

SPE-163926-MS

Разобращение интервалов волоконно- армированными проппантными пробками при многостадийном ГРП с использованием гидропескоструйной перфорации на ГНКТ в боковых горизонтальных стволах

Fiber-Enhanced Proppant Plugs Ensure Zonal Isolation During Multistage Coiled Tubing Abrasive Perforation and Stimulation in Horizontal Sidetracks

А.А. ПОТРЯСОВ, В.Н. КОВАЛЕВ, ООО «Лукойл – Западная Сибирь»
К.В. БУРДИН, М.В. ОПАРИН, А.Р. АДИЛ, М.А. ПОПОВ, В.Н. КЛИМЕНКО,
П.В. БРАВКОВ, А.А. КЛЮБИН, М.И. НОВИКОВ, «Шлюмберже»

A.A. POTRYASOV, V.N. KOVALEV, LLC "LUKOIL - Western
Siberia" and K.V. BURDIN, M.V. OPARIN, A.R. ADIL,
M.A. POPOV, V.N. KLIMENKO, P.V. BRAVKOV,
A.A. KLYUBIN, M.I. NOVIKOV, Schlumberger

ОБЗОР

Горизонтальное бурение и многостадийный гидроразрыв пласта (ГРП) становятся все более распространенными операциями в разработке низкопроницаемых нефтеносных пластов на месторождениях Западной Сибири. С использованием этих технологий на сегодняшний день были закончены более 100 скважин, результаты работ были успешными с точки зрения перспектив добычи и других показателей. Большинство операций проводили во вновь пробуренных скважинах, где было возможно устанавливать пакеры в открытом стволе и фрак-порты для разобращения интервалов ГРП. Концепция многоступенчатого ГРП была также воплощена на старых участках давно разрабатываемых месторождений, где резка бокового ствола была главным способом увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН). Традиционное забуривание боковых стволов связано с риском недостижения достаточного уровня добычи в пластах с низкой проницаемостью – даже после проведения обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ).

ABSTRACT

Horizontal drilling and multistage fracturing completions are becoming widespread practices in the development of Western Siberia's low-permeability oil fields. More than 100 wells have been completed to date – with success from both operational and production perspectives. The majority of applications were applied in newly drilled wells, where it is possible to install openhole packers and frac ports for isolating fracture stages. The concept of multistage fracturing was transferred to old areas of brownfields, where sidetracks drilling was the main method of increasing oil recovery. Traditional sidetracks were associated with risks of production underachievement in low-permeability environments – even after stimulation treatments.

The ability to drill sidetracks with a considerable horizontal section, and stimulating them with several fracturing stages would improve production significantly. However, slim wellbores of sidetracks

Copyright 2013, Society of Petroleum Engineers

This paper was prepared for presentation at the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 26–27 March 2013.

This paper was selected for presentation by an SPE program committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper have not been reviewed by the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material does not necessarily reflect any position of the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper without the written consent of the Society of Petroleum Engineers is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words; illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of SPE copyright.



Значительное увеличение добычи достигается бурением боковых стволов с большим горизонтальным участком и последующим проведением нескольких этапов ГРП. Однако небольшой внутренний диаметр боковых стволов скважин существенно ограничивает возможность выбора способов заканчивания, и в этом случае использование гидropескоструйной перфорации (ГПП) на гибкой насосно-компрессорной трубе (ГНКТ) становится оптимальным вариантом при проведении многоступенчатого ГРП. Одной из основных задач в этом процессе является разобщение интервалов ГРП. Для повышения устойчивости суспензии частиц проппанта, что способствует созданию наиболее эффективной, однородной пробки, был применен волоконно-армированный проппант.

Этим методом была недавно закончена первая скважина. Были проведены три стадии ГРП с ГПП на ГНКТ и вводом волоконно-армированного проппанта в конце первых двух стадий ГРП. В обоих случаях надежная изоляция была достигнута с первого раза. После проведения всех трех стадий ГРП выполнена нормализация забоя с последующим освоением скважины азотом. Добыча нефти превысила ожидаемую на 30%.

Многостадийный ГРП в боковом горизонтальном стволе скважины, законченной цементированным хвостовиком, с использованием ГПП на ГНКТ и волоконно-армированных проппантных пробок для временной гидроизоляции интервалов ГРП продемонстрировал свою уникальную ценность, являясь единственно возможным решением для данных условий. В статье описаны процесс принятия решений, методика оптимального выбора скважин-кандидатов, примеры применения технологии и вынесенные уроки.

ВВЕДЕНИЕ

Основной проблемой юрских и неокомских образований является низкая проницаемость и высокая неоднородность. В этом случае ГРП становится необходимым для экономически выгодной разработки месторождения. Также известна практика добывающих компаний проводить забуривание боковых стволов на скважинах, где извлечение углеводородов из основного ствола становится невозможным или экономически невыгодным. Подобные боковые стволы обычно имеют весьма сильное отклонение от вертикали и высокий темп набора кривизны в интервале коллектора и закончены цементированным хвостовиком диаметром 4,5 или 4 дюйма (114 или 102 мм). На них часто успешно проводят ГРП после кумулятивной перфорации на НКТ.

Исторически сложилось так, что технологии ГРП на месторождениях Когалыма развиваются в сторону закачки большего объема жидкости большей чистоты с повышением надежности размещения проппанта с целью увеличения эффективности и экономической рентабельности обработки. В последние годы горизонтальное бурение и многостадийный ГРП стали играть важную роль в стратегии разработки:

significantly restrict completion option choice and abrasive perforating via coiled tubing (CT) becomes a universal enabler for multistage fracturing treatments. One of the greatest challenges in such a process is isolation between the stages. Fiber-enhanced proppant plugs were used for better proppant grains suspension, which sets the plug in the most efficient, homogeneous way.

The first well was recently completed with this method. Three stages of fracturing stimulation were performed with CT abrasive perforation; fiber-enhanced proppant plugs were placed at the tail-in of the first two fractures. In both of the fractures, reliable isolation was achieved at first attempt. After all three stages were placed, wellbore cleanout with CT was performed, followed by nitrogen kickoff. Oil production has exceeded expectation by 30%.

Multistage fracture (MSF) stimulation in the horizontal section of a sidetrack well completed with cemented liner with the utilization of abrasive perforating and fiber-enhanced proppant plugs has demonstrated unique value, as it is the only effective solution currently available for these conditions. The decision-making and candidate-selection processes, execution and lessons learned are described.

INTRODUCTION

Main challenges of the Jurassic and Neocomian formations are low permeability and high heterogeneity. Hydraulic fracturing becomes a requirement to make a well economical. At the same time it is common to drill sidetracks as a remedial action after the producing interval becomes not reachable or not economical to produce. Thus these laterals usually have quite a high deviation and dog leg severity in the range of the reservoir and are completed with cemented liner 4.5" or 4". These wells are often successfully treated with fracturing after Tubing Conveyed Perforating [TCP].

Historically, hydraulic fracturing in Kogalym area oil fields was developing towards bigger size treatments with cleaner fracturing fluids and better reliability in proppant placement with a goal to improve efficiency and economics. In the recent years, horizontal (HZ) drilling and multistage fracturing [MSF] took an important role in development strategy; Kogalym fields have been holding leading position in Russia in HZ multistage stimulation.

Along with HZ drilling of new wells completed with MSF completion system (utilizing open hole packers and ball operated fracture port jewellery) introduction of MSF in horizontal sidetracked laterals for already developed areas does increase oil recovery ratio.

Successfully conducted for the first time in Russia a unique technology of abrasive jet perforation and

месторождения Когалыма заняли лидирующие позиции в России по применению многостадийного ГРП.

Как и в случае бурения новых горизонтальных скважин с уже ставшим традиционным заканчиванием многостадийным ГРП с помощью компоновок с пакерами в открытом стволе и фрак-портами с шаровым толкателем, многостадийный ГРП на боковых горизонтальных стволах на уже разработанных участках также увеличивает КИН.

В статье описывается первое применение в России в 2012 году уникальной технологии ГПП и многостадийного ГРП в боковом горизонтальном стволе скважины, законченной цементированным хвостовиком. Данная технология заключается в проведении определенного количества операций ГПП через ГНКТ с последующим ГРП. Технология позволяет использовать обычные цементуемые хвостовики, исключая необходимость в дорогой системе заканчивания с пакерами в открытом стволе и фрак-портами с шаровым толкателем.

Пилотный проект реализован западносибирскими нефтяниками на Тевлинско-Русскинском месторождении. Сегодня уже введены в эксплуатацию шесть скважин, освоенных по данной технологии на Повховском, Нонг-Еганском, Тевлинско-Русскинском и Урьевском месторождениях.

Многостадийный ГРП в скважине с горизонтальным боковым стволом, обсаженной зацементированным хвостовиком, с использованием ГПП и разобщением интервалов волоконно-армированными пропантными пробками является уникальной технологией, так как на данный момент это единственный метод на рынке многостадийных ГРП, применимый для боковых стволов с хвостовиками диаметром 4 или 4,5 дюйма (102 или 114 мм).

