

Технология за круглым столом – Разрыв пласта

Technology Roundtable – Fracturing



Майкл Талисси
Michael Tulissi

Технический директор
Международного отдела компании
«Trican Well Service»

*International Technical Director for
Fracturing Services with Trican
Well Service*



Андрей Смаровозов
Andrey Smarovozov

Директор направления Pressure
Pumping в России и Каспийском
регионе (Маркетинг и развитие
бизнеса), Baker Hughes

*Director, Pressure Pumping, Russia
& Caspian (Marketing and BD),
Baker Hughes*



Кевин Маллен
Kevin Mullen

Старший инженер по
интенсификации производства в
компании «Шлюмберге» в России

*Senior Production Stimulation
Engineer for Schlumberger-Russia*



Кувшинов Игорь
Igor Kuvshinov

Главный технический
руководитель компании Halliburton
Senior Technical Leader,
Halliburton Company



Какие основные аспекты следует учитывать при проектировании и выполнении работ по гидравлическому разрыву пласта (ГРП)?

Майкл Талисси: Очень важно учитывать требуемую геометрию разрыва и проницаемость, а также оптимальный экономически эффективный дебит. Проект будет зависеть от точности данных относительно проницаемости пласта и давления, ясного понимания механических свойств породы, которые влияют на создание геометрии, а также текущие параметры состояния скважины, такие как параметры поврежденного и неповрежденного пласта.

Проект должен исключать ошибки и включать понимание процесса откачивания скважины до получения чистой нефти и взаимосвязь между длиной трещины гидроразрыва, заполненной проппантом и эффективной продуктивной длиной гидроразрыва, что на практике очень отличается. В этой связи, опытность операторов, комплексный

What are the most important aspects to consider when designing and implementing a frac job?

Michael Tulissi: It is most important to consider the desired fracture geometry and conductivity, as well as the optimum economic yield. The design will be dependent on accurate data concerning formation permeability and pressure, a clear understanding of rock mechanical properties that affect the created geometry, and current well conditions such as damaged and undamaged reservoir parameters.

The design must strive to eliminate failures and include an understanding of the fracture cleanup process, as well as the relationship between propped fracture length and the effective producing fracture length that are, in practice, very different. To this end, experienced operators, comprehensive Quality Control and reliable equipment are essential.

Andrey Smarovozov: When designing, the most critical aspects for accurate Frac design would be well readiness

контроль качества и надежное оборудование имеют важное значение.

Андрей Смаровозов: На стадии проектных работ, самыми ответственными аспектами для разработки детального дизайна гидравлического разрыва пласта является готовность скважины (т.е. состояние обсадной колонны и цементного камня), данные о пласте, включая механические свойства породы и пласта, а также параметры пластовых флюидов. Наличие достоверных данных значительно повышает точность дизайна, что способствует оптимизации обработки конкретной скважины. При выполнении работ по ГРП, одним из самых ответственных моментов является обеспечение гарантии и контроля качества, а также гибкость систем дозирования химреагентов с детальным контролем каждого параметра. При этом, чтобы добиться наилучших результатов, важны все виды планирования. Используемое оборудование должно быть гибким в применении каждого отдельного компонента жидкостной системы, что позволяет контролировать качество жидкости ГРП при минимальных издержках.

Кевин Маллен: Проектирование ГРП должно быть каждый раз таким же индивидуальным процессом, как один человек отличается от другого. Самым ответственным элементом планирования работ является учет всех характеристик скважины для определения оптимальной геометрии конкретной скважины с целью оптимизации добычи. Это включает определение местоположения разрыва, до какой степени может расти трещина ГРП и какое количество проппанта требуется для достижения необходимой проводимости. Простым примером является проектирование ГРП, который имеет достаточно большой размер (по массе и ширине), чтобы обеспечить эффективную добычу, но достаточно небольшим (по форме и объему), чтобы не допустить стимулирования близлежащих водных толщ.

Кувшинов Игорь: В общих чертах, наличие достаточного количества основных параметров породы и свойств коллектора позволяет определить геометрию разрыва. Некоторые операторы с готовностью принимают это и не желают выходить за пределы такого базового уровня. Однако, только подробный анализ данных в отношении механики породы, пластовой жидкости и соотношение между давлением, объемом и температурой (PVT) позволяет ответить на вопрос, будет ли конструкция забоя с гидроразрывом обладать достаточной проводимостью в долгосрочной перспективе для разработки залежи до намеченного уровня. Наиболее разумным подходом для оператора является полный анализ, т.к. в этом случае

(ie casing and cement condition), formation data, including rock properties, formation and fluids parameters. Having the reliable data would significantly increase the accuracy of the design, thus optimizing the individual treatment for the specific well. While executing a frac job, the most critical areas would be QA/QC control and the flexibility within the chemical additive system with each parameter being closely controlled. Saying that, I mean, that what's stated from the prospective of the desirable result must be executed the way it was planned. The equipment should be flexible to allow varying each of the individual components to keep the fluid system optimal and at minimal cost.

