radial flow after a short period of time. The Austin Chalk is a formation in Central Texas with large natural fractures and primarily completed using long horizontal laterals which are drilled perpendicular to the natural fractures. These Austin Chalk wells have been treated and retreated with large >25,000 barrel waterfracs. It is interesting that the latest technology is to use greater than 400,000 pounds of 40/70 proppant as a “diverting agent”. It is not the purpose of this article to debate the need for proppant but there are virtually no formations that some type of propping agent will not be beneficial in maintaining flow rates of hydrocarbons from fractures.

Two Distinct Uses for Proppant

It is this writer's opinion that there are two distinct uses of proppant. The first relating to conventional thought and design is that the proppant is pumped into a single fracture and creates a proppant pack. Virtually all of the data published in our industry on proppant fracture conductivity comes from multiple layers of proppant measured under stress and temperature. With the advent of the phenomena of “Waterfracs” or at least large volume slick water treatments, there is very substantial evidence that the propping agents used in these treatments do not form packs but function by holding open created or natural fractures. The type of proppant used in most water fracs, if placed as a multilayer pack, would typically have such low conductivity that they would not even allow flowback of load fluids. For these small proppant 40/70 and even 100 mesh particles to function as a stimulation aide they can only be used as a device to prop open natural and created fractures. In fact the secret to the design of optimal waterfracs is to understand this phenomenon and design the treatment to take advantage of proppant diversion, bridging or other theories rather than the classical proppant pack.

History of Proppant

As stated earlier the first proppant was simple river sand found in creek beds. It was felt that with the shallow formations where these materials were used that the strength of the river sand would suffice for stimulation. There was successful stimulation conducted using the river sand but much of the stimulation related to damage removal and variations on the “waterfrac” theory where the proppant simply held open created or natural fractures and thereby succeeded where they would have failed in a proppant pack. As time went on sand quarries were discovered with much higher quality sand. In the US, three areas were found, (Figure 1) where substantial quantities of better quality sand could be obtained. The best quality sand is found in the Great Lakes area of the US with lower

трещин. Тип применяемого в большинстве гидроразрывов с водой расклинивающего агента, в случае образования многослойной пачки обычно имел такую низкую гидропроводность, которая не позволяла вытекать обратно даже закачиваемой в скважину жидкости. В работах по стимуляции притока расклинивающий агент такого небольшого размера - 40/70 и даже 100 меш - может использоваться только в качестве средства для удержания естественных и искусственных трещины в открытом состоянии. На самом деле, секрет составления оптимальной программы гидроразрыва с применением загущенной воды заключается в понимании вышеуказанного явления и разработке программы стимуляции с использованием преимуществ расклинивающего агента для отклонения жидкости при кислотных обработках или для предотвращения ее ухода в пласт, а не для создания классической расклинивающей пачки.

История применения расклинивающего агента

Как уже говорилось ранее, в качестве первого расклинивающего агента применялся речной песок, добываемый из русел рек. Как полагали нефтяники, для стимуляции притока из сравнительно неглубоких коллекторов прочности речного песка будет вполне достаточно. Гидроразрыв с использованием речного песка оказался успешным, однако при большинстве гидроразрывов, проводившихся в скважинах с поврежденной призабойной зоной, а также разрывах с применением загущенной воды, где расклинивающий агент применялся просто для удержания от закрытия естественных и искусственно созданных трещин, успех достигался именно в тех случаях, когда создание пачки расклинивающего агента привело бы к неудаче. Со временем были открыты песчаные карьеры с песком намного лучшего качества. В США было обнаружено три района (Рис. 1), где располагались песчаные карьеры со значительными запасами песка отличного качества. Самый высококачественный песок на территории США находится в районе Великих Озер, а песок чуть более низкого качества обнаружен в юго-западной части штата Техас и в районе Скалистых гор. В других районах мира песок, сравнимый по прочности и округлости с находящимся в районе Великих Озер, был обнаружен только в Англии. Песок марки "Оттава" (Рис.2) имеет серьезные недостатки при использовании в качестве расклинивающего агента в условиях высоких давлений закрытия трещины (свыше 5000 - 6000 psi), которые превращают его в пыль. В течение многих лет предпринимаются усилия для создания искусственного расклинивающего агента для замены песка, или, что более важно, для дополнения кремнистого материала из песчаных карьеров в тех случаях, когда требуется высокая прочность расклинивающего агента для успешного сопротивления высоким давлениям закрытия трещин.