На конец 2012 года по данной технологии уже закончено 11 скважин и работы продолжают.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР, ССЫЛКИ НА ПРЕДЫДУЩИЕ СТАТЬИ

В условиях ухудшения коллекторских свойств (уменьшение эффективной мощности пласта, понижение проницаемости) вертикальные скважины даже после ГРП имеют недостаточный дебит нефти. Обратившись к опыту нефтяных и газовых компаний США и Канады, где в последние годы наблюдается значительный рост количества операций по гидроразрыву пласта, можно видеть массовый переход от бурения вертикального к горизонтальному. Технология многостадийного ГРП на горизонтальных стволах зарекомендовала себя как наиболее экономически выгодная для большинства западных месторождений сланцевого газа и нефти, где проницаемость варьируется от 100 нанодарси до 100 микродарси, что, однако, на несколько порядков ниже, чем в низкопроницаемых песчаниках Западной Сибири. За последние годы нарабатан определенный набор технологических решений по эффективной стимуляции пластов в подобных геологических условиях. Методы многостадийного ГРП получили массовое

MSF in horizontal lateral completed with cemented liner was performed in 2012 and described in this paper. This technology includes designed number of coiled tubing [CT] abrasive jet perforations followed by hydraulic fracturing stages. This technology allows the use of conventionally cemented liners thus avoiding costly openhole packers and ball seat fracture port jewellery.

The pilot project was implemented in the western Siberian oil field Tevlinsko-Russkinskoye. Today, six wells are already put into production after implementing of that technology in Povkhovskoye, Nong-Egan, Tevlinsko-Russkinskoye and Urevskom fields.

The process of MSF in horizontal laterals is a unique technology that includes abrasive jet perforation and isolation of treated interval with fiber-enhanced sand plugs. In MSF market that process is the only effective one that is applicable for sidetracked wells completed with 4" and 4.5" cased liner.

At the end of 2012 that technology has already proved itself on eleven completed wells and work is carried on.

LITERATURE OVERVIEW, LINKS TO PREVIOUS ARTICLES

In the face of deteriorating reservoir properties (decrease of net pay zones, reduced permeability) vertical wells even after fracturing have insufficient oil production. Referring to the experience of oil and gas companies in the U.S. and Canada, where in recent years has seen a significant increase of hydraulic fracturing operation, a massive shift from vertical to horizontal drilling can be observed. MSF technology in horizontal laterals has established itself as the most cost-effective for most western shale oil and gas formations, where the permeability varies from 100 nano-Darcy to 100 micro-Darcy, but that is several orders lower than in low-permeability sandstones of Western Siberia. Over the past few years a number of technological solutions for effective stimulation of such reservoirs were developed. MSF techniques have been massively distributed in Russia only since 2011. Certainly a later development of these technologies has occurred for several reasons among the main of which are the following:

1. A sufficient number of fields with high permeability reservoirs.
2. High production rate increase after the single hydraulic fracturing.
3. Lack of inexpensive and reliable MSF completions applicable for 5 3/4" casing, which is the common completion size for majority of wells in Russia. Thus, 3" MSF completion interconnected with 4" liner found a market in Russia. The technology



распространение в России лишь в 2011 году. Безусловно, такое позднее развитие данных технологий произошло по ряду причин, основные из которых следующие:

1. Достаточное количество месторождений с высокой проницаемостью коллекторов.
2. Высокие приросты добычи при проведении одиночных ГРП.
3. Отсутствие на рынке технологий МГРП недорогих и надежных компоновок для спуска через эксплуатационную колонну (ЭК) диаметром 5¼ дюйма (146 мм) – наиболее распространенный размер для большинства скважин в России.

Таким образом, на рынке МГРП в России образовалась технологическая ниша, когда компоновки МГРП диаметром 3 дюйма (76 мм) соединялись с хвостовиком диаметром 4 дюйма (102 мм). Технология, рассматриваемая в данной работе, была естественным ответом на потребности рынка. В ней, в отличие от МГРП, нет необходимости в вырезании фрак-портов, активируемых шарами, после ГРП, а также проще возобновление добычи на скважине.

Как пишут А. Юдин и др. (2011), технология ГПП для проведения МГРП в России начала активно применяться с 2008 года. Первоначально технологическое решение такой комбинации ГНКТ и ГРП предполагало операции через обсадную колонну для вертикальных скважин, избавляя от необходимости спуско-подъемных операций НКТ и пакера, что явилось исключением из стандартных требований Ростехнадзора. Такие операции стали возможны благодаря использованию 3-дюймового абразивного перфоратора и обсадке скважины колонной усиленной прочности (марки «Е»). Естественно, решение о применении данной технологии необходимо было принимать до спуска обсадной колонны в скважину, и это налагало определенные ограничения.

С каждым годом, наряду с бурением новых скважин, растет и количество зарезок боковых стволов (ЗБС), которые в совокупности с несколькими стадиями ГРП в многопластовых залежах позволяют эффективно повышать добычу запасов нефти. Как было сказано ранее, новые многопластовые скважины-кандидаты под «ускоренный» способ заканчивания многопластовых скважин с абразивным ГРП должны быть оборудованы ЭК повышенной прочности (марка «Е»). Однако зарезка боковых стволов производится в основном из скважин действующего фонда, уже оборудованных стандартной ЭК марки «Д». Это потребовало модификации технологии абразивного ГРП. Поэтому для хвостовиков внешним диаметром 4 или 4,5 дюйма (102 или 114 мм) был подобран специальный компактный перфоратор диаметром 2,125 дюйма (54 мм), который может быть оборудован тремя форсунками (фазировка 120°) диаметром 0,125 или 0,141 дюйма (3,2 или 3,8 мм).

Чтобы существенно расширить круг многопластовых скважин-кандидатов на ускоренный способ заканчивания, в 2010 году был осуществлен новый подход к одновременной работе флотов ГНКТ и ГРП, названный «Through Tubing» (ТТ) — «через НКТ». При этом подходе

considered in this paper, was a natural response to the market needs. The technology is beneficial versus MSF completion – it eliminates the need to mill out ball activated fracture port sleeves following fracture treatments and makes it easier to bring a well back to production.

According to Yudin et al, 2011 abrasive jet perforation technology for multilayer fracturing in Russia has been actively applied since 2008 on vertical and subvertical wells. An original technological solution combining CT and fracturing proposed working through the casing of vertical wells, thus eliminating the need of tubing and packer, would contradict the standard requirements of Russian Technical Supervisory Authority (RosTehNadzor). Such operations became possible thanks to the 3-inch abrasive gun and high strength well casing string (grade “E”). The decision to use the technology should be made before well completion, as it would cause certain limitations.

Every year, in addition to the drilling of new wells, the number of sidetracked laterals is growing. Supplemented with several stages of fracturing in multilayer deposits they can effectively increase the production of oil. As has been stated earlier, new multilayer wells candidate for a "fast" way of abrasively perforated completion should be equipped with high strength casing (grade "E"). However sidetracking mainly is made on producing wells, which are already equipped with the standard casing (grade "D"). This challenge required modification of abrasive fracturing technology. Therefore, for the liner with an outer diameter [OD] of 4" or 4.5" a special compact abrasive gun of an OD 2.125" was selected, which can be equipped with three nozzles (phasing 120°) Ø 0.125" or Ø 0.141".

In order to significantly increase the number of multilayer candidate wells under a "fast" way of completion in 2010, a new approach to the simultaneous operation using coiled tubing and hydraulic fracturing called Through Tubing (TT) was developed. The method involves performing similar operations abrasive perforating and fracturing, with the only difference that they are now made through the tubing and a special packer, installed only once on all layers. Latest technological solution was the most effective in multilayer wells with simultaneous operations and enabled the development of technological procedures applicable for sidetracked horizontal completions.

THE INTRODUCTION AND FIRST STEPS OF MSF

For the MSF operations in sidetracked horizontal wellbores the following technological problems have been resolved:

1. Quality assurance of the isolation of liner-borehole

аналогично выполняются абразивная резка и ГРП с той разницей, что теперь они проводятся через колонну НКТ и специальный пакер, устанавливаемый лишь единожды над всеми пластами. Последнее технологическое решение оказалось наиболее эффективным для многопластовых скважин с одновременной эксплуатацией и дало возможность разработки технологической процедуры для боковых стволов с горизонтальным заканчиванием.

ВНЕДРЕНИЕ И ПЕРВЫЕ ШАГИ МГРП

При планировании операции по МГРП в боковых горизонтальных стволах были решены следующие технологические задачи:

1. Обеспечение качества разобщения заколонного пространства хвостовика между стадиями ГРП.
2. Обеспечение качественного вскрытия и сообщения с продуктивным пластом.
3. Разобщение интервалов ГРП внутри хвостовика.