Kevin Mullen: A frac treatment design should be as individual as one person is to another. The most crucial element of designing a job is to take all well characteristics into consideration while determining the optimal geometry for that specific well to optimize production. This includes determination of where the fracture should be placed, to what extents the frac can grow, and how much proppant is required for adequate conductivity. A simple example is designing a frac that is large enough (by mass and width) to produce effectively, but small enough (by shape and volume) to avoid stimulation of nearby water layers.

Igor Kuvshinov: Having a sufficient amount of basic knowledge of the rock and reservoir properties allows you to solve the fracture geometry, general speaking. Some Operators readily accept this and do not want to go beyond this basic level. However only a detailed analysis of the data regarding the rock mechanics, reservoir fluid and PVT data allows you to solve the question whether the selected fractured completion will have sufficient long-term conductivity to produce the reservoir to the targeted degree. The wisest option for the Operator is to select the full analysis approach because of the increased return in the mid to long term.

Formation damage is one of the greatest dangers during a frac. How can you minimize the risk of formation damage during the job?

Michael Tulissi: Fracture treatments can result in two types of damage: damage to the formation itself and damage to the conductivity of the proppant within the fracture. Formation damage can be mitigated by proper compatibility testing of frac fluid/additives with formation rock and fluids, as well investigating suspected damage from previous treatments. Damage to the proppant conductivity can be minimized by reducing the amount of polymer based gel, using improved breaker technology, better post fracture clean-up procedures and the inclusion of nitrogen in fracturing fluids.

Andrey Smarovozov: There are several ways of minimizing fracturing fluid formation damage factor, (as well

увеличивается отдача в средне- и долгосрочной перспективе.

Повреждение пласта является одной из самых неприятных опасностей при гидроразрыве пласта. Как можно свести до минимума риск повреждения пласта при проведении работ?

Майкл Талисси: Операции по гидроразрыву пласта могут привести к двум типам повреждения пласта: повреждение самого пласта и повреждение проницаемости расклинивающего наполнителя в гидроразрыве. Повреждения пласта могут быть уменьшены надлежащим проведением проверки на совместимость жидкости ГРП/присадок с породой и флюидами пластов, а также исследований предполагаемых повреждений на основании предыдущих операций ГРП. Повреждение проницаемости расклинивающего наполнителя можно свести до минимума посредством сокращения количества полимерного геля на основании использования усовершенствованной технологии деструктуризации геля, улучшения мероприятий по очистке после ГРП и включения азота в жидкости гидроразрыва.

Андрей Смаровозов: Существует несколько способов сведения к минимуму фактора повреждения пласта жидкостью гидроразрыва: (так же, как и ниже приведенные, правильность подбора прочностных параметров пропанта является обязательным):

1. Системы с низкой загрузкой полимера (в частности, такая как QuadraFrac™ у BJS, которая позволяет снизить загрузку полимеров до 18-20 фунтов на галлон по сравнению с 30-35 фунтами на галлон) при сохранении жидкостью разрыва удерживающей способности пропанта.

2. Использование ферментных брейкеров (деструкторов), специфичных для полимеров (что позволяет повысить разрушение геля ГРП до 98% по сравнению с 30-40% в результате применения стандартных брейкеров-окислителей)

3. Безполимерные жидкости ГРП, не содержат полимеров, и поэтому теоретически неспособны привести к повреждению проницаемости на поверхности трещины ввиду образования «полимерной корки» при гидроразрыве. Здесь необходимо также контролировать химические процессы взаимодействия пласта с жидкостной системой ГРП.

4. Пенные жидкости гидроразрыва позволяют снизить общее количество полимеров, попадающих в трещину, что помогает при отработке скважины и ее запуске в работу. Однако, поскольку суммарное

as a proper stress proppant application is a must):

1. Low polymer loading systems (such as BJS's QuadraFrac™ which allows us to decrease polymer loading down to 18-20 ppg from 30-35ppg system) with similar proppant carrying capacities.

2. Application of polymer-specific enzyme breakers (this allows to the increase of frac gel break of up to 98% as opposed to an average of 30-40% in a normal guar-borate system with oxidizers as a breaker)

3. Polymer-free frac fluids, which contain no polymer make "filter cake" fracture damage theoretically impossible. Chemical processes of formations being affected by water should not be left out of consideration either and should be closely controlled.

4. Foamed fracturing fluids allow you to reduce the total amount of polymer left in the fracture, simultaneously helping the process of well clean-up and kick-off. However, since the volume of guar-borate fluid is reduced in foam (the remaining is nitrogen), maximum effective concentration of proppant in a fracture volume is limited.

Kevin Mullen: Formation damage can be extremely detrimental to well production, but these problems can be easily managed by proper pre-treatment analysis and design of the breaker package to degrade the frac fluid. To avoid any potentially irreversible problems, it is strongly recommended to test in the laboratory the interaction of formation fluids (oil and water), the fracture treatment fluid, and even wellbore fluids (such as work-over brine). If incompatibilities are observed, then the treatment fluid recipe must be adjusted with inhibitors to impede those effects. Testing against formation rock may not be practical, so a clay stabilizer should always be present in the recipe. Finally, an aggressive breaker package must be tested and included in the fluid design to minimize residual damage.

