



# ПРИМЕНЕНИЕ ГНКТ

ПОЗВОЛЯЕТ СОКРАТИТЬ БОЛЕЕ ЧЕМ НА 50% ЦИКЛ ЗАКАНЧИВАНИЯ МНОГОПЛАСТОВЫХ СКВАЖИН С РАЗДЕЛЬНЫМИ ГРП В РОССИИ

# COILED TUBING

REDUCES STIMULATION CYCLE TIME BY MORE THAN 50% IN MULTILAYER WELLS IN RUSSIA

Алексей ЮДИН, Константин БУРДИН, Дмитрий ЯНЧУК, Шлюмберже  
Алексей НИКИТИН, Иван БАТАМАН, Александр СЕРДЮК, Николай МОГУТОВ, Сулейман СИТДИКОВ, Владимир ШВАЙКО,  
Марина ВОРОНKOVA, Вадим КУЗНЕЦОВ, Роснефть  
Alexey YUDIN, Konstantin BURDIN, Dmitri YANCHUK, Schlumberger  
Alexey NIKITIN, Ivan BATAMAN, Alexandr SERDYUK, Nikolay MOGUTOV, Suleyman SITDIKOV, Vladimir SHVAYKO,  
Marina VORONKOVA, Vadim KUZNETSOV, Rosneft

## ОБЗОР

Комплексы гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) в России исторически применялись лишь в ограниченной технологической нише. Применение ГНКТ концентрировалось в основном на промывках скважин после ГРП и вызове притока. Сравнительно недавно гибкие трубы стали применяться более широко для операций в горизонтальных скважинах, при проведении геофизических исследований, перфорации, ловильных работ и в некоторых других операциях.

Накоплен значительный опыт использования ГНКТ при многостадийных операциях по гидроразрыву пластов (ГРП) на Приобском месторождении, скважины которого эксплуатируют до пяти отдельных интервалов одновременно. При стандартном способе заканчивания предполагается использование КРС с продолжительными циклами последовательного спуска и подъема НКТ с пакером, глушением скважины, перфорации

## ABSTRACT

Traditionally, coiled tubing (CT) in Russia has had very limited service diversity. Its use has been concentrated at wellbore cleanouts and nitrogen kickoffs after fracturing treatments.

We used coiled tubing equipment and technologies to supplement stimulation operations in one of the world's largest oil fields, Priobskoe, which has up to five separate layers per well. Conventionally, well completions here have involved complicated workover operations with tubing, packers, and wireline perforating after each stimulated layer. Average wells with three layers took 30 days to complete. CT provided a significant improvement in completion efficiency, reducing the cycle time to just 10 to 12 days.

The first option of the completion and stimulation technology assumed "through casing" operations, eliminating the use of frac strings and a packer, which is a significant achievement under Russian regulations. This was done with a 4-in.-OD perforator and casing with increased strength. A year later,

SPE 154386

Copyright 2012, 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, 27–28 March 2012.

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. Original authors: Alexey Yudin, SPE, Konstantin Burdin, SPE, Dmitri Yanchuk, SPE, Schlumberger, Alexey Nikitin, SPE, Ivan Bataman, Alexandr Serdyuk, Nikolay Mogutov, Suleyman Sitdikov, SPE, Rosneft.



силами геофизической партии после каждой стадии ГРП, что в среднем составляет порядка 30 дней. Использование ГНКТ обеспечивает значительное сокращение времени на ввод скважины в эксплуатацию, при этом сокращая цикл заканчивания до 13–14 дней.

Первоначально технологическое решение такой комбинации ГНКТ и ГРП предполагало операции через обсадную колонну, 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 E). Естественно, решение о применении данной технологии необходимо было принимать до спуска обсадной колонны в скважину и это налагало определенные ограничения. Год спустя было внедрено второе технологическое решение для заканчивания скважин с обсадной колонной стандартной прочности через НКТ. Инструмент малого диаметра для абразивной перфорации был изготовлен, чтобы осуществлять проход ГНКТ с перфоратором через пакер. Последнее технологическое решение оказалось наиболее эффективным для многопластовых скважин с одновременной эксплуатацией и горизонтальных боковых стволов.

Мы провели исследование по гидроразрыву через абразивную перфорацию почти на 100 многопластовых скважинах, в которых было проведено в общей сложности более 250 операций ГРП. Статья содержит производственные и технологические аспекты проведенных операций, используемого при этом оборудования; приведено сравнение эффективности циклов заканчивания в зависимости от выбора технологии, требования по производственным ресурсам и анализы непроизводительного времени. Также приведено сравнение многопластовых скважин по продуктивности между стандартным способом заканчивания и с использованием ГНКТ.

## ВВЕДЕНИЕ

Приобское нефтяное месторождение является одним из крупнейших в мире, располагается в Ханты-Мансийском автономном округе России и разделено на лево- и правобережную части рекой Обь.

Промышленная нефтеносность Приобского месторождения установлена в неокомских пластах группы АС, где сосредоточено 90% разведанных запасов. Основные продуктивные пласты заключены между Пимской и

a second option for the technology was introduced to operate on regular strength casing through tubing. A slimmer abrasive perforator that could fit into the packer's internal bore developed for this option was particularly effective for sidetrack and horizontal completions.

In total, 95 wells were analyzed with more than 250 stimulation stages. This includes an operational and technical review of the tools and techniques used to compare the efficiency of the whole cycle of completion, resources requirements and amount of risks and non-productive time associated. Also a productivity comparison of CT combined with fracturing technology versus standard process of wireline/workover/stimulation sequence will be given.

## INTRODUCTION

Priobskoe is one of the world's biggest oilfields. It is located in Khanty-Mansiysk autonomous region and the Ob river subdivides it into two parts, the left bank and right banks.

90% of the oil reserves of Priobskoe field are concentrated in Neocomian formations (AS). The main producing horizons are located between the Pimskaya and Bistrinskaya shales. Layers are represented by sandstone lenses of shelf marine depositions. Lenses are bounded and saturated entirely with oil. Geologically, layers are inclined structures formed by depositions of terrigenous materials in a relatively deep (300- to 400-m) marine environment from the east and southeast side. The Neocomian complex basin was formed under several paleogeographical conditions: continental sedimentation, marine shelf deposition, and a very slow deposition in a deep sea.