В отличие от традиционных пакерных систем заканчивания, первая задача абразивного МГРП потребовала обеспечить качественное цементирование хвостовика. Учитывая, что материнская колонна имеет диаметр 5¾ дюйма (146 мм) и минимальный внутренний диаметр 5 дюймов (126 мм), максимальный размер долота составит 4⅞ дюйма (124 мм), и при спуске хвостовика диаметром 4 дюйма (102 мм) зазор между номинальным открытым стволом и хвостовиком составит не более ¼–1⅞ дюйма (20–28 мм), что не позволяет выполнить качественное цементирование в горизонтальном хвостовике. В таких относительно узких зазорах невозможно выполнить основные мероприятия по обеспечению качества цементирования, а именно:

1. Удалить буровой шлам и фильтрационную корку.
2. Равномерно вытеснить буровой раствор и минимизировать смешение с цементным раствором.
3. Обеспечить качественное центрирование хвостовика.

Помимо сложностей с цементированием, узкий зазор может сильно осложнить спуск хвостовика в горизонтальный ствол значительной протяженности. Для увеличения номинального диаметра ствола был применен гидравлический активируемый расширитель открытого ствола, и диаметр открытого ствола был увеличен до 5½ дюйма (140 мм). Увеличение диаметра ствола скважины понижает эквивалентную плотность циркуляции бурового раствора, что повышает качество промывки, облегчает спуск колонны и увеличивает толщину цементного кольца. Для обеспечения наилучшего центрирования хвостовика применялись центраторы ПЦ 102/122 пружинного типа с периодичностью в 50 м.

Успешность цементирования хвостовика зависит от полного замещения бурового раствора. Для этого были проведены следующие мероприятия:

1. Произведен подбор буферной жидкости для разделения цементного раствора и бурового раствора.
2. Проведено компьютерное моделирование процесса замещения бурового раствора.
3. На основе моделирования были даны рекомендации

- annulus between the fracturing stages;
2. Ensure good communication with producing formation;
3. Isolating of treated intervals inside the lateral.

In contrast to conventional packer completions, the first challenge of abrasive MSF is a provision of high quality liner cementing. Given that the casing diameter of the main bore is 5 3/4" with a minimum internal diameter of 5" (maximum bit size 4 7/8"), 4" side track liner would give an annular gap between nominal open hole and liner of no more than 1/4"–1 1/8", which does not allow to provide high-quality cementing of horizontal lateral. In such wellbore geometry set up ensuring good quality of cement, is almost impossible because good cementing practices such as:

1. Remove cuttings and filter cake;
2. Evenly displace mud and minimize mud mixing with cement;
3. Provide good liner stand-off;

In addition to the difficulties in cementing, the small annular gap can significantly complicate liner running/landing issues. To increase the nominal borehole size hydraulically activated open hole reamer was used, where the open hole diameter has been increased to 5 1/2". Increasing the diameter of the borehole lowers the equivalent circulating density of the drilling fluid (ECD), which improves the quality of wellbore clean out, easy running of the casing and increases the thickness of the cement sheet. For the best centralization of casing collars spring type centralizers were used 50 m (~150 ft) spacing.

Successful execution of liner cementing is based on the full drilling mud replacement. To ensure this process, the following was done:

1. A spacer fluid to separate cement slurry and drilling mud was designed.
2. Drilling mud replacement was simulated using a wellbore cementing software package.
3. The rheological properties of drilling mud and cement were optimized based on the simulations provided.

It was also important to advise correct cement composition to provide successful cementing. For horizontal liners following requirements were taken into account:

1. High stability cementing slurry;
2. Optimal rheology for drilling mud replacement;
3. Low fluid loss (<50 ml/30 min by API);
4. Optimal thickening and setting time to ensure safe operation.

To meet the second challenge (ensuring good communication with producing formation) abrasive jet perforation method was used. Through a special CT bottomhole assembly (BHA) with nozzles faced aside abrasive material is injected at high pressure.

по центрированию и реологическим параметрам буферной жидкости и цементного раствора.

Основным фактором качественного цементирования является рецептура цементного раствора. Для цементирования горизонтальных хвостовиков были учтены следующие требования:

1. Высокая седиментационная устойчивость цементного раствора – водоотстой равен 0 мл.
2. Оптимальная реология для замещения бурового раствора.
3. Низкая водоотдача (<50 мл/30 мин по АНИ).
4. Оптимальные сроки загустевания и схватывания для обеспечения безопасного проведения работ.

Для решения второй задачи, а именно качественного вскрытия и обеспечения сообщения с продуктивным пластом, применялась перфорация гидropескоструйным методом через специальную компоновку низа гибкой трубы с форсунками с закачкой абразивного материала под высоким давлением. Скорость струи и ее абразивное воздействие приводит к образованию отверстия в ЭК и каверны в породе непосредственно за ЭК и цементным камнем. Метод абразивной перфорации применяется уже более семидесяти лет, и его преимущества многократно описывались в предыдущих исследованиях (М. Остерхут (1961), Ф. Питтман и др. (1961), Дж. Кобетт (1991), Т. Дотсон и др. (2009)).

При проведении операций по ГРП со стороны Ростехнадзора предъявляется требование к изоляции эксплуатационной колонны от высоких давлений. Данное требование обеспечивается применением НКТ с пакером, который устанавливается в интервале выше крепления хвостовика бокового ствола.

Основным требованием к пакеру является большой проходной диаметр для беспрепятственного спуска перфорационной КНК на ГНКТ в необходимую зону. Сама компоновка низа колонны ГНКТ должна не только свободно проходить пакер и достигать необходимой глубины, но также и эффективно перфорировать хвостовик, цементный камень и материнскую породу. Комплект КНК ГНКТ представлен на рисунке 1. Подобный опыт проведения ГРП после абразивной резки через НКТ был также ранее описан Д. Шульцем и др. (2007), где были продемонстрированы успешность метода и его преимущества по сравнению со спуском перфораторов на НКТ. Абразивный ГРП через НКТ применялся и ранее для многостадийных ГРП в горизонтальных стволах, подобный опыт был описан, например, Т. Итибрутом и др. (2010).

До промысловых испытаний на базе сервисной компании были проведены стендовые испытания (рисунок 2), включавшие два моделирующих теста с тем, чтобы оценить



Рисунок 1 – Компоновка низа колонны (КНК). КНК состоит из внешнего коннектора (2 1/4 дюйма (57 мм)), механического разъединителя (2 1/8 дюйма (54 мм)), перфоратора (2 1/8 дюйма (54 мм)), обратного клапана (2 1/8 дюйма (54 мм)) и полнопроходной насадки (2 1/8 дюйма (54 мм)).

Figure 1 – BHA photograph and schematic. The BHA consists of an external CT connector (2 1/4"), a mechanical disconnect (2 1/8"), Abrasive jet assembly with nozzles (2 1/8"), centralizer, reverse check valve (2 1/8"), and a bull-nose (2 1/8")

The velocity of the jet and its abrasive effect creates holes in the production liner and a cavity in the rock directly behind the liner and cement. Abrasive perforation used for more than seventy years and its benefits were published in previous studies (Oosterhout, M., 1961, Pittman, F., et al, 1961, Kobett, J., 1991, Dotson, T. et al, 2009).

According to Russian Technical Supervisory Authority (RosTekhNadzor) during hydraulic fracturing operations it is required to isolate the production string from high pressures. This requirement is fulfilled using tubing with a packer that is set right above the liner hanger.

The main requirement for the packer is a big inside diameter for smooth running of CT abrasive jetting BHA to the zone of interest. CT BHA must not only pass freely through packer and reach the desired depth, but at the same time effectively perforate the lateral liner, cement shield and the adjacent rock. Full CT BHA is shown in Figure 1.

Similar experience of CT abrasive perforating through tubing was also previously described by D. Schultz et al, 2007, where it was demonstrated the success of the method and its advantages

compared with perforator run on tubing. The same

качество ГПП (ГПП) компактного перфоратора диаметром 2½ дюйма (54 мм) в горизонтальных хвостовиках диаметром 4 или 4,5 дюйма (102 или 114 мм).

Тесты проводились по сценарию, уже описанному А. Юдиным и др. (2011). По окончании стендовых испытаний были получены отверстия высокого качества, что подтверждает возможность проведения подобных операций описанным выше набором инструментов.

Немаловажным является тот факт, что проведение работ в боковых стволах, обсаженных хвостовиками диаметром 4 или 4,5 дюйма (102 или 114 мм), протестировано и на колонне ГНКТ внешним диаметром 1,5 дюйма (38 мм), которыми оборудовано большинство установок ГНКТ в регионе. Это позволяет задействовать флот ГНКТ как в работах по освоению после ГРП стандартным способом, так и в работах с ГПП через ГНКТ, что обеспечивает бóльшую загрузку оборудования. Хотя предпочтительнее остается ГНКТ диаметром 1,75 дюйма (44 мм), т.к. при применении меньшей трубы значительно вырастают давления закачки, как это видно из таблицы 1.

Никакого специального устьевого оборудования не требуется. Монтаж ПВО ГНКТ или нагнетательных линий ГРП ведется прямо на задвижку ГРП; на время ГРП труба ГНКТ поднимается выше линии закачки ГРП.