За более чем 50 лет применения гидроразрывов пласта в качестве расклинивающего агента было использовано все что только можно себе представить в этой роли. Кроме уже упоминавшегося речного песка, одним из примечательных материалов, применявшихся в ранних технологиях гидроразрыва, являлась скорлупа грецких орехов. На заре применения гидроразрыва считалось, что все трещины расположены согласно к плоскости напластования. Идея применения сравнительно низкопрочной скорлупы грецких орехов заключалась в простоте их перемещения в нужное место, т.к скорлупа является плавучим материалом, а также в том, что под действием давления закрытия трещины скорлупа будет сжиматься а не размельчаться, и при использовании в небольших количествах образует каналы с неограниченной гидропроводностью для притока углеводородов в скважину. Данная концепция деформирующегося расклинивающего агента применяется сегодня для распределения точечной нагрузки с использованием материала с отвержденным смоляным покрытием, а компания BJ SERVICES в качестве облегченного расклинивающего агента использует скорлупу грецких орехов с отвержденным смоляным покрытием. Использование скорлупы грецких орехов в качестве расклинивающего материала было сравнительно недолгим по той причине, что подавляющее большинство трещин были вертикальными, и скорлупа грецких орехов в них, оставаясь на ►►

quality sand found in Southwest Texas and in the Rocky mountain area. Other than a quarry in England there have been no quarries located elsewhere in the world where sand has been found with the strength and roundness found in the Great lakes area of the US. The "Ottawa" quality sand (Figure 2) does have serious drawbacks when closure pressures exceed 5-6000 psi reducing the propping agent to dust. Historically, and to the present day, there has been an ongoing effort to produce man made proppant to replace sand or more importantly to supplement quarried siliceous material where the proppant lacks the strength to withstand high fracture closure pressures.

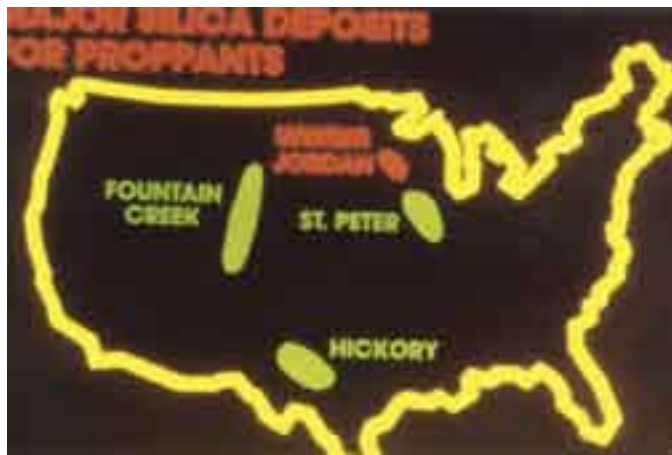


Рис. 1: Песчаные карьеры в США
Figure 1: Sand Quarries in the United States



Рис. 2: Песчаные частицы оттавского песка размером 20/40
Figure 2: 20/40 Ottawa Sand Particles

Over the nearly 50 years that hydraulic fracturing has been conducted virtually everything imaginable has been tried as a propping agent. In addition to the aforementioned river sand, one of the more interesting early day propping agents was particles of Walnut Halls. In the early days of hydraulic fracturing it was felt that all fractures propagated horizontally at bedding planes. The idea behind the soft Walnut hulls is that they would be easily transportable, i.e. they would float, and that under pressure of the closing fracture face they would compress rather than crush and used at low concentration would leave infinitely conductive flow paths for hydrocarbons to produce through. This concept of a deformable proppant is being used today in distributing point stress with resin coated proppant and BJ SERVICES COMPANY Services Company is in fact running a walnut hull proppant impregnated with resin as a light weight proppant. The use of Walnut hulls as a functional material was fairly short lived due to the fact that the vast majority of fractures were vertical and the walnut hulls would float and converge and with closure would create something akin to fiber board which has virtually no permeability. ►►

плав, скапливалась бы в одном месте и под давлением закрытия трещины образовывала бы нечто подобное древесноволокнистой плите с практически нулевой проницаемостью.