Igor Kuvshinov: The ability to provide best-in-class stimulation treatments comes not only from the total horsepower in delivering proppants downhole, but from an educated knowledge of the overall picture, allowing you anticipate problems and successfully engineer ways around them in order to target long-term fracture conductivity.

The best way to minimize the risk of damage during the job is to design a fracture target conductivity based on all relevant data, while tailoring frac fluid and ensuring complete frac clean out shortly after the well is in production. Knowledgeable service companies work over every aspect influencing the conductivity of the final fracture, including chemicals, materials, placement techniques, etc. in order to ensure success.



TRICAN

WELL SERVICE

ТРАЙКАН ВЕЛЛ СЕРВИС

Предоставляет инновационные инженерные решения для увеличения продуктивности нефтегазовых скважин.

- Гидроразрыв пласта
- Кислотные ГРП и кислотные обработки
- Освоение скважин азотом
- Услуги ГНКТ
- Цементирование обсадных колонн, РИРы

Заказчики Трайкан Велл Сервис - крупнейшие нефтегазодобывающие компании на территории Российской Федерации и Казахстана: ТНК-ВР, Роснефть, Русснефть, Газпромнефть, ЛУКОЙл, Казмунайгаз и др.

Представительства компании

Россия:

г. Нижневартовск

ул. Северная, 39, строение 34
тел.: (3466) 40-60-85, 47-05-90
факс: (3466) 47-06-01

г. Москва

1-ый Волоколамский проезд, дом 10, строение 10
тел.: (495) 982-39-43

Республика Казахстан

г. Кызылорда

4 Укрупненный квартал, 1, офис 3
тел.: (3242) 26-16-23
факс: (3242) 27-77-88

TRICAN WELL SERVICE

Provides innovative engineering solutions to enhance the production of oil & gas wells.

- Fracturing
- Acidizing
- Well completion with nitrogen
- Coil services
- Primary & Remedial casing cementing, Squeezes

The Customers of Trican Well Service are the largest oil companies of Russia and Kazakhstan: TNK-BP, Rosneft, Russneft, Gazpromneft, LUKoil, Kazmunaigaz and others.

Representative offices:

Russia:

Nizhnevartovsk

Severnaya street 39, building 34
tel: (3466) 40-60-85, 47-05-90
fax: (3466) 47-06-01

Moscow

1st Volokolamsky ride, building 10\10
tel: (495) 982-39-43

The Republic of Kazakhstan

Kyzylorda

The 4th aggregated block. building 1, office 3
tel: (3242) 26-16-23
fax: (3242) 27-77-88

количество гуарово-боратной жидкости в пене значительно снижено (остальное – азот), максимальная эффективная концентрация пропанта в трещине ограничена.

Кевин Маллен: Повреждение пласта может причинить значительный вред коллекторским свойствам продуктивного пласта, однако эти проблемы могут быть легко управляемы посредством проведения надлежащего предварительно анализа и ГРП и дизайна деструкторов для лучшей очистки трещины от жидкости разрыва. Чтобы не допустить потенциально необратимых проблем, настоятельно рекомендуется провести испытания в лаборатории на предмет взаимодействия пластовых жидкостей (нефти и воды), жидкости гидроразрыва и жидкости глушения. В случае обнаружения несовместимости, состав жидкости ГРП должен быть отрегулирован ингибиторами для устранения этих эффектов. Испытание на совместимость с керновым материалом может быть трудноосуществимым, поэтому реагент, предотвращающий набухание глин, должен всегда присутствовать в составе. Наконец, агрессивная концентрации деструкторов должна быть протестирована и предусмотрена в дизайне ГРП для минимизации загрязнения трещины.

Кувшинов Игорь: Способность предоставления лучшей в своем классе обработки пласта для интенсификации притока не только в наличии мощностей для закачки пропанта на забой, но в понимании всей картины, позволяющей предвидеть проблемы и успешно находить способы их предотвращения для достижения долгосрочной проницаемости после разрыва.

Лучшим способом сведения риска повреждения к минимуму во время проведения подобных работ является проектирование целевой проницаемости трещины, основанное на всех имеющихся данных, наряду с настройкой рецептуры жидкости для ГРП и обеспечении полной очистки трещины вскоре после начала эксплуатации скважины. Компетентные нефтесервисные компании прорабатывают каждый аспект, влияющий на проводимость целевой трещины, включая химические составы, материалы, методы размещения обработки и т.д. для обеспечения успеха.

Имеете ли Вы новые технологии, которые в настоящее время внедряются на нефтяных промыслах в России?

Майкл Талисси: Компания «Trican» является техническим лидером в области гидроинжиниринга, а клиенты компании по всему миру получают выгоду от наших новаторских решений. Такие решения в России включают:

- » Система многоступенчатого ГРП (селективный

Do you have any new technologies which are being deployed in the Russian oilfield?

Michael Tulissi: Trican is a technical leader in the pressure pumping industry and customers worldwide are benefiting from these innovations. In Russia, these include:

- » Multistage Frac System (Selective fracturing of horizontal wellbores)
- » IsoJet (Selective fracturing using jet perforation through coiled tubing)*
- » DRA-2 (Delayed Release Acid Breaker)
- » WCA-1 (Relative Permeability Modifier for water conformance)
- » SI-3 (Scale inhibitor pumped during fracturing operations to reduce scale build up and pump damage due to deposits)
- » Stratum Frac (Ultra low polymer fracture fluid providing superior shear stability and proppant carrying capacity)*
- » PropLock (Proppant Flowback control)
- » Various fracturing fluids including Nitrogen

These products were developed in Russia to address local requirements.