Одним из основных требований для проведения абразивной резки через ГНКТ является правильный выбор расхода жидкости, который опирается на количество и диаметр форсунок, установленных в гидропескоструйном перфораторе. Существуют форсунки трех диаметров: 0,125; 0,141 и 0,188 дюйма (3,2, 3,6 и 4,8 мм). Для формирования правильной геометрии режущей струи необходимо обеспечить достаточный перепад давлений на форсунке 2500 фунт/дюйм² (170 атм). Он достигается при закачке 0,5, 0,7 или 1,25 барр./мин (80, 110 или 200 лит/мин) для указанных типов форсунок соответственно.

Таблица 1 – Результаты испытаний с ГНКТ внешним диаметром 1,5 дюйма (38 мм)

Table 1 – The results of the test with CT OD 1.5 "

| | ТЕСТ 1. Образец диаметром 350 350 мм TEST 1 sample diameter 13 3/4" | ТЕСТ 2. Образец диаметром 200 мм TEST 2 Sample diameter 7 7/8" |
|--|--|---|
| <i>Средний диаметр отверстий Average diameter of the bores</i> | 10–15 мм 0.4"–0.6" | 10–15 мм 0.4"–0.6" |
| <i>Среднее время резки Average cutting time</i> | 5 мин 5 min | 3 мин 3 min |
| <i>Средняя длина каверны Average length of the cavity</i> | минимум 165 мм Minimum 6.5" | минимум 70 мм Minimum 2.75" |
| <i>Средняя ширина каверны Average width of the cavity</i> | 30–35 мм 1.2"–1.4" | 30–35 мм 1.2"–1.4" |
| <i>Расход жидкости при ГПП Flourate for abrasive perf.</i> | 256 л/мин 1.6 bbl/min | 240 л/мин 1.5 bbl/min |
| <i>Циркуляционное давление Circulating pressure</i> | 540 атм 7900 psi | 460 атм 6750 psi |



**Рисунок 2 – Стендовые испытания
Figure 2 – Yard test execution set up**

option of abrasive fracturing through the tubing used in the past for the MSF in horizontal wellbores, this experience has been described, for example, by Itibrou T. et al, 2010.

Yard tests were conducted (Figure 2) at the base of the service company prior to the field operations. Two tests were performed to evaluate the quality of a compact hydraulic jet perforating technique with a BHA Ø 2 1/8" in a 4" and 4.5" horizontal liner.

The tests were conducted according to the scenario already described by Yudin et al, 2011. The tests resulted in high quality of the cut holes confirming that the operation with above described set of tools in this configuration is fully feasible.

It is also important that the abrasive perforating in laterals cased with 4" or 4.5" liner was tested



Рисунок 3 – Волоконно-армированная пропантная пробка
Figure 3 – Fiber-enhanced proppant plug

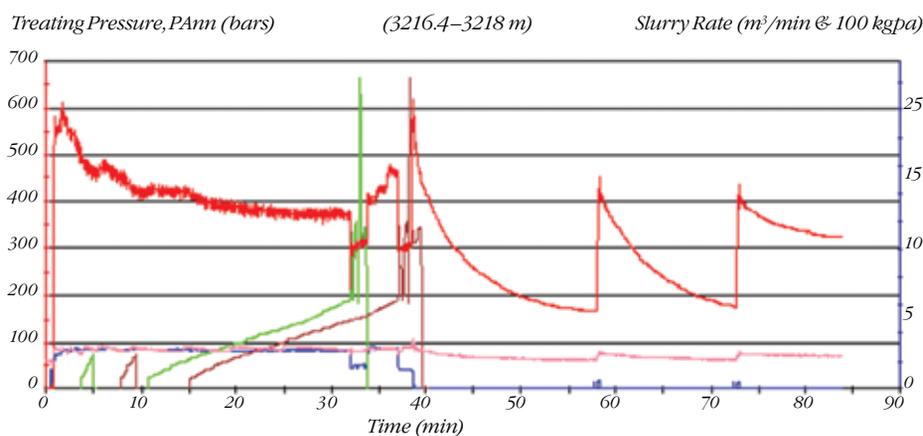


Рисунок 4 – График давления, расхода и концентрации пропантта при МГРП с последующим размещением волоконно-армированной пропантной пробки
Figure 4 – Pressure, Rate and and Proppant concentration graph showing the fracture treatment with a consecutive setting of the fiber-enhanced proppant plug

Для решения третьей задачи по разобщению интервалов ГРП внутри хвостовика была использована закачка волоконно-армированных пропантных пробок. Добавление волокон значительно снижает скорость осаждения пропантта в горизонтальном стволе и создает дополнительное блокирующее сопротивление в перфорационных каналах, что позволяет эффективно проводить установку пробки на горизонтальных стволах скважин. Такой подход описывают Т. Итибрут и др. (2010), SPE 135413.

Для предотвращения осаждения пропантта в горизонтальном стволе во время изоляции в смесь пропантной пробки подается разлагаемое волокно (рисунок 3). После ГРП волоконно-армированные пропантные пробки продавливаются до глубины

with CT OD 1.5", as this is the size of CT string with which most of the coiled tubing units in the region are equipped. This allows the use of coiled tubing fleet as in the conventional works (f.e. post-frac cleanout and nitrogen lift), and in working with abrasive perforating through CT, that leads to greater equipment utilization. Although preferred CT diameter remains 1.75" because of the better circulation pressure behavior (Table 1).

No special well control equipment is required. Installation of CT blow out preventer (BOP) or fracturing treating lines is done directly on the fracturing valve (during fracturing CT bottomhole assembly is rised above fracturing treating line).

One of the main requirements for abrasive perforating through CT is correct choice of flow rate and fluid based on the number and diameter of the nozzles installed. It is achieved by injecting 0.5 bpm, 0.7 bpm or 1.25 bpm depending on types of nozzles.

To meet the third challenge connected with isolating of treated intervals inside the lateral fiber-enhanced sand plugs were used. Use of fiber

significantly reduces the rate of proppant deposition in horizontal wellbore and creates additional resistance in perforations that allow effective installation of plugs in horizontal boreholes. This approach was described by Itibrou T. et al, 2010.

In order to prevent proppant deposition in a horizontal wellbore degradable fiber is added into proppant plugs isolation mixture (Figure 3). After hydraulic fracturing fiber-enhanced sand plugs are placed above treated zone and below the successive zone that is planned for abrasive perforation. Following the procedure a certain settling time is required once the frac treatment has been pumped. There after the

operations of plug settling are continued by pumping fluid at a low rate. While squeezing, a notable pressure increase should indicate a successful installation of a fiber-enhanced proppant plug (Figure 4). Since the plug is permeable a smooth drop of pressure should be seen after pumping was stopped. In order to prevent the plug being destabilized and loosing the isolation towards the previous zone, some back pressure on the formation should be supported during all subsequent operations. Certainly, a choke is necessary only in case if the reservoir pressure is bigger than hydrostatic back pressure on the formation.

It was necessary to address the concern of choosing the right distance between the fractured intervals. Low filtering quality of a degradable fiber-enhanced

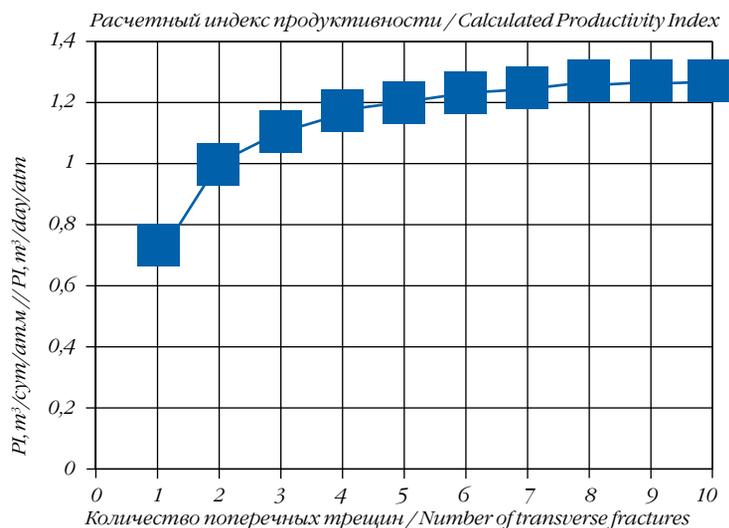


Рисунок 5 – Продуктивность скважины в зависимости от количества стадий ГРП
Figure 5 – Well productivity, depending on the number of MSF stages

выше уже обработанного интервала и ниже следующего интервала резки. После этой операции требуется некоторое время на схватывание после закачки жидкости ГРП. Далее установку пробки продолжают путем нагнетания жидкости на малом расходе. Во время продавки пробки происходит рост давления, указывающий на успешную изоляцию и установку волоконно-армированной проппантной пробки (рисунок 4). Так как пробка обладает проницаемостью, со временем происходит плавное падение давления при остановке закачки. Для предупреждения выталкивания пробки и ее разрушения, во время всех последующих операций должно поддерживаться некоторое противодействие на пласт. Естественно, такая мера необходима только в тех случаях, если пластовое давление выше гидростатического давления жидкости, находящейся в скважине.