Among the productive horizons are seven objects: AS12(3), AS12(2), AS11(2-4), AS11(1), AS11(0), AS10(1-2), and AS10(0). In total, over 80% of reserves are considered to be difficult to produce because of low permeability; the average properties of the AS12, AS11, and AS10 layers are given in Table 1.

Hydraulic fracturing is the main method deployed to increase production and recovery of the Priobskoe formations. Most of the new wells are stimulated immediately after drilling. Rich fracturing experience has been acquired during recent years, and technology and approaches have been optimized with placement of big mesh proppants, low polymer loading, and high breaker concentrations of fracturing fluids.

Previous publications (Timonov et al. 2006; Nikitin et al. 2006; Nikitin et al. 2007) highlight details of the evolution of fracturing optimization, which has mostly been based on increasing hydraulic fracture quality. At the same time, Priobskoe field is a multilayer reservoir where separate fracturing

Быстринской пачками глин. Залежи приурочены к линзовидным песчаным телам, сформировавшимся в шельфовых и клиноформных отложениях неокома. Залежи нефти, связанные с пластами этих пачек, представляют собой замкнутые линзовидные тела, полностью заполненные нефтью. Особенностью геологического строения залежей является то, что они имеют мегакоослоистое строение, обусловленное формированием их в условиях бокового заполнения достаточно глубоководного морского бассейна (300–400 м) за счет выноса обломочного терригенного материала с востока и юго-востока. Формирование неокомского мегакомплекса осадочных пород происходило в целой серии палеогеографических условий: континентального осадконакопления, прибрежно-морского, шельфового и сильно замедленного осаждения осадков в открытом глубоком море.

В составе продуктивных неокомских отложений выделено 7 основных подсчетных объектов: АС12(3), АС12(2), АС11(2-4), АС11(1), АС11(0), АС10(1-2), АС10(0). В целом порядка 80% запасов являются трудноизвлекаемыми по причине низкой проницаемости, осредненные характеристики пластов АС12, АС11 и АС10 представлены в таблице 1.

Гидроразрыв пласта является основным методом интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пластов на Приобском месторождении, подавляющее большинство скважин подвергаются гидроразрыву сразу после бурения. За последние годы накоплен значительный опыт ГРП, технология и подход были оптимизированы до высокого уровня с закачкой крупных фракций пропанта средней прочности, минимизацией полимерной загрузки и оптимизацией деструкторов в жидкостях ГРП.

История оптимизации гидроразрыва пластов Приобского месторождения была детально освещена в предыдущих публикациях (Тимонов, А. и др., 2006, Никитин, А. и др., 2006, Никитин, А. и др., 2007) и концентрировалась в основном на повышении качества трещин ГРП. Однако специфика Приобского месторождения, связанная с наличием нескольких продуктивных интервалов по большинству скважин, постоянно требовала сокращения продолжительности цикла заканчивания скважин с отдельными стадиями ГРП. Стандартный метод ввода скважин заключался в чередовании работ

**Таблица 1– Осредненные свойства пластов Приобского месторождения**

**Table 1 – Average Properties of the Priobskoe Field Reservoir characteristics Reservoir Layers**

Пластовые характеристики <i>Reservoir characteristics</i>	Пласты <i>Reservoir Layers</i>		
	АС10 <i>AS10</i>	АС11 <i>AS11</i>	АС12 <i>AS12</i>
Вертикальная отметка <i>Average TVD, m</i>	2410	2450	2560
Тип коллектора <i>Type of collector</i>	Терригенный <i>Terrigenous</i>		
НН мощность, м <i>Average net pay, m</i>	10	12	25
Пористость <i>Porosity</i>	0.19	0.19	0.18
Нефтенасыщенность <i>Oil saturation</i>	0.68	0.70	0.66
Проницаемость, мД <i>Permeability, md</i>	1–3	1–5	1–2
Содержание глин <i>Shaliness</i>	0.7	0.6	0.75
Кэфф-т расчлененности <i>Scattering coefficient</i>	4	5	10
Температура, °С <i>Temperature, °C</i>	88	89	93
Начальное давление, атм <i>Initial Reservoir pressure, atm</i>	240	248	250
Вязкость нефти, сП <i>Oil viscosity (in-situ conditions), cp</i>	152	136	136
Плотность нефти в пл. условиях <i>In-situ density of oil</i>	0.796	0.775	0.788
Плотность нефти в пов-ых усл-ях <i>Surface density of oil</i>	0.868	0.866	0.863
Кэфф-т сжимаемости <i>Volume compressibility</i>	1.196	1.229	1.202
Содержание серы и парафинов в нефти, % <i>Sulfur, wax - content in oil, %</i>	1.18 / 2.47	1.25 / 2.48	1.18 / 2.52
Давление насыщения, атм <i>Bubble point pressure, atm</i>	83	100	100
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> <i>Gas saturation, m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup></i>	51	55	49

treatments normally take excessively long times to complete. The standard method of completion has consisted of a sequential approach of the workover crew, wireline crew, and fracturing fleet performing respectively the perforating, tubing and packer run in hole, fracturing, and pulling tubing and packer out of hole for each of the layers. That sequence takes a very long time to complete the well, especially if the formation starts flowing naturally before the workover and wireline crews can manage the



бригады капитального ремонта скважин (КРС), геофизических партий и бригады ГРП соответственно для проведения работ по перфорированию каждого последующего интервала, спуску НКТ и пакера, гидроразрыву пласта и подъему НКТ и пакера для проведения нового цикла на последующем интервале. Работы занимали продолжительное время, особенно в случае длительной отработки скважин после ГРП на одном из интервалов, что приводило к увеличению длительности всего цикла.