Стальная дробь, алюминиевые гранулы и высокопрочные стеклянные шарики также использовались в качестве расклинивающего агента. Стальную дробь было весьма трудно закачивать и перемещать в необходимое место. Алюминиевые гранулы были подвержены коррозии, и кроме того, закачать их также было не просто. Что касается высокопрочных стеклянных шариков, они в течение многих лет применялись в отрасли как единственный высокопрочный расклинивающий агент. В 1977 г. исследовательская группа отдела добычи компании ЭксонМобил (ExxonMobil) опубликовала информацию по проблемам, связанным со стеклянными шариками и предложила использовать гранулы из спеченного алюминиевого сплава. Почти моментально прекратилось использование высокопрочных стеклянных шариков, поставлявшихся компанией Юнион Карбайд (Union Carbide). Следует отметить, что при всех своих недостатках эти абсолютно круглые шарики все же успешно применялись в отрасли в течение определенного периода времени в работах по стимуляции скважин. Отмеченные специалистами ЭксонМобил недостатки относились к повышенной чувствительности к воздействию соленой воды, а также полному разрушению при воздействии чрезмерной точечной нагрузки в связи с тем, что использовавшиеся в качестве расклинивающего агента шарики имели абсолютно круглую форму. С 1977 г. началась эра алюминиевых гранул. Однако существовала проблема высокой стоимости этого материала с превосходными прочностными характеристиками, при том, что во многих случаях его применение в условиях, когда песок был неспособен выдержать давление закрытия трещины, было экономически необоснованно. Это привело к разработке и созданию расклинивающих материалов со средними уровнями прочности, которые представляли собой смесь алюминиевой руды и кремнезема. Материал имел промежуточный уровень прочности между оттавским песком и алюминиевыми гранулами. Вначале был создан только один промежуточный материал, однако со временем число таких материалов с промежуточной прочностью и различным размером частиц увеличилось. В это же время происходила разработка и внедрение других значительных новшеств в области расклинивающих агентов. Исследовательская группа отдела добычи компании ЭксонМобил проводила работы с полисульфоном пластика. Этот расклинивающий агент с удельным весом 1,25 закачивался в глубоко залегающий пласт Элленбергер, а также в глубокий интервал с высокой температурой, расположенные на юге штата Техас. Расклинивающий агент оказался неработоспособен при высоких забойных температурах, подвергся расплавлению и выносу из скважины. По иронии судьбы, сильно облегченный расклинивающий агент со свойствами, очень сходные с теми, которыми обладают применяемые сегодня облегченные расклинивающие агенты, закачивался в конце 60х и начале 70х гг. и перестал использоваться, поскольку предполагалось, что он пригоден только для скважин с высокой температурой.

Намного успешнее оказались начатые в 70х годах работы с использованием материала с отвержденным смоляным покрытием. Как полагали вначале, этот материал должен был применяться главным образом для предотвращения обратного выноса расклинивающего агента за счет использования эффекта отверждения смоляного покрытия после закачки песка в пласт, в результате чего формировалась плотная пачка расклинивающего агента. Расклинивающий агент с отверждаемым в пласте смоляным покрытием с большим успехом применялся и применяется для закачки в пласт с целью предотвращения обратного выноса расклинивающего материала. Отверждаемое смоляное покрытие применялось со всеми видами песка, а также расклинивающими агентами с керамическими и алюминиевыми гранулами. При первоначальных испытаниях расклинивающего ►►

Steel shot, Aluminum pellets and high strength glass beads were used as propping agents. The steel shot was extremely hard to pump and transport. The aluminum pellets were prone to corrosion and also difficult to pump. High strength glass beads were used for many years as the sole high strength propping agent in the industry. In 1977 ExxonMobil Production Research published papers on the problems with glass beads and proposed the use of sintered aluminum pellets termed bauxite. Almost overnight high strength glass beads which were supplied by Union Carbide ceased to be used. It should be noted that with their drawbacks these perfectly round beads did achieve good stimulation for several years in the industry. The drawbacks noted by ExxonMobil related to sensitivity to salt water and total destruction when failure occurred due to extreme point stress occurring due to the proppant's perfect roundness. After 1977 the age of Bauxite proppant began. The problem with Bauxite was the extreme cost of the product and there was a large area of closure pressures where sand would not work and something as strong and costly as bauxite was an overkill. This led to the development of intermediate strength products which in fact were a mixture of aluminum ore and silica. These products were in fact intermediate in strength working between the range of Ottawa sand and bauxite. Initially there was only one intermediate material but with time many products were offered with various strength and sieve size. During the same time frame there were other significant developments occurring in the area of proppant. ExxonMobil production research did some work with a plastic polysulfone proppant. This proppant which had a specific gravity of 1.25 was pumped into a deep Ellenberger formation and also into a deep high temperature zone in South Texas. It turned out that the proppant was not functional at the high bottom hole temperatures and in fact melted and was produced out of the wells. The significant part of this testing is that a very lightweight proppant with much the same properties of some of the light weight proppant of today was pumped in the late 60's and early 70's was dismissed due to the supposition that it would only have application in high temperature wells.