Важен выбор оптимального расстояния между интервалами ГРП. Низкая фильтрация проппантной пробки, армированной разлагаемым волокном, обеспечивает надежное разобщение интервалов для последующего ГРП и дает техническую возможность сократить данное расстояние до 30 м (~100 футов). Однако проницаемости коллекторов не обосновывают такое частое расположение трещин ГРП и позволяют окончательно рекомендовать расстояния не менее 50 м (~150 футов).

Другой основной задачей данного метода является выбор оптимального числа стадий ГРП в целях достижения наибольшей нефтеотдачи после обработки. Есть большое количество параметров, которые могут повлиять на возможный выбор, но в большинстве случаев либо эти параметры неизвестны, либо их значения спорны. В некоторых случаях число ступеней было ограничено длиной горизонтального участка в пласте и необходимостью оставить достаточно места для размещения волоконно-армированной проппантной пробки (150 футов (50 м) между этапами), чтобы

proppant plug provide reliable isolation of treated interval and gives technical possibility to reduce distance between fractures down to approximately 30 m (~100 ft). Although reservoir properties demand not less than 50 m (~150 ft) distance, that value was finally recommended.

Another main concern of the technology was to choose optimum number of frac stages in order to ensure most economic post fracturing well production rate. There is a large number of parameters that could possibly affect the choice, but in most cases these parameters were either unknown or their values are uncertain. In some cases number of stages was limited by the length of horizontal section in a pay zone and the need to leave enough space for fiber-enhanced proppant plug (150 ft between stages) to isolate intervals. In other cases where horizontal section length was not the limiting factor the methodology thoroughly described by Lietard and Hegeman, SPE 50420 was used with modifications to account converging flow effect near wellbore, finite conductivity fractures, and two phase non-Darcy flow. The example of such calculation is presented on Figure 5.

From the chart it is clearly obvious when the number of fractures is above three, Productivity Index (PI) curve increase flattens out and economic feasibility become questionable. On the other hand, as it was noted above, optimum number of fracturing stages not always possible because of horizontal section length constraints.

Perforation sites were selected in most "clean" spots of the wellbore in order to minimize possible near wellbore problems during fracturing stage of the treatment. This case is an example where number of treatment stages had to be reduced from optimum three to two based on horizontal section length constraint.

The full completion cycle for a sidetracked horizontal lateral can be described as follows:

- Sidetracking from the pilot wellbore of 5 3/4" diameter (drill bit diameter of 5 13/16")
- Use of hydraulically activated open hole reamer to increase open hole diameter to 5 1/2"
- Lowering 4" liner, cementing and mounting of it in the production casing 5 3/4"
- Lowering 3.5" tubing with a packer. Below the packer one 2 7/8" tubing joint was installed.
- Setting the packer with inside diameter of 2 3/8" .
- CT run in hole (CT depth correlation based on logging data). Placing CT BHA across zone of interest.
- Abrasively perforate treatment zone, CT pull out of the hole
- Hydraulic fracturing through 3 1/2" tubing, isolation of treated intervals with fiber-enhanced sand plug tailored after each frac stage

изолировать интервалы. В других случаях, когда длина горизонтального участка не являлась ограничением, использовалась методология, описанная Литардом и Хегеманом (SPE 50420), с поправкой на эффект сходящихся потоков вблизи ствола скважины, трещины конечной проводимостью, и двухфазный поток, не подчиняющийся закону Дарси. Пример таких расчетов представлен на рисунке 5.

Из графика видно, что если количество стадий превышает три, увеличение коэффициента продуктивности становится незначительным (кривая выходит на плато), что ставит под сомнение экономическую целесообразность превышения данного критического числа в этих условиях. С другой стороны, как было отмечено выше, оптимальное число стадий ГРП не всегда возможно из-за ограничения длины горизонтального участка.

Местоположение перфорационных отверстий выбиралось в наиболее «чистых» местах ствола для того, чтобы свести к минимуму возможные проблемы во время проведения ГРП. Этот случай является примером необходимого снижения числа стадий с оптимальных трех до двух в связи с ограничением по длине горизонтальной секции.

Полный цикл заканчивания при бурении бокового ствола с горизонтальным окончанием можно описать так:

- Бурение бокового ствола из материнской колонны диаметром 5¾ дюйма (146 мм) долотом диаметром 5¹³/₁₆ дюйма (122 мм).
- Проработка открытого ствола гидравлическим расширителем до номинального диаметра 5½ дюйма (140 мм).
- Спуск хвостовика диаметром 4 дюйма (102 мм), цементирование и крепление его в эксплуатационной колонне диаметром 5¾ дюйма (146 мм).
- Спуск подвески НКТ диаметром 3,5 дюйма (89 мм) с пакером. Под пакером установлена одна трубка НКТ диаметром 2¾ дюйма (73 мм).
- Установка пакера с проходным отверстием диаметром 2¾ дюйма (60 мм).
- Спуск и корреляция глубины ГНКТ по данным ГИС. Установка КНБК ГНКТ в выбранном интервале.
- Проведение ГПП. Подъем ГНКТ.
- Проведение ГРП через НКТ диаметром 3,5 дюйма (89 мм).
Изоляция обработанного интервала волокноармированной пропантной пробкой, специально подобранной для каждой стадии ГРП.
- Нормализация ТЗ. Проведение ГПП в следующем интервале.
- Повторение всего цикла, в зависимости от требуемого

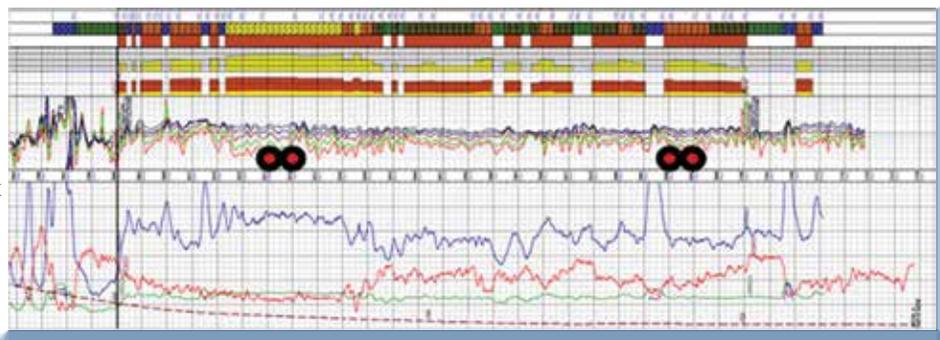


Рисунок 6 – Типичная картографическая диаграмма открытого ствола в горизонтальном участке скважины

Figure 6 – Depict typical openhole log of lateral horizontal section

- After necessary cleanout abrasively perforate next treatment zone
- Repetition of the cycle, depending on the number of MSF intervals required
- Borehole direct circulation followed by CT nitrogen kick-off. Well killing.
- Tubing and packer retrieval. Installation of electric submersible pump (ESP).

To prevent the action of high pressure on the casing 3.5" tubing and a packer were lowered into the well above horizontal lateral liner. Big issue in that completion would be quality control of horizontal lateral cementing.

"Fast" way of completion and Through Tubing (TT) solution supposes simultaneous operation of coiled tubing and hydraulic fracturing fleets. That unintentionally leads to a big equipment footprint and necessity of additional TT operation planning.

When selecting candidate wells for sidetracking with horizontal laterals the following factors are taken into consideration: the remaining reserves, the current reservoir pressure, the technical condition of the well, production rate and risk of exposure of water-saturated zones during hydraulic fracturing. Azimuthal direction of the lateral was directed perpendicular to the maximum stress direction. Thus designed fractures were placed at an angle in the range of 45–90 degrees to the lateral and the well design provides higher production rates.

When working with coiled tubing in laterals with horizontal sections of more than 1500 ft it is difficult to find the exact position of CT in the well. All surface depth encoders, even the most precise, define the length of the CT in the well, but do not take into account the CT helical buckling arising from frictional forces and the residual pipe bending. Techniques traditionally used for vertical wells (casing collar locator data together with well bottom dry tag reference) in this situation do not work. On the other hand, in a horizontal well there is no need to conduct accurate snap, as the entire wellbore is located in permeable reservoir, thus error of

количества интервалов ГРП.

- Промывка ствола скважины прямой циркуляцией и освоение азотом с использованием установки ГНКТ после проведения последнего ГРП. Глушение скважины.
- Срыв пакера и подъем НКТ силами КРС. Спуск УЭЦН.

Для предотвращения действия высоких давлений на обсадную колонну была спущена колонна НКТ диаметром 3,5 дюйма (89 мм) с пакером непосредственно перед подвеской горизонтального хвостовика. Критичным для данного вида работ является разобщение планируемых интервалов ГРП за колонной хвостовика. В отличие от традиционных систем многостадийного ГРП, здесь не использовались заколонные пакеры и основной упор делался на качество цементирования горизонтальной части. Рассмотренный способ заканчивания с операциями через ГНКТ предполагает одновременную работу флотов ГНКТ и ГРП на скважине, что, соответственно, требует наличия достаточного места на кустовой площадке для расстановки всей задействованной в работе техники.