Andrey Smarovozov: With BJ being part of Baker Hughes now, the following technologies of theirs are planned for use in Russia:

- » QuadraFrac™ low polymer loading system is going through field trial tests.
- » Polymer-specific HPHT enzyme breakers can be widely implemented.
- » Polymer free frac fluid system - AquaStar™ (surfactants system) was delivered to the country and is planned for a field trial.

Kevin Mullen: As one of our core values, Schlumberger understands the value and importance of technology. And we are exceedingly proud of the manpower and funding we annually put into research. In Russia, at different points over the last 6 years, we've brought several frac technologies including FiberFRAC*, foamed frac fluids, and AbrasiFRAC*; these focus on frac geometry and operational efficiency. In the next few years, as multi-stage fracturing in horizontal wellbores gains in popularity, StageFRAC* will become a more common fixture in the market. But we are most excited by a revolutionary new technology coming soon! Look for HiWAY* to be rolled out this fall season!

Igor Kuvshinov: Halliburton's Pin-Point Stimulation group of technologies for multi-stage fracturing combine well with known technologies such as hydra-jet perforating, fracturing and coil tubing to achieve precision placement with full fracturing technologies that significantly reduced completion time. Some of these technologies (CobraMax, Surgifrac and DeltaStim Completion) have been deployed in the Russian oilfields since 2004.

- гидроразрыв горизонтальных стволов скважин)
- » IsoJet (селективный гидроразрыв с использованием кумулятивной перфорации гибких НКТ)*
 - » DRA-2 (Реагент для разложения кислоты с замедленным высвобождением)
 - » WCA-1 (Модификатор относительной проницаемости (на соответствие воды техническим требованиям)
 - » SI-3 (Ингибитор образования отложений закачивается во время проведения операций ГРП с целью уменьшения образования отложений и повреждений насосов вследствие образования отложений)
 - » Пластовый ГРП (Жидкость ГРП с низкомолекулярным полимером, обеспечивая высокое сопротивление сдвигу и взвешивающую способность жидкости разрыва)*
 - » PropLock (Контроль обратного притока жидкости разрыва - проппанта)
 - » Различные жидкости разрыва, включая азот
- » Эти продукты были разработаны в России для удовлетворения требований местного рынка.

Андрей Смаровозов: После слияния компании BJ с Baker Hughes, следующие технологии ГРП планируются к использованию в России:

- » Низкополимерная система ГРП QuadraFrac™

Waterfracturing is incorporated as one of efficient proppant placement technologies but has not been deployed in Russia operations yet. In order to promote long-term conductivity and reduce proppant diagenesis phenomena, Conductivity Endurance and Monoprop technologies can be deployed.

To what extent are open hole multi-stage frac jobs being carried out in Russia?

Michael Tulissi: Though still in developmental stages in Russia, the application of open hole multi-stage frac technology will certainly increase as horizontal well lengths increase, and the average permeability of the targeted formations decreases. In these cases, the technology will also improve the economic advantage of horizontal wells relative to traditional vertical completions. Trican has extensive experience in open hole multi-stage fracturing and is prepared to expand operations of this nature into each of its geographic regions.

Andrey Smarovozov: Several common technologies for open hole multi fracturing were tested as field trials. The technologies are more or less similar and are represented, for instance by: BJS (DirectStim™), Baker Hughes (Frac-Point™).

Kevin Mullen: This completion method has yet to take firm root in Russia at this point, but there has been



Компания «Бейкер Хьюз» расширяет свои возможности

Недавняя покупка компанией «Бейкер Хьюз» компании «Биджей Сервисиз» явилась естественным и логичным процессом по расширению сфер деятельности компании «Бейкер Хьюз» на мировом рынке нефтесервисных услуг.

Теперь компания «Бейкер Хьюз» расширяет спектр своих возможностей такими направлениями деятельности, как борьба с выбросами и авариями, гидроразрыв пласта, кислотные обработки, цементации, борьба с выносом песка из пласта, операции с ГНКТ, азотом, фильтрование жидкостей заканчивания новых и существующих нефтяных и газовых скважин, ремонтные работы на эксплуатационном фонде скважин и др.

Учитывая огромный международный опыт компании «Биджей Сервисиз» в области интенсификации работы скважин, у компании «Бейкер Хьюз» появляются огромные возможности применения новейших запатентованных технологических разработок, что позволяет решать самые сложные задачи, стоящие перед нашими заказчиками.

проходит полевые испытания.

- » Широкое применение нашли ферментные брейкеры для условий высоких температур и давлений.
- » Безполимерная система жидкости ГРП - AquaStar™ (на основе поверхностно-активных веществ) была доставлена в страну и планируется для проведения полевых испытаний.