A much more successful work initiated in the 70's was resin coating of proppant. Initially it was felt that the major application for this material was to use it to control proppant flowback by allowing the resin to cure once the sand was in place thereby creating a consolidated proppant pack. There has been and continues to be a tremendous amount of success with "curable resin coated Proppant" pumped to control proppant flowback. The curable resin coating has been placed on every type of sand, ceramic proppant and bauxite proppant. It was noted in early testing of the curable resin coated proppant that significantly higher conductivities were seen compared to the same proppant without resin. It was theorized that the extra strength and conductivity shown by the resin coated material was due to distribution of point stress (**Figures 3 & 4**). There was also conjecture that the increased conductivity of the resin coated material was due to the coating tying up the inevitable fines created during crushing. I believe both of these characteristics are true and have led to an ongoing increase in resin coated proppant in the industry. Today there is a good deal of work that is hypothesizing that the enhanced conductivity of the proppant is due to the resin negating dissolution of the proppant due to contact with produced water during production. Irregardless of the reasons for success the phenomena of resin coated proppant has continued to grow with time. The use of "Precured" resins, particularly precured resin coated sand has literally exploded and the products have been in short supply due to heavy use with high oil and gas prices. The precured resin coated sand materials allow the use of a lower cost proppant up to closure pressures above 8,000 psi. A plethora of resin coated proppant names and applications have come forward from the resin coated sand suppliers. In most cases the various names relate to whether the proppant contains 2% or 4% resin, whether it is precured or curable, and in some case relates to a particular type of resin used on the proppant. One of the major reasons for the widespread use of the precured resin coated sand is there are significant numbers of wells with closure pressures on the proppant between 5,000 and 9,000 psi. The resin coated sand gives the operator a lower cost choice compared to ceramics. There is a great deal of controversy between the resin coated sand suppliers and the suppliers of the light weight ceramics as to which product is best. ►►

Выберите быстрый путь к увеличению притока

Керамические расклинивающие агенты компании Saint-Gobain обеспечивают значительно большее увеличение притока при высокой нагрузке по сравнению с аналогичными продуктами наших конкурентов, способствуя повышению дебита скважины и более эффективной ее эксплуатации. В отличие от облегченных расклинивающих агентов, которые быстро дробятся и размельчаются под действием нагрузки, высокопрочные расклинивающие материалы компании Saint-Gobain обеспечивают максимальную проницаемость и оптимальный уровень притока пластовых флюидов в сложных геологических условиях.

Облегченные расклинивающие агенты под действием нагрузок дробятся на небольшие фрагменты, перемещающиеся внутрь мелких каналов движения флюидов в пачке расклинивающего агента в трещине, что приводит к весьма существенному снижению проницаемости и уровня притока в скважину. По результатам лабораторных испытаний расклинивающий материал Interprop® производства компании Saint-Gobain показал значительно более низкий уровень образования мелких фрагментов, по сравнению с облегченными расклинивающими агентами наших конкурентов. При одинаковых условиях испытаний количество прошедших через сетчатый фильтр с минимальным диаметром ячеек частиц облегченного расклинивателя более чем в два раза превышало этот же показатель для Interprop.

Чтобы не попасть в пробку, выбирайте широкий путь к успеху в повышении эффективности гидроразрыва.

Saint-Gobain Proppants
St. Petersburg, Russia Office:
tel/fax +7 812 740 16 80

Corporate Headquarters:
5300 Gerber Road
Fort Smith, AR 72904
USA

tel +1 479 782 2001
fax +1 479 782 9984
www.proppants.saint-gobain.com

агента с отверждаемым в пласте смоляным покрытием была отмечена значительно более высокая интенсивность притока жидкости к забою скважины по сравнению с расклинивающим материалом без смоляного покрытия. Была выдвинута теория о том что повышенная прочность и интенсивность притока в материале со смоляным покрытием создавались благодаря распределению точечной нагрузки (**Рис. 3 и 4**). Была также выдвинута гипотеза о том, что повышенная интенсивность притока возникает благодаря тому, что покрытие связывает неизбежно возникающие при размельчении мелкие частицы. Автор настоящей статьи полагает, что обе эти гипотезы являются верными, и что они способствовали более интенсивному применению расклинивающего агента с отверждаемым смоляным покрытием в добывающей отрасли. Сегодня многие исследователи поддерживают гипотезу о том, что повышенная интенсивность притока возникает благодаря тому, что смоляное покрытие препятствует растворению расклинивающего агента при контакте с водой, содержащейся в пластовом флюиде. Вне зависимости от причины успеха, расклинивающий агент с отверждаемым смоляным покрытием находил со временем все более широкое применение при гидроразрывах. Объемы используемых расклинивающих агентов этого типа, в частности песка с отвержденным смоляным покрытием, увеличились во многие десятки раз, в результате чего возникла нехватка этих материалов на фоне возрастающей потребности в них в связи с высокими ценами на углеводородное сырье. Песок с отвержденным смоляным покрытием, имея сравнительно невысокую стоимость, хорошо зарекомендовал себя в условиях давления закрытия трещины до 8000 psi и даже более высоких. Поставщики расклинивающего агента с отверждаемым смоляным покрытием обеспечивают наличие на рынке достаточного количества этого материала для различных условий применения. В большинстве случаев различная маркировка этого материала отражает такую информацию, как содержит ли расклинивающий агент 2% или 4% смолы, является ли смоляное покрытие заранее отвержденным или отверждаемым в пласте, а в некоторых случаях также обозначает конкретный тип смолы, использованной для покрытия. Одной из основных причин широкого применения песка с отвержденным смоляным покрытием является наличие большого количества скважин с давлениями закрытия трещин с расклинивающим агентом в них от 5000 до 9000 psi. Песок со смоляным покрытием является более экономичным для использования по сравнению с керамическим расклинивающим агентом. Споры производителей песка со смоляным покрытием и облегченных керамических расклинивающих материалов по поводу того, чей продукт лучше, не прекращаются до сих пор.