При выборе скважин-кандидатов для забуривания бокового горизонтального ствола учитывались такие факторы, как остаточные запасы, текущее пластовое давление, техническое состояние и дебит скважины, риск приобщения водонасыщенных зон при ГРП. Азимутальное направление забуривания ствола выбиралось предпочтительно перпендикулярно направлению максимального горизонтального напряжения. Таким образом, трещины ГРП располагались под некоторым углом в диапазоне 45–90 градусов к стволу, и скважина обеспечивала более высокие расчетные дебиты.

При работе ГНКТ в горизонтальных скважинах с отходом от вертикали более 1500 футов (500 м) достаточно тяжело определить точное нахождение низа ГНКТ. Поверхностные датчики, даже самые точные, определяют длину трубы, спущенной с в скважину, однако не учитывают спиралеобразный изгиб ГНКТ, возникающий вследствие сил трения о стенки скважины и остаточного изгиба трубы. Методики, традиционно применяемые для вертикальных скважин (данные локатора муфт обсадной колонны вместе с привязкой от забоя скважины), в данной ситуации не работают. Однако в горизонтальной скважине и нет необходимости проводить точную привязку: так как весь ствол находится в проницаемом коллекторе, то ошибка в 5–10 футов (2–3 м) не критична. Как указывалось ранее, при выборе интервала перфорации выбирался наиболее чистый интервал песчаника. В случае сильно гетерогенного участка задача исключения погрешности измерения глубины ГНКТ усложняется. Соответственно, приоритет должен отдаваться более мощным и протяженным по стволу участкам чистого песчаника. Необходимо обратить внимание на глубины муфт хвостовика и выбирать интервалы перфорации с отходом не менее 10 футов (3 м) от муфт. Спиралеобразный изгиб ГНКТ необходимо учитывать при планировании расписания резки. Например, мы планируем перфорировать в 12 областях в интервале 13 футов (4 м), то есть с интервалом по 0,8 фута (0,25 м) между резками, на глубине 11 500 футов (3500 м). Если мы

5–10 ft is not critical. As stated earlier, the choice of the perforation interval was chosen based on the most pure sandstone. In the case of a highly heterogeneous formation task of CT depth measurement error exception became more complicated. Accordingly, selection of preferred perforating zones would rely on thick and extensive sections of pure sandstone in the lateral. Also it is necessary to pay attention to the depth of casing collars location and select perforation intervals with the offset of at least 10 ft away from the joints. Spiral CT bending must be considered when planning the schedule of abrasive perforating, for example, there was a plan to perforate 12 stations in the range of 13 ft ie 0.8 ft between cutting at a depth of 11500 ft; if there was just pick up of 13 ft CT on surface counter then the first 10 ft it only unspool CT helical buckles and conditional movement of CT bottomhole end would be only 3 ft. To reduce the risks and increase efficiency of technique "staggered" zone perforation method was introduced, when first abrasively perforated station is the lowest one and another situated in the top and so on. Taking into account small liner ID 3 3/4" it was decided to perform intermediate cleanout between stages to prevent CT stuck. On the graph below (Figure 7) an example of such abrasive perforation with intermediate cleanouts is shown.

LESSONS LEARNED

FRAC INITIATION PRESSURE

During most of operations an increase in fracture breakdown pressure was observed. However, with further pumping of crosslinked gel pressure dropped to normal treating pressure seen on vertical wells. This phenomenon is explained by Weijers L. (1992) as the fracture tortuosity associated with the development of starter fractures, growing into primary fracture parallel to the wellbore and turning to secondary fracture which follows the maximum horizontal stress direction. Thus the approach to fracturing the well was adjusted for minimization of such effect by introducing a highly viscous crosslinked pill with proppant slug as soon as possible during minifrac operation (Figure 8). Once it is done excessive tortuosity restriction is reduced and frac job is pumped as regular vertical well.

Thus the excessive pressure on the injection tests is associated with the characteristics of the fracture development in the horizontal cased laterals and do not depend on the perforation method (abrasive perforation or jet perforation).

THE FIBER LADEN PROPPANT PLUG

In general as shown by Itibrou T., 2010 design of proppant plug should contain some amount of proppant at 1400 kg/PA concentration and fibers with

будем просто поднимать 13 футов (4 м) ГНКТ по поверхностному счетчику, то первые 10 футов (3 м) мы выбираем только спираль ГНКТ и условно только на 3 фута (1 м) сдвинется компоновка. Для снижения рисков и повышения эффективности метода применялся прием перфорации в шахматном порядке, то есть сначала резали крайнюю нижнюю область, затем крайнюю верхнюю и т.д. Учитывая малый внутренний диаметр хвостовика 3/4 дюйма (96 мм), для предупреждения прихватов ГНКТ песком ГПП между областями применялась промежуточная промывка. На рисунке 7 приведен пример резки ГПП с такими промежуточными промывками.

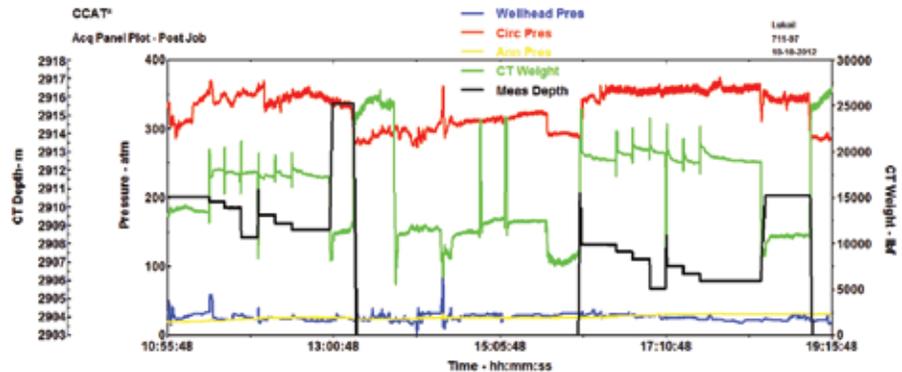


Рисунок 7 – Резка в шахматном порядке с промежуточной промывкой
Figure 7 – PRC graph showing "Staggered" abrasive perforating with intermediate cleanout

ОПИСАНИЕ ВОЗНИКАВШИХ ПРОБЛЕМ И ИЗВЛЕЧЕННЫЕ УРОКИ

ДАВЛЕНИЕ РАСКРЫТИЯ ТРЕЩИНЫ

При проведении большинства операций было отмечено повышенное давление развития трещины. Однако при дальнейшей прокачке шитого геля всегда отмечалось падение давления обработки до нормальных значений, наблюдаемых в вертикальных скважинах. Данное явление было объяснено Л. Вейерсом (1992) извилистостью трещины, а именно – развитием начальной трещины, перерастающей в основную, направленную параллельно стволу, а затем поворачивающую и разрастающуюся как вторичная трещина в сторону наименьшего сопротивления. Таким образом, подход к проведению ГРП также был скорректирован для минимизации такого эффекта путем введения сшивающих добавок высокой вязкости в проппантную пачку, следующую сразу после мини-ГРП (рисунок 8). После этого ограничение, связанное с извилистостью, снимается, и дальнейшая операция проводится, как ГРП обычной вертикальной скважины.

Таким образом, повышенные давления при нагнетательных тестах связаны с особенностями развития трещины в горизонтальных обсаженных стволах и не зависят от способа вскрытия (ГПП или кумулятивная перфорация).

ПРОППАНТНАЯ ПРОБКА С ДОБАВЛЕНИЕМ РАЗЛАГАЕМОГО ВОЛОКНА

low viscosity fluid. This ensures that plug will form at the perms and isolate the fracture. On some wells several stages didn't achieve reliable isolation from the first time and after investigation the following reasons were discovered:

- crosslinker additive wasn't stopped during pumping of proppant plug resulting in a fluid with high viscosity, which carried the proppant plug through the perms;
- planned proppant concentration wasn't achieved or was only achieved for short period of time allowing proppant plug to pass the perms without bridging.

Beside those stages with failure of correctly following proppant plug setting procedure all other attempts didn't show problem with isolation of a fracture.