Начиная с 2008 года к вводу многопластовых скважин были активно привлечены комплексы ГНКТ для задач подготовки скважин, перфорирования и контроля над давлением в скважине между стадиями ГРП. Преимущества ГНКТ в скорости ведения операций позволили значительно сократить цикл заканчивания таких скважин. По сути, ГНКТ заменяет собой при таком подходе и КРС, и геофизическую партию, перфорация теперь осуществляется гидropескоструйным методом, через специальную компоновку низа гибкой трубы с форсунками и закачкой абразивного материала под высоким давлением. Скорость струи и ее целенаправленное воздействие приводит к образованию отверстия в эксплуатационной колонне (ЭК) и каверны в породе непосредственно за ЭК и цементным камнем (рисунок 3). Метод абразивной перфорации применяется уже более семидесяти лет, и его преимущества многократно публиковались в предыдущих исследованиях (Остерхут, М. 1961, Питтман Ф., и др., 1961, Кобетт, Дж., 1991, Дотсон, Т. и др., 2009).

### ОПИСАНИЕ СТАНДАРТНОГО МЕТОДА ЗАКАНЧИВАНИЯ С ГРП МНОГОПЛАСТОВЫХ СКВАЖИН В РОССИИ

Для интенсификации добычи на месторождениях Западной Сибири широко используются проппантные ГРП. Поэтому типичными работами, проводимыми установками ГНКТ с трубой 1,5", в регионе являются промывка ствола скважины от проппанта после ГРП и освоение скважин азотом.

Некоторые месторождения эксплуатируются совместно с нескольких пластов, в таком случае «стандартный» способ заканчивания вышедших из бурения скважин можно описать так:

- отбивка забоя по ГК и ЛМ расчетом ГИС и перфорация на геофизическом кабеле нижнего продуктивного интервала;
- работа бригады КРС по посадке пакера;
- проведение ГРП на нижний продуктивный интервал;

pressure properly to continue operations.

Starting in 2008, coiled tubing fleets were employed to assist in the well-completion cycle with abrasive perforating and well cleanout operations under pressure between the fracturing stages. The advantage of coiled tubing lies in its ability to perform the same sequence of operations significantly faster. In fact, the coiled tubing replaced both workover and wireline rigs, with the perforating performed in this case with an abrasive material jetted through nozzles of a special bottom hole assembly (BHA). Jet velocity and its focused flow create a hole inside the casing and a cavern inside the cement and the rock outside the casing (an example will be given at the Figure 3 in following sections).

The abrasive jetting technique was developed more than 70 years ago, and its advantages have been described multiple times in previous publications (Ousterhout 1961; Pittman et al. 1961; Cobbett 1991; Dotson et al. 2009).

### STANDARD PRACTICE FOR STIMULATING MULTILAYER WELLS IN RUSSIA

To maximize a well's production, proppant fracturing is commonly used in Western Siberian oilfields. Therefore, the typical coiled tubing operation in the area is wellbore cleanout and well kick-off with a tubing size of 38 mm (1.5 in.).

Many oilfields have commingled production from several zones, where the standard case completion cycle for new wells has been as follows. Repetition of the whole cycle depends on the number of targeted zones.:

- Wireline crew tags bottom and perforates bottom layer.
- Workover crew runs packer and tubing in hole
- Frac crew performs stimulation treatment of bottom layer.
- Wireline tags current bottom depth.
- Workover unsets packer, pulls it out of hole, sets sand plug or cleans out excessive sand (if required).
- Wireline perforates next interval.
- Workover runs packer and tubing in hole.
- Frac performs stimulation treatment in next interval.
- Coiled tubing cleans out wellbore and kicks off well with nitrogen.

This method is excessively long because it requires well flowback after each stage, well killing, and workover operations to pull the frac string and packer in and out of the hole after each fracturing stage, and the rig-up/rig-down of workover and fracturing fleets each time. On average, such completion cycle for a multilayer well takes about 30 days. Furthermore, well-killing operations, obviously, lead to fluid invasion inside the fracture and formation damage to the productivity of the well.

- отбивка текущего забоя (ТЗ) расчетом ГИС;
- работы по срыву пакера, нормализации забоя (промывка излишков проппанта или отсыпка открытого интервала силами КРС), посадке пакера и перфорации вышележащего интервала;
- проведение ГРП на данном интервале;
- повторение всего цикла, в зависимости от количества вовлекаемых в разработку пластов, до 5 на Приобском месторождении;
- промывка ствола скважины и освоение азотом с использованием установки ГНКТ после проведения последнего ГРП.

Приведенный способ является излишне продолжительным из-за необходимости разрядки скважины после каждого ГРП, промежуточных глушений, а также промежуточных монтажей/демонтажей бригады КРС, расчета ГИС и флота ГРП. В среднем заканчивание многопластовой скважины «стандартным» способом занимает около 30 дней. Стоит также отметить, что промежуточные глушения скважины, необходимые каждый раз перед проведением работ по срыву/посадке пакера, отбивке текущего забоя и перфорации ствола скважины, несомненно, приводят к потере жидкости глушения (ЖГ) в трещину и продуктивный интервал и, соответственно, к их загрязнению.

## ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ AbrasiFRAC ЧЕРЕЗ ЭК

С 2008 года началось активное применение комплексов ГНКТ для ускорения ввода многопластовых скважин с несколькими стадиями ГРП. Основные отличия от «стандартного» способа заканчивания при этом заключаются в том, что перфорация теперь осуществляется абразивным материалом через ГНКТ, а также отсутствуют (не спускаются в скважину) колонна НКТ и пакер.

«Ускоренный» способ заканчивания вышедших из бурения многопластовых скважин можно описать так:

- шаблонировка и промывка эксплуатационной колонны силами бригады КРС;
- отбивка забоя по ГК и ЛМ силами расчета ГИС;
- корреляция глубины ГНКТ по данным ГИС, проведение ГПП;
- проведение ГРП по ЭК, изоляция открытого интервала осуществляется проппантной пробкой;
- нормализация ТЗ, проведение ГПП на вышележащий продуктивный интервал;
- проведение ГРП по ЭК;
- повторение всего цикла, в зависимости от количества вовлекаемых в разработку пластов;
- промывка ствола скважины и освоение азотом с использованием установки ГНКТ после

## INTRODUCING ABRASIVE PERFORATING AND FRACTURING THROUGH CASING

Starting in 2008, an intensive use of coiled tubing fleets was aimed to reduce completion cycles of multilayered wells. The main difference from the conventional completion method is in the lack of tubing and packer (operations done through casing) and the addition of perforating via coiled tubing by jetting an abrasive fluid.