Кевин Маллен: Как одна из основных наших ценностей, технологии имеют особенную важность в «Шлюмберге». Мы очень гордимся своими специалистами и ежегодным финансированием в исследования. В России, на различных этапах в течение 6 лет, мы внедрили несколько технологий гидроразрыва, включая FiberFRAC*, пенные жидкости ГРП и AbrasiFRAC*; где основное внимание уделяется геометрии ГРП и эффективности эксплуатации скважин. В последующие несколько лет, по мере повышения популярности многоступенчатого ГРП в горизонтальных стволах скважин, технология StageFRAC* найдет более широкое применение на рынке. Но, самое интересное впереди – мы очень ждем скорого появления новой революционной технологии! Этой осенью ждите выхода HiWAY*!

Кувшинов Игорь: Ряд технологий точной интенсификации притока (Pin-Point Stimulation) компании Halliburton, используемых для многоступенчатого ГРП объединяют хорошо известные технологии, такие как гидропескоструйное перфорирование, ГРП и гибкие НКТ для достижения точного расположения трещин с помощью технологий полного ГРП, значительно сокращающих время строительства скважин. Некоторые из данных технологий (CobraMax, Surgifrac и DeltaStim Completion) используются в российском нефтепромысле с 2004 года. Водяной ГРП используется в качестве одной из эффективных технологий распределения расклинивающего наполнителя, которая еще не была внедрена в России. Для долгосрочной проницаемости и уменьшения феномена диагенеза пропанта внедряются технологии Conductivity Endurance и Monoprop.

Насколько широко в России проводятся работы по многоступенчатому гидроразрыву необсаженных скважин?

Майкл Талисси: Хотя эти методы все еще на стадиях развития в России в настоящее время, применение технологии многоступенчатого ГРП необсаженных скважин, конечно же, будет набирать обороты по мере увеличения горизонтальной длины скважин и сокращения средней проницаемости пластов. В таких случаях, экономические преимущества горизонтальных скважин относительно традиционного вертикального оснащения скважин будут повышены на основании

significant interest in the technique of late. Several operating companies are just beginning to trial multi-stage fracturing, and I suspect that others are eager to follow. The trick behind this technique is to effectively segment off the horizontal section to allow for control over the fracture initiation point. Current completion strategy in Russia (commonly slotted liners) does not allow for control over frac placement. So in order for multi-stage fracturing to take off, completion designs will need to be altered significantly.

Igor Kuvshinov: The application of open hole multi stage frac operations are still in their infancy in Russia. However there is a growing interest among the major producers to open hole multi stage frac technology. You could reflect that the reason for this is that growing demand is making low permeability assets profitable. Several of the above mentioned technologies have been trialed and accepted for wider implementation.

Post frac analysis can readily identify whether the frac job has been a success. What is the level of uptake of post analysis in the region? (What would need to change in order to improve this?)

Michael Tulissi: Post frac analysis is performed to evaluate a treatment and help design the next one. It refers to the analysis of the fracture treating pressure and the obtained production rate, and are both performed routinely. However, this method can be unreliable as the results are not unique. More accurate analyses, such as flow and build up or pressure transient analysis, are performed quite infrequently. These latter tests are time consuming and require an interruption of the wells production, making them less desirable. To improve broad acceptance of post frac analysis, a desire to design, execute and evaluate fracturing treatments in a holistic way rather than as independent processes is required.

Andrey Smarovozov: One of the objective factors of a successful frac operation is a post-frac production and its match with the designed pos-frac production rate. Although all the largest Operators in Russia conduct post-frac analysis (and in some special cases it's actually a must) the extent of post fracture analysis could have and should have been larger. Further more, to improve and optimize a frac job a data frac is conducted prior to the main frac treatment with post data frac analysis on location followed by the main frac schedule adjustment.

Kevin Mullen: It is Schlumberger's policy here in Russia to make an individual post-frac analysis on 100% of wells in which we perform a propped fracturing treatment. We do net pressure matching to validate the fracture geometry which we've created, and together with the pre-treatment calibration test data, we're able to improve upon our fluid and rock modeling in subsequent job designs. Pressure matching does provide a reasonably good assessment of actual fracture geometry, but the accuracy can be improved through analysis of either bottom-hole pressure

технологии. Компания «Trican» имеет богатый опыт по многоступенчатому ГРП необсаженных скважин и готова расширять свою деятельность в этой области во всех географических регионах.

Андрей Смаровозов: Несколько известных технологий по многоступенчатому гидроразрыву необсаженных скважин испытывались промышленно. Эти технологии в той или иной степени схожи и представлены, в частности у BJS технологией DirectStim™, у Baker Hughes - FracPoint™.

Кевин Маллен: На настоящий момент этому методу оснащения скважин еще предстоит пустить сильные корни в России, хотя уже в последнее время появился значительный интерес к этой технологии. Несколько компаний-разработчиков только что начинают пробовать технологию многоступенчатого ГРП, и я подозреваю, что есть компании, которые уже готовы следовать этому примеру. Характерной особенностью этой технологии является оригинальное решение по эффективному отделению горизонтального сегмента секции, чтобы иметь контроль над точкой инициирования гидроразрыва пласта. Методы, используемые в России в настоящее время по оснащению скважин (обычно хвостовик с щелевидными отверстиями) не позволяют контролировать расположение гидроразрыва. Поэтому, чтобы перейти к многоступенчатому гидроразрыву, необходимо провести серьезные изменения в конструктивной схеме оснащения скважин.