Кратковременные и длительные испытания расклинивающих агентов

В начале 80х гг. стала применяться методика длительного испытания расклинивающего агента в пластовых условиях. В предшествующий этому период все методики испытания расклинивающего агента на интенсивность притока пластовой жидкости проводились просто воздействием на него давления закрытия трещины и пластовой температуры и измерением интенсивности притока в этих условиях. Было продемонстрировано наличие эффекта значительного ухудшения эффективной интенсивности притока со временем и под воздействием пластовой температуры. На **Рис. 5 и 6** показана существенная разница между результатами кратковременного и длительного испытаний расклинивающего агента на интенсивность притока. Использование результатов длительных испытаний обеспечивало более реалистичный подход при создании программ гидроразрыва. Длительное испытание предусматривает воздействие на расклинивающий агент забойной температуры и давления закрытия трещины в течение более 100 часов. Ухудшение свойств расклинивающего агента за пределами времени испытания хотя и продолжает уменьшаться, но приближается к асимптоте. ►►

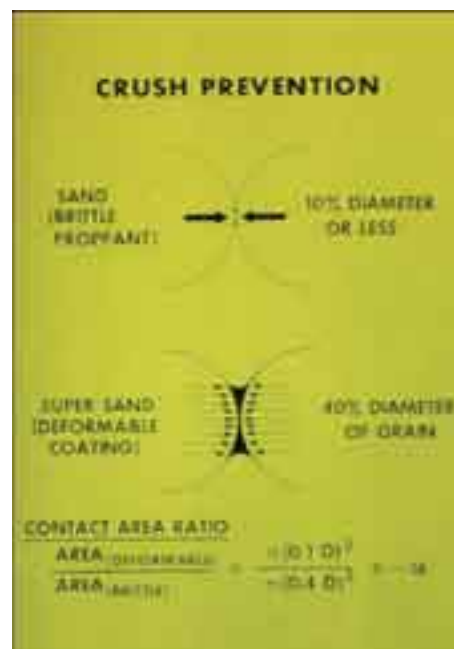


Рис. 1: Песчаные карьеры в США

Figure 1: Sand Quarries in the United States

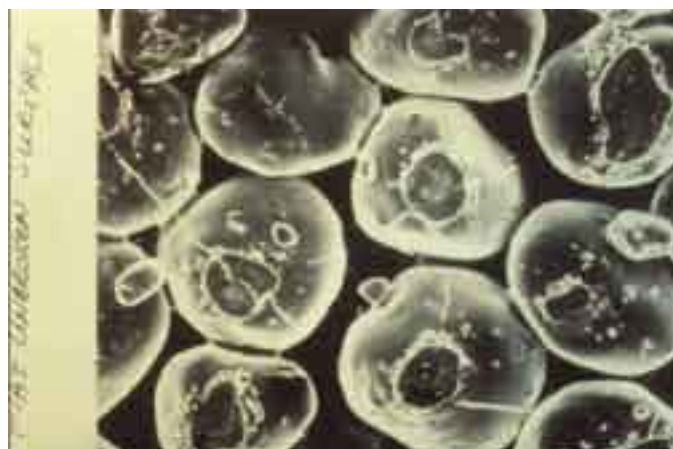


Рис. 4: Частицы песка с отверждаемым смоляным покрытием

Figure 4: Resin Coated Sand Particles

Short Term versus Long Term Testing of Proppant

Another development that occurred in the early 80's was the introduction of long term testing of proppant under in-situ conditions. Prior to the 80's all of the conductivity testing of proppant had been done by simply taking the proppant to a closure pressure and temperature and measuring the conductivity. It was demonstrated that there was significant deterioration of effective conductivity occurring with time and temperature. **Figures 5 and 6** demonstrate the significant difference between short term conductivity testing and long term testing data. The use of long term data has allowed a more realistic approach to fracture design. The long term test involves keeping the proppant at bottom hole temperature and closure pressure for in excess of 100 hours. The deterioration of the proppant although continuing to decrease typically appears to be approaching an asymptote after this period of time.

Selection of Propping Agents

For many years a standard way of selecting proppant was to find a proppant which would yield a dimensionless conductivity of greater than 10. This translates into having fracture permeability 50,000 times higher than the formation permeability. This selection process is flawed ►►

From AcFrac® . . .

HEXION™

Specialty Chemicals

Низкая Температура Высокая Продуктивность.