The new method can be described by the following sequence. Again, repetition of the perforating/fracturing cycle depends on number of target zones.

- Workover crew scrapes casing and cleans out well.
- Wireline crew tags bottom depth.
- Coiled tubing crew correlates depth and performs abrasive jetting in bottom interval.
- Frac crew performs proppant stimulation job through casing and pumps sand plug right after last treatment stage.
- Coiled tubing removes excessive proppant (if necessary) and creates abrasive holes in next interval.
- Frac crew performs next fracturing treatment
- Coiled tubing cleans out wellbore and kicks off well with nitrogen.

Further, such a completion sequence can be called abrasive perforating and fracturing through casing (APFTC) technique for the sake of simplicity. This combined technique requires simultaneous presence of both fracturing and coiled tubing fleets; thus, sufficient space at the pad needs to be available. Such operations have to be properly planned in advance to comply with the schedules of other operations on offset wells: e.g. drilling, ESP installations, etc.

One of the requirements for proper abrasive jetting is a choice of fluid velocity and, consequently, tubing size, which depends on the number and size of the nozzles installed in the abrasive gun body. Three common sizes of the nozzles are available: 3.2 mm (0.125 in.), 3.6 mm (0.141 in.), and 4.8 mm (0.188 in.). To ensure proper geometry, the jet must have sufficient pressure difference across the nozzle, about 170 atm (2,500 psi), which can be reached with 80 lit/min (0.5 bpm), 110 lit/min (0.7 bpm), or 200 lit/min (1.25 bpm) fluid rates respectively for the nozzle sizes indicated above.

As described previously, frac operations were planned to be run through casing, which was totally new for Russia, as all previous jobs were done through production tubing and a packer. Several measures were necessary to enable this option using abrasive perforating and fracturing:

The decision was made to equip all candidate wells with increased-strength casing (i.e. grade “E”). Parameters for different casing options are shown at Table 2 (options used for jobs are highlighted).



проведения последнего ГРП.

Далее такую последовательность работ по вводу скважины с ГРП будем называть «абразивным ГРП по колонне» или AbrasiFRAC. Рассмотренный способ заканчивания предполагает одновременную работу флотов ГНКТ и ГРП на скважине, что автоматически требует наличия достаточного места на кустовой площадке для расстановки всей задействованной в работе техники. Это приводит к необходимости тщательного планирования одновременных работ на скважинах кустовой площадки (буровые работы, работы по ускоренному заканчиванию уже пробуренных скважин и работы по спуску ЭЦН).

Одним из основных требований для проведения абразивной резки через ГНКТ является правильный выбор расхода жидкости, который опирается на количество и диаметр форсунок, установленных в гидropескоструйном перфораторе. Существуют три диаметра форсунок: 3,2 мм (0.125"), 3,6 мм (0.141") и 4,8 мм (0.188"). Для формирования правильной геометрии режущей струи необходимо обеспечить достаточный перепад давлений на форсунке 170 атм (2500 psi). Он достигается при закачке 80 лит/мин (0.5 bpm), 110 лит/мин (0.7 bpm) или 200 лит/мин (1.25 bpm) для указанных типов форсунок соответственно. Из приведенной таблицы 2 видно, что лучше всего для проведения ГПП в ЭК 146 мм (5.75") подходит ГНКТ Ø44 мм (1.75") с перфоратором, оборудованным тремя форсунками (3.2 мм / 0.125" или 3.6 / 0.141") с фазировкой 120°.

Процесс ГРП, как описано выше, предполагалось проводить по эксплуатационной колонне (ЭК), а не через НКТ и пакер. Однако до тех пор подобных прецедентов в России не было.

Было принято решение оборудовать многопластовые скважины-кандидаты эксплуатационной колонной повышенной прочности (марки прочности «Е»), таблица 2 содержит сравнительные прочностные характеристики ЭК различных типов стали и толщины (красным цветом помечены те опции, которые были использованы в дальнейшем в наших работах). Согласно положениям регулирующей организации «Ростехнадзор», закачка ГРП в скважинах, не оборудованных НКТ и пакером, на территории РФ запрещена. Поэтому дополнительные усилия были приложены для преодоления процессуальных сложностей и получения разрешения на проведение подобных работ в России.

Кроме того, для проведения абразивной резки в колонне оптимальным способом является спуск крупного инструмента и центриатора,

Local regulatory requirements in Russia forbade fracturing wells equipped with frac strings and packers. Therefore additional efforts and steps were needed to overcome these regulations and develop all necessary documentation to start the operations.

In addition to that, to perform abrasive jetting through casing with optimum quality, it is required to have a large outside diameter perforator and centralizer, which could not pass through the frac head of existing fracturing operations. For these special operations, it is required to have a special frac head capable of withstanding expected frac pressures and have sufficient internal diameter at the same time. This required a special order that had a 350-atm (5,000-psi) working pressure and inside diameter of 179 mm (7 1/16 in.). Also, since no blast joint was to be used, the coiled tubing had to be removed from the well each time before a fracturing treatment to extend the life of the coiled tubing. A blast joint is designed to protect the coiled tubing from damage due to flow of the frac fluids (see drawing at Figure 1).

At the same time, preparation for the operation was ongoing in the yard of the service company in the town of Pit-Yakh. A test was performed to check the effectiveness of the abrasive jetting and define the gun wear after it. A 2-m-long piece of 146mm casing was cemented and placed into a special tank (2 m × 2 m × 1.5 m) to collect the spills of abrasive fluid. A BHA was assembled to the coiled tubing and function testing was performed. The BHA consisted of a connector, a 110-mm (4.35-in.) centralizer, a 76-mm (3-in.) perforator with three nozzles of 3.8 mm (1.41-in.) and 120° phasing, a reverse check valve and bull nose nozzle (Figure 2). The coiled tubing injector was assembled on top of the system; abrasive sand was pumped at 320 lit/min (2 bpm).