Кувшинов Игорь: Применение работ по многоступенчатому ГРП необсаженных скважин в России до сих пор находится на начальной стадии. Однако интерес к технологии многоступенчатого ГРП необсаженных скважин среди крупных нефтепромышленных компаний растет. Можно предположить, что причиной этому служит то, что растущий спрос обуславливает прибыльность ресурсов с низкой проницаемостью. Несколько из вышеупомянутых технологий были опробованы и приняты для широкого применения.

На основании геофизических исследований, проведенных после гидроразрыва пласта, можно свободно определить успешность выполнения работ по гидроразрыву. Насколько широко освоено использование и понимание таких исследований в регионе? (Что следует изменить для улучшения этого направления?)

Майкл Талисси: Геофизические исследования после ГРП выполняются с целью оценки ГРП и сбора информации для усовершенствования процесса проведения последующего ГРП. К такой информации относятся параметры давления обработки разрыва и полученного дебита скважины, анализы по которым

data or by direct measurement of fracture height using our SonFracMap* service.

Igor Kuvshinov: Post frac analysis in Russia is not yet receiving sufficient attention yet. Despite of significant advances in region in achieving understanding of fracture geometry the improvement is needed. That is especially true for those companies who decide to make step change in understanding fracture geometry for purposes of generating efficient oilfield-wide reservoir fracture assisted drainage system, with the aim of maximizing hydrocarbon production.

With the above target in mind, it is very important to utilize the best available modeling practices to identify the response of the rocks and resulting geometry at an early stage of field development. The pressure matching approach that is currently used alone is not sufficient for throughout analysis. Pre-treatment specialized diagnostic pumping and microseismic fracture mapping are well recognized techniques, and are mandatory for correct fracture geometry analysis. The long-term performance of fractures should be much easier to forecast when analysis is completed utilizing above data.

Waterfracturing is not being fully implemented in Russia as yet. As the region develops it's shale gas reserves do you think this technology will be utilised in the region? What benefits will it bring over the current solutions?

Michael Tulissi: Waterfracturing is a low cost, virtually non-damaging method of fracturing wells where only low fracture conductivity is required. In the Russian region, few reservoirs are currently being developed with permeability that is low enough to benefit from waterfracturing. We expect that as very low permeability shale reservoirs begin to be exploited, this technology will become better utilized.

Andrey Smarovozov: That is correct, since CBM or tight gas formations are not being developed in Russia, slick water fracturing or fracturing with Light Weight Proppants application are not used in Russia for now. The benefits these technologies could bring would be minimized fracture surface damage with maximal reservoir fluids reserves being evolved into production. That means conventional type of fractures opening hydraulically additional reservoir areas at longer distances from wellbore with minimal residual formation damage.

Kevin Mullen: Different reservoirs require different characteristics for their hydraulic propped fracture. The shape and size of any propped frac is exclusively dependant on the fluid and rock properties of the reservoir. For the low-mid permeability oil formations typically targeted today, the current techniques are preferable. If exploiting shale reserves become prevalent, then high-rate water fracturing might also become more popular in Russia. But the main question that any operator and service company needs to first ask themselves before deciding is "what

проводятся в рабочем порядке постоянно. Однако, этот метод может оказаться ненадежным, так как результаты не однозначны. Более точные анализы, такие как анализ потока и возрастание давления или метод кривых восстановления давления, проводятся довольно редко. Последние анализы занимают много времени и требуют остановки работы скважины, что не делает их привлекательными для операторов. Чтобы повысить широкую приемлемость геофизических исследований скважин после ГРП, необходимо желание проектировать, проводить и оценивать операции ГРП во всеобъемлющих масштабах, а не отдельным независимым процессом.

Андрей Смаровозов: Одним из объективных факторов успешности проведенного ГРП является дебит скважины после ГРП и соответствие его расчетным параметрам и хотя все крупные операторы в России проводят геофизические исследования после ГРП в большей или меньшей степени (на самом деле проведение таких исследований является даже обязательным для определенных условий), хотелось бы видеть большего распространения подобного рода исследований. Кроме того, с целью улучшения и оптимизации работ по ГРП вначале проводится Data Frac (информационный ГРП малого объема для получения данных о пласте), после чего проводится его анализ (на месте) и, только после этого, происходит согласование графика проведения работ основного ГРП.

Кевин Маллен: Здесь в России в «Шлюмберге» проведение оценки геометрии трещины после ГРП является обязательной процедурой на 100% скважин. Мы проводим подбор полезного давления для подтверждения правильности геометрии созданного гидроразрыва, и на основании данных калибровочного испытания предварительной обработки мы имеем возможность усовершенствовать моделирование жидкости и породы в наших последующих проектных работах. Подбор давления действительно предоставляет достаточно хорошую оценку фактической геометрии гидроразрыва, а точность может быть повышена на основании анализа данных забойного давления или прямого замера высоты гидроразрыва, используя нашу услугу SonFracMap*.