SiberProp™

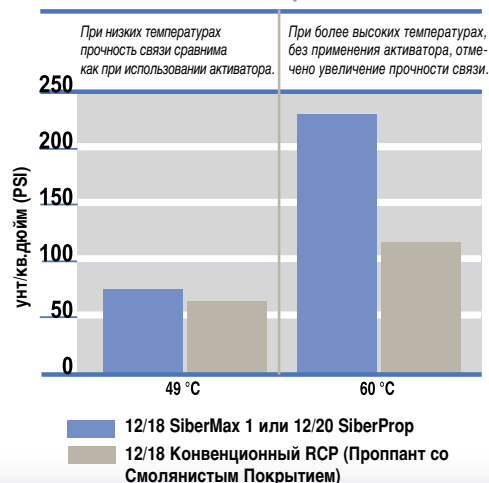
SiberMax™



Расклинивающие наполнители (проппант) SiberProp™ и SiberMax™ обеспечивают высокую прочность связи в разломе при очень низких забойных температурах без необходимости во внешних активаторах.

Oilfield Technology Group компании Hexion Specialty Chemicals представляет расклинивающие наполнители SiberProp™ и SiberMax™, созданные специально для применения в низкотемпературных разрывах пласта. Обеспечивая высокую прочность связи без использования внешнего активатора, SiberProp и SiberMax являются новейшими техническими достижениями нашей команды исследователей и разработчиков. Вам больше не нужно добавлять дополнительные химикаты, чтобы способствовать сцеплению проппанта при низких температурах. Вы выиграете благодаря меньшей химической обработке и взаимодействию жидкости для гидроразрыва, сохраняя при этом наивысшую проводимость скважинного разлома. Покрытия SiberProp (песочное) и SiberMax (керамическое) включают новейшую смоляную технологию, которая дает высокую прочность межзерновой связи, сохраняя при этом наши известные SB свойства (Stress to Bond / Напряжение для Связи).

ПРОЧНОСТЬ СЦЕПЛЕНИЯ



. . . to XRT™

The Oilfield Technology Group компании Hexion уже в течение более 25 лет остается лидером в области технологий гидравлического разрыва пласта.

Focused on Production. Quality You Can Trust.™

Hexion Specialty Chemicals
Oilfield Technology Group
Houston, TX USA
281.646.2800 • OilTG.com

Подбор расклинивающих агентов

В течение многих лет стандартный метод подбора расклинивающего агента предусматривал нахождение такого материала, гидропроводность которого в безразмерной трещине превышает 10. Это означает, что проницаемость трещины в 50 000 раз превышает проницаемость пласта. Этот метод выбора расклинивающего агента имеет два недостатка. Прежде всего, при гидроразрыве пласта с проницаемостью свыше 1 миллдарси почти невозможно подобрать расклинивающий агент достаточного размера или с достаточной гидропроводностью для достижения требуемого коэффициента гидропроводности 10. Это становится еще более проблематичным при гидроразрыве пласта с проницаемостью, выражающейся в микродарси. При использовании фактора гидропроводности в безразмерной трещине равном 10 при выборе расклинивающего агента, будет выбран материал очень плохого качества, например песок с размером зерен 40/70 меш для закачки на глубину 20 000 футов, проницаемость которого после закачки в пласт окажется недостаточной для притока пластовой жидкости через образовавшиеся трещины. Намного более подходящим способом выбора расклинивающего агента является использование минимального коэффициента гидропроводности расклинивающего агента в трещине в пластовых условиях для любых характеристик пласта. При расчете эффективной длины трещины автор этой статьи использует значение 1000 миллдарси в качестве максимально допустимого, основываясь на полученных от сервисных компаний и различных консорциумов результатах длительных испытаний. Эта величина 1000 миллдарси учитывает используемое автором снижение результатов длительных испытаний на 50%, принимая во внимание, что создаваемые трещины не похожи на ячейки API, по которым получают данные, испытаний. С таким уровнем эффективной гидропроводности можно добиться неплохих результатов при гидроразрыве в скважинах с пониженным пластовым давлением и избежать плохих результатов при гидроразрывах в зонах с более высокой проницаемостью. Данная величина 1000 миллдарси с коэффициентом потерь 50% довольно легко достигается в большинстве коллекторов, за исключением тех случаев, где давления закрытия трещин становятся чрезмерно высокими. К счастью, многие коллекторы с высоким давлением закрытия трещин подвержены высокому давлению со стороны вышележащих пластов, что позволяет компенсировать невозможность достижения величины 1000 миллдарси на больших глубинах. Следует отметить, что большое количество гидроразрывов было проведено на глубинах свыше 20 000 футов с применением расклинивающего материала из алюминиевых гранул и при этом достигалась максимальная величина проницаемости 1000 миллдарси.