**Таблица 2 – Прочностные характеристики эксплуатационных колонн**

**Table 2 – Strength Parameters for Different Casing Grades**

Внешний диаметр (Толщина стенки) Outside diameter (wall thickness)	Вес Weight	Прочность на разрыв, атм Burst pressure, atm		
		Марка D Grade D	Марка E Grade E	Марка M Grade M
146 (7.0)	25	286	433	555
146 (7.7)	27	315	466	611
146 (8.5)	30	347	514	674
146 (9.5)	33	388	575	754
146 (10.7)	36	437	647	849

которые не проходят через внутренние отверстия стандартной арматуры ГРП, для такого вида работ фонтанная арматура должна иметь достаточный внутренний диаметр и при этом также выдерживать рабочее давление ГРП. Требуемая фонтанная арматура с рабочим давлением 5000 psi и внутренним диаметром 7 1/16" оказалась уникальной для России и была специально заказана в США после проведения анализа сроков доставки от всех сертифицированных поставщиков. Отсутствие в обвязке устья скважины такой составляющей, как Blast Joint (защищающей ГНКТ от потока жидкости ГРП), см. рисунок 1, диктовало условие обязательного подъема колонны ГНКТ на поверхность перед проведением ГРП для существенного продления «жизни» ГНКТ и снижения риска аварий.

На базе сервисной компании в городе Пыть-Ях были проведены стендовые испытания для оценки эффективности абразивной перфорации и износа перфорационного оборудования. Макет зацементированной ЭК диаметром 146 мм и высотой 2 м был установлен в специальную емкость 2 м x 2 м x 1,5 м, предназначенную для сбора отработанной абразивной жидкости. Перфорационная компоновка низа колонны (коннектор, централизатор 110 мм (4.35"), перфоратор 76 мм (3") с 3 форсунками 3,8 мм (0.141") x 120°, обратный клапан и полнопроходная насадка, см. рисунок 2) была смонтирована на ГНКТ и функционально оттестирована. Инжектор ГНКТ был установлен на макет. После выхода на режим 320 лит/мин (2 bpm) началась подача абразивной смеси. В течение теста было сделано 3 станции по 3 отверстия. Колонна ГНКТ приподнималась вверх для резки следующей станции только после того, как все три перфорационных отверстия на предыдущей станции были прорезаны. Время резки перфорационных отверстий на первой станции составило 3 минуты, на второй и третьей – 1,5 минуты. Средний диаметр отверстий в ЭК составил 12 мм. После теста КНК была проинспектирована. Никакого внешнего и внутреннего износа оборудования ГНКТ зафиксировано не было (рисунок 3).

По итогам теста было принято решение установить время резки на каждой станции равным 7 минутам (по нашим предположениям этого должно было быть достаточно для перфорирования ЭК в реальных условиях).

### ПРИМЕР ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ AbrasiFRAC ЧЕРЕЗ ЭК. СКВАЖИНА «А» ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Уже в конце 2008 года такой способ заканчивания был успешно внедрен впервые на

Three stations were cut with three holes each; coiled tubing was moved each time only after all three holes of the previous stations were cut. The bottom station required 3 minutes to complete; the middle and upper stations took 90 seconds each.

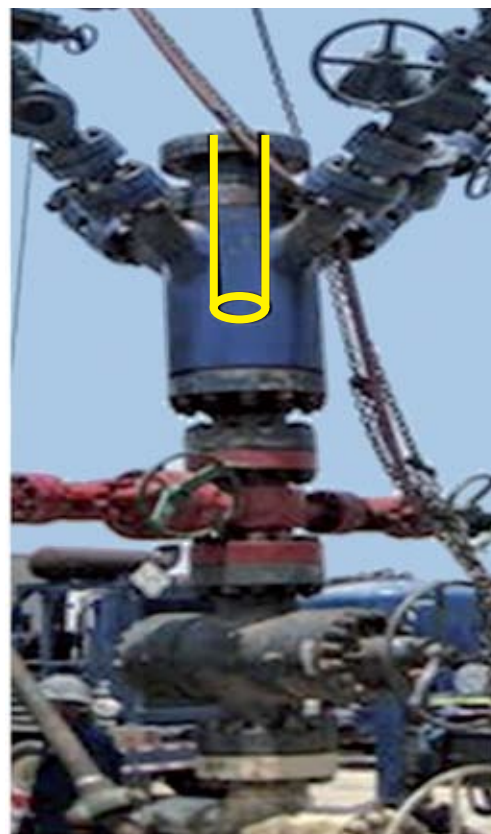
Average hole diameter in the casing measured 12 mm. After the test the BHA was inspected, and no external or internal wear was identified. According to the yard test results, we set the duration of the stations in real operations at 7 minutes (assuming a two-fold increase for reliability).

### CASE STUDY OF APFTC TECHNOLOGY IMPLEMENTATION IN WELL A OF PRIOBKOE FIELD

This method of completion was successfully implemented in Priobskoe oilfield at the end of 2008. The goal of our case study of AFTC operations on well A with 146-mm casing was to stimulate 5 layers of the well through abrasive perforations. A results summary is given at Figure 4. Intervals were isolated by pumping sand plugs right after the main fracturing treatments.

Abrasive jetting (Figure 5) was done according to the following design:

- 76 mm (3-in.) perforator with three nozzles of 3.8 mm (0.141 in.) at 120° phasing.
- Jetting for 7 minutes at each station.
- Abrasive slurry containing linear gel and quartz sand at 120 kgPA (1 PPA) concentration was



*Рисунок 1 –  
Защитная  
вставка Blast  
joint (внутри  
желтым  
цветом)  
Figure 1 – Blast  
joint (marked  
yellow)*



Приобском месторождении. Рассмотрим пример применения поэтапных абразивных резок и ГРП на скважине «А», оборудованной ЭК 146 мм. Целью работы являлось проведение перфорации через ГНКТ и производство пяти гидравлических разрывов, итоги которых приведены на рисунке 4. Изоляция продуктивных интервалов осуществлялась отсыпкой песчаных пробок непосредственно после закачки работ по ГРП.

Для проведения ГПП (рисунок 5) был использован следующий дизайн:

- 3"-перфоратор с 3 форсунками Ø 0.141", расположенными с фазировкой 120°.