After an interval is perforated using CT abrasive perforating, a borehole cleanout from the remaining abrasive material is required as the remains of the abrasive material in the horizontal section of lateral

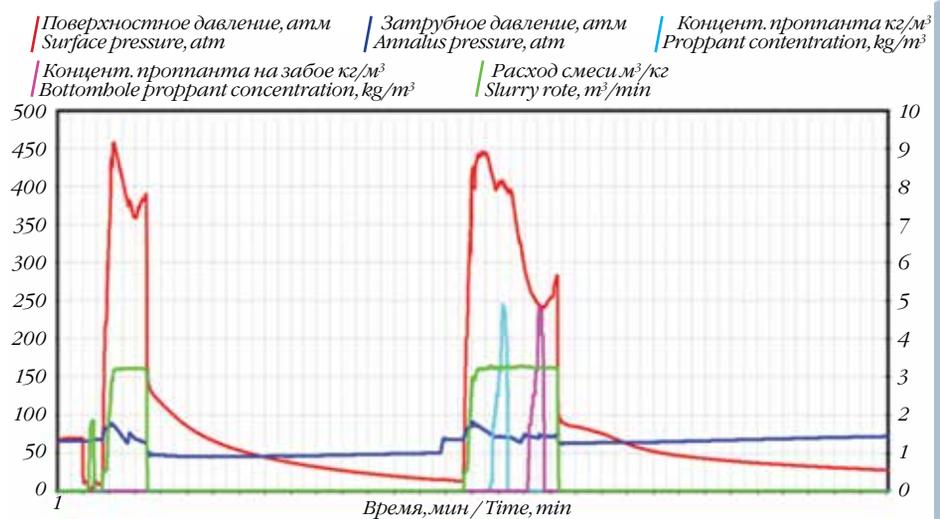


Рисунок 8 – График мини-ГРП
Figure 8 – Injection test and Calibration test plot

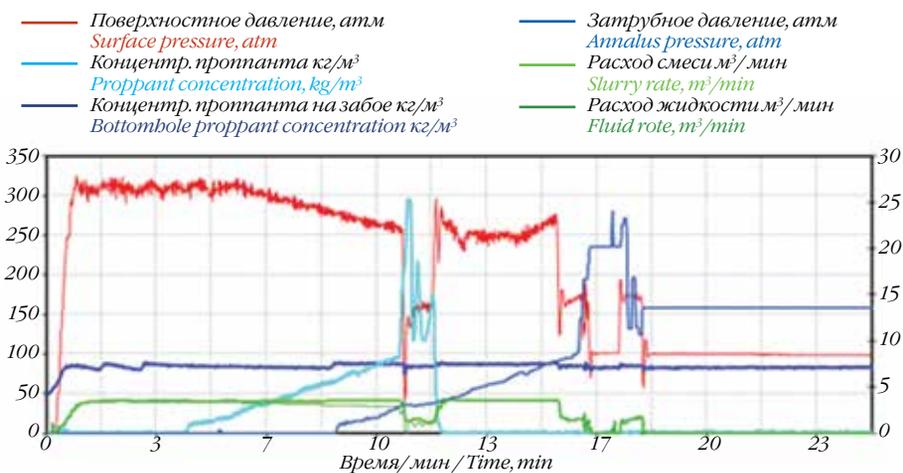


Рисунок 9 – Пример графика размещения пробки жидкостью со слишком высокой вязкостью
Figure 9 – Fracturing plot example with excessive fluid viscosity carrying the plug

В общем случае, как показал Т. Итиброу (2010), пропантная пробка должна содержать некоторое количество пропантанта в концентрации 1400 кг на м³ жидкости носителя и волокон с низкой вязкостью жидкости. Это гарантирует, что пробка будет образовываться на перфорационных отверстиях и изолировать трещины. На некоторых скважинах не была достигнута достаточная изоляция даже после проведения нескольких стадий ГРП, и исследование выявило следующие причины этого:

- не была прекращена подача сшивателя во время закачки, что привело к повышению вязкости жидкости и выносу пропантанта через перфорационные отверстия;
 - планируемая концентрация пропантанта не была достигнута или была достигнута лишь на короткое время, что позволило пропантанту проникнуть через перфорационные отверстия без образования пробки.
- За исключением случаев, приведенных выше, с допущенными ошибками, все прочие операции по размещению пропантных пробок были проведены успешно.

После вскрытия интервала с помощью ГПП на ГНКТ производится промывка ствола скважины от остатков абразивного материала, поскольку его остатки в горизонтальной части ствола могут быть закачаны обратно через перфорационные отверстия во время нагнетательного теста и вызвать преждевременное выпадение пропантанта (рисунок 10).

Для минимизации рисков необходимо:

- Выполнять промежуточные промывки во время ГПП.

could be pumped back into the perforations during the injection tests. This can cause premature screen out (Figure 10).

To minimize that risk, it is necessary to:

- Perform intermediate cleanout during abrasive perforating;
- Increase of gelling agent concentration for cleanout fluid;
- Injection test pumping time should be reduced to the time to stabilize the surface pressure (1–3 min).

To avoid premature screen out and minimize non-productive time and cost of fracturing treatment, a best practice of performing injection test while CT string is in the well was implemented (described by Yudin, 2012). The Figure 11 shows the plot example of injection test done while CT string is downhole.

WELLBORE CLEANOUT AFTER ABRASIVE PERFORATING

CT wellbore cleanout in case of long horizontal sections has been elaborated extensively and documented in literature, M.J. Loveland et al, 2005 used a complex system of cleanout which consisted of four main elements:

- Advanced design and modeling software;
- Specially designed advanced jetting wash nozzle;
- Liquids with better particle transport capacity;
- Exclusive solids monitoring system.

Taking into account fiber properties (degrade time in downhole conditions is 24 hours) and average operating time for fracturing part of the job (36 hours) there should not be any problems connected with passing through fiber-enhanced sand plug with CT wash nozzle.

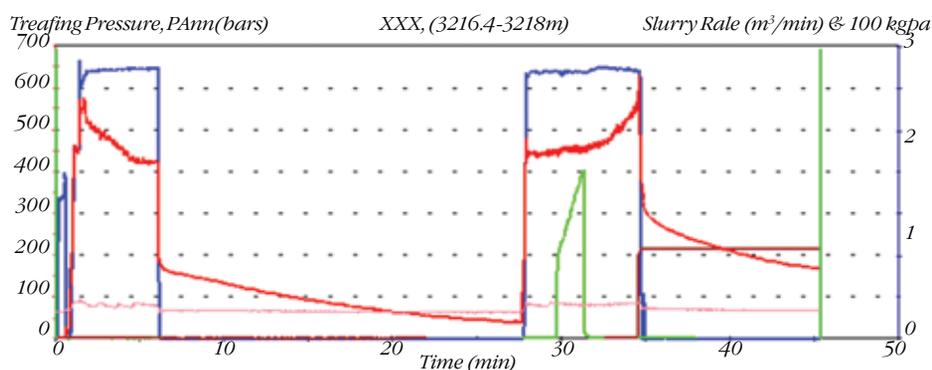


Рисунок 10 – График давления, расхода жидкости и концентрации пропантанта при мини-ГРП – пример блокирования остатками абразивного материала перфорационных отверстий в момент открытия трещины
Figure 10 – Minifrac pressure, rate, proppant concentration plot – an example where remaining abrasive material blocked the perforation at the fracture initiation stage

- Увеличить загрузку гелланта для жидкости промывки.
- При тесте на приемистость сократить время закачки до времени, требуемого для стабилизации поверхностного давления (1–3 мин).
Для предупреждения преждевременного выпадения проппанта и минимизации непродуктивного времени и затрат на работы флота ГРП была введена практика проведения нагнетательного теста во время нахождения ГНКТ в скважине (как описано А. Юдиным (2012)). На рисунке 11 приведен график нагнетательного теста, сделанного в то время как ГНКТ находится в скважине.

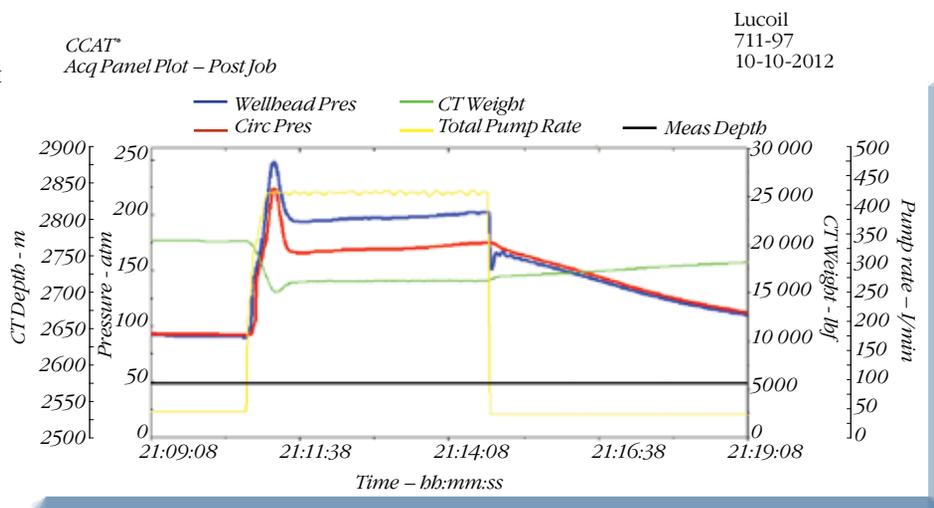


Рисунок 11 – График нагнетательного теста, сделанного в то время как ГНКТ находится в скважине

Figure 11 – An example of injection test performed with CT string downhole

ОЧИСТКА СКВАЖИН ПОСЛЕ ГПП

О промывках протяженных горизонтальных скважин с помощью ГНКТ в литературе написано достаточно много, в частности, М. Дж. Лавлэнд и др. (2005) применяли комплексную систему промывки горизонтальных скважин, состоящую из четырех основных элементов:

- современное программное обеспечение для моделирования и планирования промывки;
- специально сконструированную промывочную насадку;
- жидкости с улучшенной способностью транспорта частиц;
- систему мониторинга твердых частиц на поверхности.