Повреждение пачки расклинивающего агента из-за "остаточного геля"

Было много публикаций и обсуждений негативного эффекта гелевых добавок на гидропроводность пачки расклинивающего агента. Автор настоящей статьи полагает, что это негативное влияние в значительной степени сильно преувеличено. Сервисные компании разработали большой ассортимент реагентов для быстрого или постепенного разрушения гелей, которые применяются в объемах в 20 раз превышающих количество такого агента, в действительности необходимого для разрушения геля. В проводившихся нами гидроразрывах использовались гели поверхностно-активных веществ а также гидроразрывы в соседних скважинах с применением гелей с гуаросодержащими смолами была практически абсолютно незаметна разница как при кратковременной, так и при долговременной добыче. В отрасли проводились гидроразрывы с использованием 80-150 фунтов на 1000 галлонов полимера, при которых были получены очень хорошие результаты. Большая часть информации о "повреждении при воздействии геля" исходит из лабораторий, ссылающихся на снижение проницаемости при проникновении геля в матрицу. На самом деле, эффект такого вида повреждений чрезвычайно

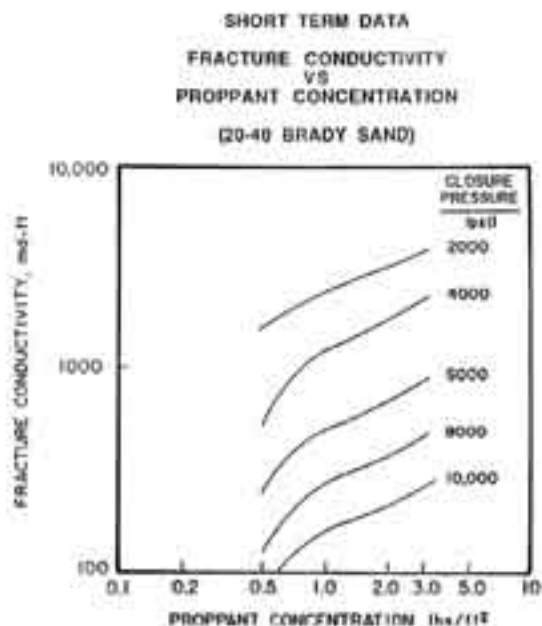


Рис. 5
Figure 5

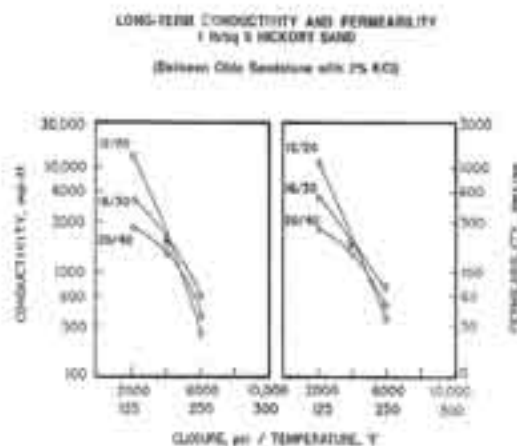


Рис. 6
Figure 6

from two aspects. First of all where one is treating formations with permeability greater than 1 millidarcy it is almost impossible to find proppant large enough or conductive enough to achieve the required factor of 10. An even more important consideration is where one is attempting to stimulate formations with microdarcy permeability. If one used the dimensionless conductivity number of 10 to select a proppant you would select a very poor proppant such as 40/70 sand to use at 20,000 feet, which would have insufficient in-situ perm to produce back the frac fluid. A much better mode of selecting proppant is to use minimum in-situ fracture conductivity for all applications. Using the long term data available from the service companies and various consortiums I use a 1000 millidarcy feet value as a cutoff for effective fracture length. This 1000 millidarcy number takes into account the fact that I decrease the long term data by 50% taking into account the fact that our created fractures do not resemble the API cells where the data is gathered. With this effective conductivity one can achieve stimulation in under pressured wells and will not hugely over design treatments in higher permeability zones. This 1000 millidarcy value with a 50% damage factor is fairly easy to achieve in most reservoirs until closures become extremely high. Thankfully

маленький, при условии создания качественной пакки расклинивающего агента с высокой гидропроводностью в соответствующей зоне. Следует учитывать негативное влияние толстой глинистой корки при использовании соответствующих мер по снижению водоотдачи, и предпринимать все усилия для создания качественной пакки расклинивающего агента в необходимой зоне. Опыт гидроразрывов в огромном количестве скважин не дает прямых свидетельств наличия проблемы негативного влияния гелей.

Настоящее и будущее исследований и разработок в области расклинивающих агентов

На основе достигнутого определенного успеха во вновь начавшемся применении сервисными компаниями облегченных расклинивающих агентов, почти все крупные сервисные компании в настоящее время готовы применять этот продукт. В большинстве случаев он применяется при гидроразрывах с использованием загустевшей воды, или в тех случаях, когда расклинивающий агент может быть закачан для формирования частичной однослойной пакки. Были отмечены хорошие результаты при использовании облегченного расклинивающего агента в коллекторах с естественной трещиноватостью, однако успех не был достигнут в тех случаях, когда продуктивный пласт представлял собой довольно большой толщины однородную матрицу. Вероятно, одним из самых больших препятствий на пути широкого применения плавучих частиц является необходимость обеспечения высококачественной доставки материала в нужную зону и не ограничивается формированием непроницаемой пакки.