Кувшинов Игорь: Анализ по окончании выполнения работ по ГРП еще не получил достаточного внимания в России. Несмотря на значительное продвижение в понимании геометрии ГРП в регионе, необходимы дальнейшие улучшения. Это в особенности касается тех компаний, которые стремятся сделать большой шаг к пониманию геометрии ГРП в целях создания эффективной дренирующей системы на основе

geometry can this technique provide, and how much does that directly affect the well's production?"

Igor Kuvshinov: Waterfracturing could definitely improve results in shale development in Russia. Some of the major benefits of this technology would be the distribution of propping agents and the use of low-damaging fluid. The benefits could be more visible for gas reservoirs, however oil reservoirs will see improved production as well. This is however true for any new technology introduced.

Michael Tulissi

International Technical Director – Fracturing,
Trican Well Services

Michael Tulissi is currently the International Technical Director for Fracturing Services with Trican Well Service. After graduating in 1994 from the University of Calgary, Canada with a degree in Chemical Engineering (with Distinction), Michael began work in the fracturing industry in Canada and held several operational and engineering positions before joining Trican Well Service in 1999. In 2004 he transferred to Russia with Trican (then Newco Well Service) as a fracturing technical specialist and worked in several locations in Kazakhstan and Russia until 2009 when he assumed his current role.

Andrey Smarovozov

Director, Pressure Pumping, Russia Caspian
(Marketing and BD), Baker Hughes

Sep-09 – till now: Director, Pressure Pumping, Russia overseas & strategic projects

Sep-08 – Sep-09: Director, Business Development, Russian International Accounts

Feb-08 – Sep-08: Director Business Development, BH Russia

Apr-07 – Feb-08: Account Manager (Corporate) / SAM for Rosneft

Educational background:

Gubkin State University of Oil&Gas (Petroleum Engineering), 1995 Moscow State University of International Affairs (petroleum finance), 2005

Kevin Mullen

Senior Production Stimulation Engineer for
Schlumberger-Russia

After graduating with a B.S. degree in chemical engineering from Worcester Polytechnic Institute (USA), he has spent the past 10 years in the oilfield industry, all with Schlumberger. He began with 2 years of field work in south Texas (USA), performing hydraulic fracture treatments on High-Temperature / High-Pressure gas wells. Since then, Kevin has spent the past 8 years in Russia working on a wide variety of reservoirs and well types, where he specializes in proppant fracturing and matrix acidizing. He has held numerous positions as

скважин с ГРП для всей территории месторождения, направленной на максимизацию извлечения углеводородов.

Для достижения вышеуказанной цели очень важно использовать наиболее продвинутые из имеющихся технологий моделирования для определения реакции пород и последующей геометрии трещин ещё на ранней стадии разработки месторождения. Используемый в настоящее время метод моделирования по давлению обработки сам по себе не является достаточным для полного анализа. Специализированная диагностическая закачка, осуществляемая в рамках предварительной обработки, и микросейсмическое районирование ГРП являются широко признанными методами, необходимыми для точного анализа геометрии ГРП. Прогнозирование долгосрочной отдачи трещин ГРП будет наиболее точным при использовании вышеуказанных данных.

Метод ГРП с использованием воды пока еще не нашел широкое применение в России. Думаете ли Вы, что эта технология найдет применение в регионе по мере расширения разработок с пластами сланцевых газов? Какие преимущества эта технология имеет по сравнению с решениями, используемыми в настоящее время?

Майкл Талисси: Метод гидравлического разрыва пласта с использованием воды не требует больших затрат и практически исключает повреждение пласта, где требуется только низкая проницаемость разлома. В настоящее время в России разрабатываются несколько нефтяных коллекторов с проницаемостью, которая достаточно низка, чтобы там можно было выгодно использовать ГРП с применением воды. Мы предполагаем, что по мере увеличения разработок глинистых низкопроницаемых коллекторов, эта технология будет находить все большее применение.

Андрей Смаровозов: Вы правы, так как в России не ведутся разработки угольного метана и газа в плотных породах, ГРП на основе базового геля или ГРП с применением расклинивающего агента низкой плотности (проппанта), на настоящий момент в России не используются. Преимущества, предлагаемые этими технологиями, заключаются в сведении до минимума повреждения поверхности трещины при максимальном увеличении дебита продуктивного пласта. Это означает, проведение традиционных видов ГРП с гидравлическим открытием дополнительных объемов пласта на более удаленном расстоянии от ствола скважины при минимальном остаточном повреждении пласта.

Кевин Маллен: Различным пластам требуются различные параметры трещин при гидравлическом разрыве. Форма и размер трещины гидроразрыва, заполненной проппантом, будет зависеть от свойств

his career has advanced in complexity and job scope covering progressively larger territories, including District Technical Engineer (Khanty-Mansiysk, Nizhnevartovsk), Geo-Market Technical Engineer (South-Russia), and Area Production Stimulation Engineer (Russia). Kevin's current job focus is on field-based production evaluation and optimization projects.