- Перфорация каждой станции на запланированных глубинах проводилась по 7 минут.

- Закачка абразивной смеси (линейный гель ГРП и кварцевый песок с концентрацией 120 кг/м<sup>3</sup>) производилась с расходом 336 л/мин.

Расход закачки абразивной смеси не снижался

при переходе колонны ГНКТ на следующую станцию для проведения перфорации. Также закачка не останавливалась сразу после того, как последние перфорационные

отверстия были прорезаны – колонна ГНКТ была приподнята с постоянной циркуляцией линейного геля на 65 м выше перфорационных отверстий и только потом началась промывка обратной циркуляцией.

Стоит отметить, что из-за использования больших объемов рабочей жидкости и проблем с утилизацией отработанного флюида прямая промывка ствола скважины, которая применялась на предыдущих работах, в этой и последующих работах была заменена на обратную циркуляцию, что существенно помогло сократить время промывки и затрачиваемые материалы:

- расход жидкости 270–300 л/мин;
- прокачка вязких пачек на основе гелирующих агентов не применялась;
- азот не применялся;
- за всю историю работ по промывкам данным методом осложнений не возникло.

После операций ГРП скважина была освоена тем же комплексом ГНКТ, без дополнительного монтажа. Освоение проводилось закачкой азота через ГНКТ в течение 8-часового цикла со следующими расходами:

- Q = 14.1 м<sup>3</sup>/мин = 500 scf/min.....2 ч;



**Рисунок 2 – КНК для абразивной резки через ЭК. Перевод текста сверху вниз: внешний коннектор; централизатор; абразивная насадка; обратный клапан; полнопроходная насадка**

**Figure 2 – Bottomhole assembly to perform abrasive jetting perforation through casing**

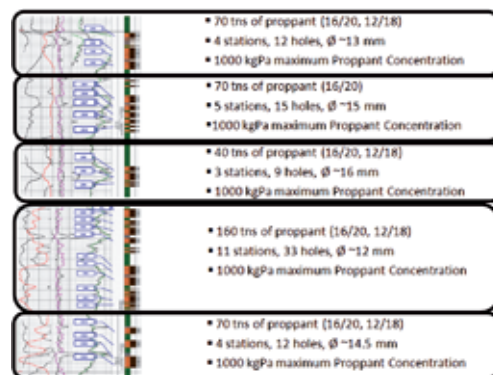


**Рисунок 3 – Результаты проведения тестирования инструмента на базе: а) полученные отверстия и каверны; б) состояние форсунок и перфоратора после резки**

**Figure 3 – Abrasive jetting yard tests showed that the technique creates large, clean holes and deep caverns (a) to handle fracture fluids without damage to the nozzles and perforator (b)**

pumped at 336 lit/min (2.1 bpm).

- Pumping rate was kept constant while coiled tubing was moved from one station to another. Also, after all stations were cut, pumping was not terminated immediately, but coiled tubing was pulled up for 65 m above the perforation interval before pumping was stopped and reverse circulation was started.



**Рисунок 4 – Основные характеристики ГПП и ГРП по скв. «А» Приобского месторождения. Перевод текста на примере верхнего пласта:**

§ 70 т пропанта (16/20, 12/18)  
§ 4 станции, 12 отверстий, Ø 13 мм  
§ 1000 кг/м<sup>3</sup> макс. концентрация пропанта

**Figure 4 – Main parameters of abrasive jetting and fracturing treatments in Well A**



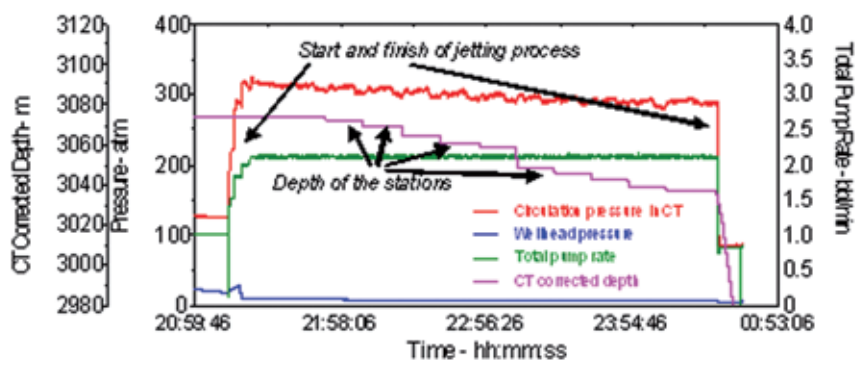
- Q = 19.8 м³/мин = 700 scf/min.....2 ч;
- Q = 25.5 м³/мин = 900 scf/min.....2 ч;
- Q = 19.8 м³/мин = 700 scf/min.....2 ч.

По результатам освоения средний приток пластового флюида составил 380 м³/сут, что было выше ожидаемого. Непосредственно перед глушением скважины для смены специализированного устьевого оборудования на эксплуатационную ФА были закачаны ингибитор солейотложений и блокирующий агент.

Цикл заканчивания скважины с производством перфорации, гидравлическим разрывом пластов, промывкой от проппанта и вызову притока скважины занял около 17 дней непрерывной работы бригад ГРП и ГНКТ на скважине «А» Приобского месторождения. Принимая во внимание подготовительные работы бригады КРС и работы по спуску/запуску ЭЦН, получаем, что полный цикл ввода пяти пластовых скважины с помощью ГНКТ был сокращен на 21 день (рисунок 6).

### ОБСУЖДЕНИЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ АБРАСИФРАС ЧЕРЕЗ ЭК

По результатам применения абразивного ГРП через колонну в 2008–2009 годах всего было закончено более 30 многосластных скважин, в которые закачано более 100 стадий ГРП в общей сложности. Тот период представляется авторам наиболее показательным для сравнительных анализов по продуктивности скважин и эффективности других технологических аспектов, поскольку в одном районе работ были достаточные наработки и по стандартному и по абразивному гидроразрыву пластов. Более того, геологические условия района, разбуриваемого в те годы, позволяло, во-первых, качественно прогнозировать потенциал скважин и сравнивать полученные результаты с окружением, а во-вторых, закачивать агрессивные дизайны без чрезмерного опасения СТОПов при ГРП. Как будет видно далее в статье, в последующие годы бурение проводилось в краевых зонах месторождения, где доля глинистых пропластков была выше и напряжения пород были повышенные, что привело к целому ряду дополнительных сложностей в эксплуатации технологии, решение



**Рисунок 5 – Пример проведения процесса ГРП для 11 станций. Красным цветом показано циркуляционное давление, зеленым – расход, розовым – глубина КНК, синим – давление на поверхности. Стрелками сверху показаны начало и конец абразивной резки**  
**Figure 5 – Example of abrasive jetting of 11 stations**

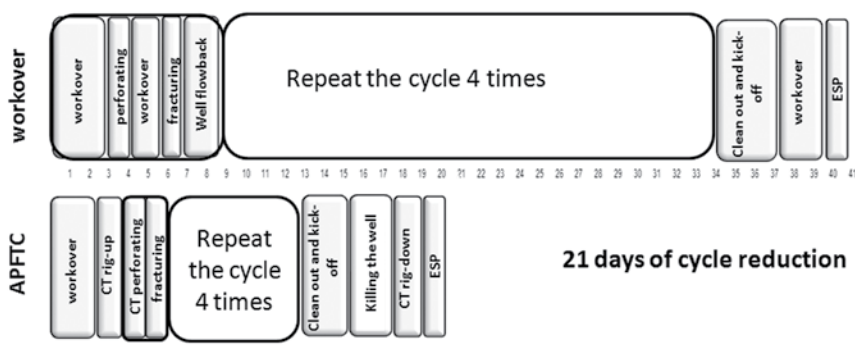
Because of excessive fluid volumes and problems with fluid disposal after the first treatment, this and all following wells were cleaned out using reverse circulation, which led to significant time and materials savings:

- Circulation fluid rate 270 to 300 lit/min;
- No gelled slugs required;
- No nitrogen required;
- No problems throughout the entire operations.

After fracturing operations, the well was kick-off using the same coiled tubing fleet, without additional time to rig-up. The nitrogen kick-off was done over an 8 hour period with the following cycles:

- Q = 14.1 м³/ мин = 500 scf/min.....2 hrs;
- Q = 19.8 м³/ мин = 700 scf/min.....2 hrs;
- Q = 25.5 м³/ мин = 900 scf/min.....2 hrs;
- Q = 19.8 м³/ мин = 700 scf/min.....2 hrs.

As a result of the kick-off, average fluid inflow from the well was 380 м³/day, which was higher than expected. Right before killing the well to replace the specialized wellhead with a conventional one, scale inhibitor and leak-off prevention agents were pumped through the coiled tubing into the well.



**Рисунок 6 – Сравнение длительности цикла заканчивания пятипластовой скважины с помощью КРС (сверху) и ГНКТ (снизу). Сокращение цикла составило 21 день**  
**Figure 6 – Well completion for the 5-layer well took 21 days less for coiled tubing than for a conventional workover approach**



которых также будет приведено ниже.

Итак, за период 2008–2009 годов технология абразивного ГРП была доведена до хорошего качества исполнения, цикл заканчивания сокращен для средней трехпластовой скважины с месяца до двух недель, или чуть более чем в два раза. В большинстве случаев абразивная перфорация состояла лишь из нескольких (3–6) станций по три отверстия и каверны, однако данного количества перфораций было достаточно для надежного размещения даже самых агрессивных дизайнов ГРП. В тот период, как правило, закачивался крупный проппант фракции 12/18 в качестве основного, с применением осмоленного проппанта той же фракции для предотвращения выноса на последних стадиях. Концентрации проппанта достигали зачастую 1200 кг/м<sup>3</sup>, на нескольких работах был размещен сверхкрупный проппант фракции 10/14 RCP. Размер работ ГРП достигал 260 тонн проппанта. Расход закачки варьировался в основном от 3,2 м<sup>3</sup>/мин до 5,5 м<sup>3</sup>/мин. Процент СТОПов был менее 6% в сравнении с более 10%-м показателем той же сервисной компании по ГРП на кумулятивной перфорации с меньшей агрессивностью дизайнов. В итоге было показано, что даже столь малое количество абразивных отверстий и каверн обеспечивает лучшее качество связи пласта и трещины в условиях хороших коллекторов по сравнению с кумулятивной перфорацией высокой плотности (20 отв/м и более).

Подробный анализ продуктивности скважин после абразивного ГРП был проведен по нескольким кустам Приобского месторождения, которые разбуривались в 2009 году.

На рисунке 7 представлен график безразмерной продуктивности  $J_d$  по скважинам с применением ГНКТ и ускоренным циклом ввода и по скважинам, где между стадиями ГРП работали бригады КРС.

$$J_d = \frac{18.4 \cdot q \cdot \mu \cdot B}{k \cdot h \cdot (P - P_{wf})} \quad (1)$$

*Коэффициент 18.4 применяется в случае расчета в метрической системе единиц.*

Из графика можно видеть, что абразивная перфорация не только не препятствует притоку нефти, но, напротив, продуктивность скважин, где были проведены множественные ГРП с использованием ГНКТ между стадиями, на всем протяжении эксплуатации имеет некоторое преимущество. В основном авторы связывают данный положительный результат, во-первых, с тем фактом, что агрессивность дизайнов абразивных ГРП была выше, а процент

The overall completion cycle including perforations, fracturing, well cleanout, and kickoff took about 17 days of continuous fracturing and coiled tubing operations in Well A, Priobskoe field. Including preparatory work by the workover crew and installing an electric submersible pump (ESP), the full cycle of well completion was reduced by 21 days (Figure 6).

## RESULTS OF THE APFTC TECHNIQUE IMPLEMENTATION

As a result of APFTC operations in 2008–2009, more than 30 multilayered wells were completed with more than 100 fracturing stages pumped in total. That period is considered the most representative for the comparative analysis of technique effectiveness and well productivity, because many of the offset wells had been completed with the conventional approach. Also, geological conditions of the field area drilled at that time were better, which allowed for more accurate production potential forecasts and as well better placement of aggressive fracturing schedules without high screenouts risk. As will be shown later, drilling during the later years included mainly lower-quality reservoirs with higher shale content and higher stresses, leading to a series of problems with technology exploitation, solutions to which will be shown later.