В отрасли предлагаются для использования новые виды расклинивающих агентов различных диаметров, отличающихся от стандартных API. Эти искусственные материалы повсеместно применяются с большим успехом. По мнению автора этой статьи, необходимо пересмотреть спецификацию API, которая не указывает гидропроводность, а лишь распределение диаметров частиц. Расклинивающий агент очень плохого качества, в частности песок, очень хорошо соответствует спецификации API в отношении диаметра частиц, однако совершенно не обязательно покажет хорошую гидропроводность в трещине.

Проводилось много обсуждений относительно использования различного рода добавок в расклинивающий агент. Такие добавки могут включать ПАВ, разрушители гелей, ингибитор отложений и т.п. При высоких ценах на углеводороды существует реальная возможность того, что эти виды добавок могут найти реальное применение. В настоящее время они считаются хорошей, но относительно дорогой идеей. Необходима дополнительная работа для обнаружения песчаных карьеров с требуемым качеством песка в других регионах мира. Большую часть стоимости песка составляет его транспортировка и в значительном количестве пластов может применяться гидроразрыв с использованием песка высокого качества.

Заключение

Использование расклинивающих агентов в гидроразрывах является необходимостью. С 1947 г. была проделана большая работа, но предстоит еще много сделать в области совершенствования расклинивающих агентов и улучшения контроля качества и выбора расклинивающих агентов, основанном на достижении эффективной гидропроводности, а не устаревшей характеристики вроде размера частиц. В заключении я бы хотел выразить благодарность журналу ROGTEC за возможность публикации настоящей статьи.

Литература:

1. **SPE Paper No. 38611-MS: "Proppants? We Don't Need No Proppants"** D. N. Mehan, et al. ■

many of the high closure pressure reservoirs are geo-pressured which compensates for our inability to achieve the 1000 millidarcy value at great depths. It should be noted that many treatments have been accomplished at depths greater than 20,000 feet using bauxite and achieving the 1000 millidarcy feet cutoff.

Damage to the Proppant Pack due to "Gel Residue"

Much has been published and much more has been said about the adverse affects of gelling agent upon proppant pack conductivity. It is my opinion that these affects are very much overplayed. The service companies have developed a huge assortment of rapid and delayed release breakers which typically are run at more than 20 times the amount of breaker required to break the gel. We have run treatments where the latest surfactant gels were used with treatments containing guar gelling agents on offsets and saw absolutely no difference in either short or long term production. Historically there have been treatments which ran 80-150 pounds per 1000 gallons of polymer and excellent stimulation was achieved. Most of the data on "gel damage" has been generated in the laboratory relating to regained permeability damage due to invasion of gel into the matrix. In reality the affects of this type of damage are miniscule if one has properly placed high conductivity proppant packs across the zone of interest. One should be concerned about negation of thick filter cakes using proper fluid loss control and do everything possible to maintain perfect proppant transport during and after the frac treatment. Field experience on thousands of wells gives no real indication to support gel residue problems.

Present Day and Future Research and Developments in Propping Agents

Based upon some success with the reentry of light weight proppant into the service company product line virtually all of the major service companies are looking into this type of product. Most of the application is in "Waterfracs" or in applications where the proppant can be placed in a partial monolayer. We have seen success of the light weight proppant in naturally fractured reservoirs but have seen failures where the formation produces from a fairly thick homogenous matrix. Perhaps the biggest obstacle in widespread use of the buoyant particles is assuring proper placement and not ending up with an impermeable pack.

New types of proppant have come forth with variations on sieve size differing from standard API specifications. These man made materials have found wide spread success where they apply. I believe that we need to take a hard look at API specifications which do not specify conductivity but specify mesh size distribution. Very poor conductivity proppant, particularly sand, will fit nicely within API specifications of mesh size, but will not necessarily yield high conductivity fractures.

Much discussion has been forthcoming about incorporating various additives into the proppant. These additives could include surfactants, breakers, scale inhibitors etc. With higher priced hydrocarbons there is the real possibility that these types of additives may come to reality. Presently they are in the realm of good ideas but very expensive. More work needs to be done to find quarries of sand which exist in other parts of the world. The major cost of the sand used is transportation and a very high percentage of formations can be treated with high quality sand.

Summary

Propping agents are indeed a necessity in hydraulic fracturing. We have come a long way since 1947 but there is still a great deal to be done in the area of improved propping agents and better quality control and selection of proppants on effective conductivity and not on antiquated sieve specifications. I would like to thank ROGTEC for allowing me to publish this short paper in their publication.

References:

1. **SPE Paper No. 38611-MS: "Proppants? We Don't Need No Proppants"** D. N. Mehan, et al. ■