Igor Kuvshinov

Senior Technical Leader, Halliburton Company

After graduating Novosibirsk State University in 1993 he worked in the areas of Production Engineering and Workover Operations. In 1997 he joined Halliburton Russia as Stimulation Field Engineer. For two years (2005 – 2007) he worked in Denver, USA in the Halliburton Asset Team (Rocky Mountains area) dealing with Stimulation and Well Intervention operations in Unconventional reservoirs. Currently Igor is leading New Technology Group in the Production Enhancement department of Halliburton International Inc, dealing with Production Enhancement and Well intervention aspects of oil and gas field service operations, including Stimulation, Sand Control, Fluid Conformance and Production Optimization.

пластовой жидкости и породы. Для нефтяных пластов с низким и средним коэффициентом проницаемости предпочитают технологии, используемые в настоящее время. Если запасы глинистых пород станут широко доступными, то ГРП с использованием воды и высоких скоростей закачки могут также приобрести большую популярность в России. Однако, основной вопрос, который должен себе задать в первую очередь каждая нефтяная и каждая сервисная компания перед принятием решения - это «какую геометрию может обеспечить эта технология, и как это скажется на дебите скважины?».

Кувшинов Игорь: Метод ГРП с использованием воды, несомненно, может повысить отдачу при разработке глинистых сланцев в России. Некоторыми из главных преимуществ данной технологии являются распределение расклинивающих наполнителей и использование состава ГРП, вызывающего незначительные повреждения проводимости. Преимущества становятся еще более очевидными в случае с газовыми месторождениями, хотя добыча нефтяных месторождений также повышается.

Майкл Талисси

Технический директор Международного отдела компании «Trican Well Service»

В настоящее время Майкл Талисси является Техническим директором Международного отдела компании «Trican Well Service», предоставляющего услуги ГРП. После окончания с отличием химико-технологического факультета Университета в Калгари, Канаде в 1994 году, Майкл начал работать в отрасли ГРП в Канаде, где занимал различные должности по эксплуатации и проектированию технологического оборудования, прежде чем в 1999 году начал работать в «Trican Well Service». В 2004 году он перевелся работать в «Trican» в России (в то время это была компания «Newco Well Service») в качестве технического специалиста ГРП и проработал на нескольких площадках в Казахстане и России до 2009 года, где и принял на себя обязательства по своей текущей должности.

Андрей Смаровозов

Директор направления Pressure Pumping в России и Каспийском регионе (Маркетинг и развитие бизнеса),
Baker Hughes

В настоящее время работает в компании Baker Hughes (три с половиной года):

Сен -09 – до настоящего времени: Директор, насосное оборудование, работающее под давлением, Россия за рубежом и стратегические проекты

Сен-08 – Сен-09: Директор, Коммерческое развитие, Российские международные счета

Фев-08 – Сен -08: Директор коммерческого развития, ВН-Россия

Апр-07 – Фев-08: Руководитель группы по работе с корпоративными клиентами / Старший руководитель группы по работе с клиентами «РОСНЕФТИ»

Образование: Губкинский государственный университет нефти и газа (промышленный факультет), 1995 год

Московский государственный университет международных отношений (МГИМО, финансы нефтяной промышленности), 2005 год

Кевин Маллен

Старший инженер по интенсификации производства в компании «Шлюмберге» в России

В настоящее время Кевин занимает пост Старшего инженера по интенсификации производства в компании «Шлюмберге» в России. После окончания химико-технологического факультета Вустерского

политехнического института в США и получения степени Бакалавра наук, он провел последние 10 лет в нефтедобывающей промышленности, в компании «Шлюмберге». Он начал свою карьеру проработав 2 года на нефтяных промыслах на юге Техаса (США), выполняя операции по гидравлическому разрыву пласта на газовых скважинах высокой температуры и высокого давления. После этого, Кевин провел 8 лет в России, работая на месторождениях и скважинах всевозможного типа, где специализировался на гидроразрывах пласта с проппантом и структурной кислотной обработке. За годы своей работы он занимал множество постов, постоянно повышая квалификацию по мере усложнения ответственности и увеличения объема работ и территорий, включая должность ответственного Технического инженера района (Ханты-Мансийск, Нижневартовск), Технического инженера «Гео-Маркет» (юг России) и Главного инженера по интенсификации производства (Россия). Основное направление работы Кевина в настоящее время – оценка промыслового производства и проекты оптимизации.

Кувшинов Игорь

Главный технический руководитель компании Halliburton

Главный технический руководитель компании Halliburton. После окончания Новосибирского государственного университета в 1993 году работал в области технологии производства и операций по увеличению экономической эффективности скважин. В 1997 году он пришел в российское представительство компании Halliburton в качестве инженера по эксплуатации в области повышения продуктивности. На протяжении двух лет (2005-2007 гг.) он работал в Денвере, США, в Halliburton Asset Team (район Скалистых гор), занимаясь интенсификацией притока и ГТМ на нетрадиционных месторождениях. В настоящее время Игорь руководит группой, занимающейся новыми технологиями в рамках Отдела увеличения добычи компании Halliburton International Inc по вопросам увеличения добычи и ГТМ, и работе по обслуживанию месторождений нефти и газа, включая стимулирование, борьбу с песком, соответствие жидкостей техническим требованиям и оптимизацию добычи.