Учитывая свойства волокна (время разложения в скважинных условиях – 24 ч) и среднее время операций ГРП в составе работ (36 ч), можно заключить, что не должно быть проблем с беспрепятственным разрушением волоконно-армированной песчаной пробки промывочной насадкой ГНКТ.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ

Представлен опыт внедрения и эксплуатации альтернативной технологии многостадийного ГРП в боковом горизонтальном стволе скважины, законченной цементированным хвостовиком диаметром 4 или 4,5 дюйма, с использованием ГПП на ГНКТ и волоконно-армированных песчаных пробок для временной гидроизоляции интервалов ГРП.

Хотя каждый из элементов технологического цикла ранее так или иначе применялся в России, общий подход и применение всех наработок в единой технологической цепочке были внедрены впервые.

Были получены следующие результаты:

- На конец 2012 года по данной технологии закончено 11 скважин, среднее количество ГРП составило 3 операции на скважину при средних тоннажах 60 тонн на стадию.

SUMMARY

Experience obtained during the implementation of multistage fracturing using coiled tubing abrasive jetting perforation in horizontal laterals (completed with 4" and 4.5" liner), with fiber-enhanced sand plug isolation of treated intervals was described.

Although the technology elements were previously used already in Russia, the general approach and an integrated technological workflow was introduced for the first time. The results can be summarized as follows:

- At the end of 2012 eleven wells were completed with 3 frac stages on average per well. The average mass of proppant per stage was 30 tons;
- A complete cycle of operations took eleven days, with realistic potential to be reduced to 8–9 days with time;
- All technological requirements for successful operation were determined;
- The selection principles of optimal number of frac intervals in horizontal liner were determined;
- Recommendations on borehole preparation were made;
- Recommendation on running the completion and cementing the liner were given;
- Lessons learned were recorded.

The authors thank the company "LUKOIL-Western Siberia" and Schlumberger for permission to publish these materials. Personal thanks go to representatives of LUKOIL-Western Siberia: Zubarev V.P., Golovanyov A.S., Nasibullin N.A. and Chistyakov V.V. for their contribution to the organization of the process and analysis of the effectiveness of the operations, as well as representatives of Schlumberger: Maxim Novikov, Victor Mayer, Sergey Matveev, Anton Ablaev and Artur Saitov for their invaluable contribution to the implementation of technology. ©

- Полный цикл проведенных операций занял 11 дней. В процессе наработки технологии его продолжительность планируется сократить до восьми – девяти дней.
- Определены все технологические требования для успешного выполнения операции.
- Разработана методика выбора оптимального числа интервалов ГРП для горизонтальных хвостовиков.
- Рекомендованы мероприятия по подготовке ствола скважины, спуску и цементированию хвостовика.
- Представлен детальный обзор возникавших технологических осложнений и методов их разрешения.

Авторы благодарят компании ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» и «Шлюмберже» за разрешение опубликовать данные материалы. Персональная благодарность выражается представителям компании «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» В.П. Зубареву, А.С. Голованёву, Н.А. Насибуллину и В.В. Чистякову за вклад в организацию технологического процесса и анализ эффективности проведенных операций, а также представителям компании «Шлюмберже» Максиму Новикову, Виктору Маеру, Сергею Матвееву, Антону Аблаеву и Артуру Саитову за неоценимый вклад на стадии внедрения технологии. ©

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

Cobbett, J.S. 1991. Sand Jet Perforating Revisited. SPE Drill. & Completion 14(1): 28:33.

Dotson, T., Farr, J., and Findley, E. 2009. Advances in Sand Jet Perforating. Paper SPE 123569 presented at the Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Denver, Colorado, USA, 14-16 April.

Itibrout, T., Blevins, J., Yates, M., et al. 2010. Abrasive Jet Perforating and Fiber-Enhanced Proppant Plug Isolation Improve Efficiencies in Multistage Horizontal Completions. SPE paper 135413 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 20-22 September.

Lietard, O., Hegeman, P., 1998. Optimum Development of a Thin Box-Shaped Reservoir with Multiply Fractured Horizontal Wells. Paper SPE 50420 presented at the 1998 SPE International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Alberta, Canada, 1-4.

Loveland, M., Pedota, J., 2005. Case History: Efficient Coiled-Tubing Sand Cleanout in a High-Angle Well Using a Complete Integrated Cleaning System. Paper SPE 94179 presented at the 2005 SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, 12-13 April.

Ousterhout, R.S. 1961. Field Applications of Abrasive-Jetting Techniques. Journal of Petroleum Technology, 13(5): 413: 415.

Pittman, F.C., Harriman, D.W., and St. Cloud J.J. 1961. Investigation of Abrasive-Laden-Fluid Method For Perforation and Fracture Initiation. Journal of Petroleum Technology 13(5): 489:495.

Solares, J.R., Amoroch, J.R., and Bartko, K. 2009. Successful Field Trial of Novel Abrasive Jetting Tool Designed to Create Large Diameter-Long Cavities in the Formation to Enhance Stimulation Treatments. SPE Paper 121794 presented at SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference, The Woodlands, Texas, USA, 31 March - 1 April.

Yudin, A., Burdin, K., Yanchuk, D., et al. 2012. Coiled Tubing Reduces Stimulation Cycle Time by More Than 50% in Multilayer Wells in Russia. Paper SPE 154386 presented at the 2012 SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 27-28 March.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

| | |
|------|---|
| B | oil volumetric factor, m ³ /m ³ |
| BHST | bottomhole static temperature, °C (°F) |

| | |
|-------------------|--|
| BHP | bottomhole pressure, bar (atm) |
| GOR | gas/oil ratio, m ³ /m ³ |
| h | effective reservoir thickness, m |
| Jd | dimensionless productivity |
| ISP | intermediate strength proppant |
| k | permeability of porous media, m ² or mD |
| KgPA | kilograms of proppant added, kg/m ³ |
| (P _r) | average reservoir pressure, atm |
| P _{wf} | bottomhole flowing pressure, atm (bar) |
| q | fluid production, m ³ /day |
| RCP | resin-coated proppant |
| TOPD | tons of oil per day, t/day |
| TSO | tip screenout |
| TVD | true vertical depth, m |
| μ | fluid viscosity, Pa*s |

ПЕРЕВОДНЫЕ ЕДИНИЦЫ В СИСТЕМУ СИ

| | | |
|------------------|------------------|------------------|
| атм | ×1.013 250* E+05 | = Па |
| бар | ×1.0* E+05 | = Па |
| баррель | ×1.589 873 E-01 | = м ³ |
| сП | ×1.0* E-03 | = Па·с |
| фут | ×3.048* E-01 | = м |
| фут ² | ×9.290 304* E-02 | = м ² |
| фут ³ | ×2.831 685 E-02 | = м ³ |
| °F | (°F-32)/1.8 | = °C |
| галлон | ×3.785 412 E-03 | = м ³ |
| фунт | ×4.535 924 E-01 | = кг |
| psi | ×6.894 757 E+00 | = кПа |
| т | ×1.0* E+00 | = Мг |

*Conversion factor is exact.

NOMENCLATURE

| | |
|-------------------|---|
| B | oil volumetric factor, m ³ /m ³ |
| BHST | bottomhole static temperature, °C (°F) |
| BHP | bottomhole pressure, bar (atm) |
| GOR | gas/oil ratio, m ³ /m ³ |
| h | effective reservoir thickness, m |
| Jd | dimensionless productivity |
| ISP | intermediate strength proppant |
| k | permeability of porous media, m ² or mD |
| KgPA | kilograms of proppant added, kg/m ³ |
| (P _r) | average reservoir pressure, atm |
| P _{wf} | bottomhole flowing pressure, atm (bar) |
| q | fluid production, m ³ /day |
| RCP | resin-coated proppant |
| TOPD | tons of oil per day, t/day |
| TSO | tip screenout |
| TVD | true vertical depth, m |
| μ | fluid viscosity, Pa*s |

SI Metric Conversion Factors

| | | |
|-----------------|------------------|------------------|
| atm | ×1.013 250* E+05 | = Па |
| bar | ×1.0* E+05 | = Па |
| bbl | ×1.589 873 E-01 | = м ³ |
| cp | ×1.0* E-03 | = Па·с |
| ft | ×3.048* E-01 | = м |
| ft ² | ×9.290 304* E-02 | = м ² |
| ft ³ | ×2.831 685 E-02 | = м ³ |
| °F | (°F-32)/1.8 | = °C |
| gal | ×3.785 412 E-03 | = м ³ |
| lbm | ×4.535 924 E-01 | = кг |
| psi | ×6.894 757 E+00 | = кПа |
| ton, metric | ×1.0* E+00 | = Мг |

*Conversion factor is exact.