On the whole, during the period of 2008–2009, abrasive perforating and fracturing through casing was optimized and a high quality of operations was reached. Completion cycles were reduced from about a month to about 2 weeks on average for three-layered wells, to about half the conventional time. In most cases, abrasive jetting consisted of only a few (3 to 6) stations of three holes and caverns. Nevertheless, this number was enough for successful placement of any fracturing treatments. During that period, in most of the cases 12/18 mesh proppant was pumped with resin-coated proppant (RCP) of the same mesh as a tail-in to prevent proppant flowback.

Proppant concentrations reached 1200 KgPA (10 PPA), and several jobs were successfully completed with proppant as large as 10/14 mesh RCP. The biggest fracturing treatment size was 260 tones (573,000 pounds) of proppant. Pumping rate ranged from 3.2 to 5.5 м<sup>3</sup>/мин (20 to 35 bpm). Screenout ratio was lower than 6%, which was significantly lower than the 10% ratio of screenouts that had occurred during fracturing operations by the same service company after cumulative perforations at that time. As a result, even such a low number of abrasive perforations provides better connection between a wellbore and a fracture than cumulative perforations at high density (20 shots per meter and higher).

A detailed analysis of well productivity after abrasive fracturing operations was performed based on several

полученных СТОПов при этом был ниже, во-вторых, с тем, что трещины ГРП были очищены от полимера более эффективно, поскольку освоение скважин проводилось сразу после гидроразрыва, без длительных операций КРС между стадиями и без глушения скважин (соответственно, без загрязнения пластов и трещин жидкостями глушения).

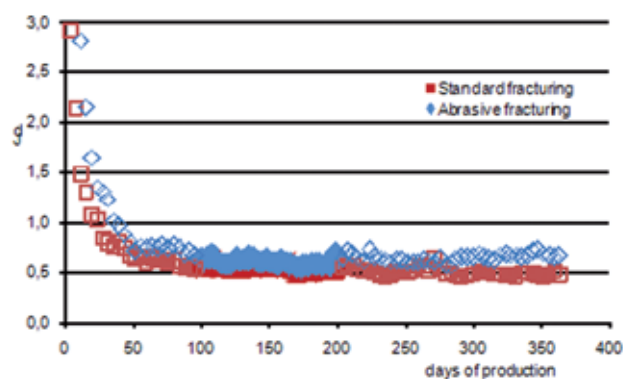
Наиболее показательным периодом для сравнения можно считать вторую сотню дней, когда приток уже установился, а пластовые давления еще не слишком различаются между скважинами (здесь расчеты проведены в предположении о постоянном пластовом давлении в скважинах за период, на месторождении эффективно действует система ППД). Преимущество в продуктивности скважин после абразивного ГРП за этот период в среднем составило 14% по сравнению со стандартным циклом заканчивания на соседних скважинах.

### ОПЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ АБРАЗИВНОГО ГРП ЧЕРЕЗ НКТ И ПАКЕР (AbrasiFRAC TT)

С каждым годом, наряду с бурением новых скважин, растет и количество реззек боковых стволов (ЗБС) на Приобском и Малобалькском месторождениях, которые в совокупности с несколькими стадиями ГРП в многопластовых залежах позволяют эффективно повышать выработку запасов нефти. Как уже было оговорено ранее, новые многопластовые скважины-кандидаты под «ускоренный» способ заканчивания многопластовых скважин с абразивным ГРП оборудуются ЭК повышенной прочности (марка «Е»). Однако реззка боковых стволов производится в основном из скважин действующего фонда, уже оборудованных стандартной ЭК марки «Д». Это потребовало модификации технологии абразивного ГРП.

Для того чтобы существенно расширить круг многопластовых скважин-кандидатов под «ускоренный» способ заканчивания, в 2010 году был осуществлен новый подход к одновременной работе флотов ГНКТ и ГРП, который здесь будет обозначен как «AbrasiFRAC TT» (TT – от англ. through tubing – через НКТ). Способ подразумевает выполнение аналогичных операций по абразивной резке и ГРП через нее с той разницей, что теперь они проводятся через колонну НКТ и специальный пакер, устанавливаемый лишь единожды над всеми пластами. Полный цикл заканчивания теперь можно описать так:

- шаблонировка и промывка эксплуатационной колонны силами бригады КРС;
- отбивка забоя по ГК и ЛМ силами расчета ГИС;
- спуск НКТ и посадка специального пакера выше верхнего продуктивного интервала;



**Рисунок 7 – Сравнение продуктивности скважин Приобского месторождения в безразмерных величинах ( $J_d$ ). Горизонтальная ось соответствует дням эксплуатации скважин. Синим цветом выделен осредненный режим работы скважин законченных по технологии AbrasiFRAC, красным цветом – законченных стандартным способом**

**Figure 7 – Abrasive fracturing consistently improves wells productivity in Priobskoe field**

locations of Priobskoe field that were drilled in 2009. Figure 7 compares dimensionless productivity  $J_d$  in wells after abrasive fracturing assisted by coiled tubing in 29 wells with that of 35 wells completed with a regular cycle where wells were prepared with workovers between the fracturing stages.

$$J_d = \frac{18.4 \cdot q \cdot \mu \cdot B}{k \cdot h \cdot (\bar{P} - P_{wf})} \quad (1)$$

The coefficient of 18.4 is used in case of calculations in the metric system.

The coefficient of 18.4 is used in case of calculations in the metric system.

The plot shows that abrasive perforations consistently increase well productivity over that of the cumulative perforation technique. This positive effect mostly correlates with the fact that abrasive perforations allow for more aggressive stimulation placement at lower screenouts rates, and coiled tubing allows for better and faster fracture cleanup as opposed to lengthy and damaging workover operations on the offset wells.

The most representative period on the plot is considered to be between Day 100 and Day 200, when the flow is already pseudostabilized on the one hand and formation pressures are still not that different between the wells on the other hand (calculations here are based on assumptions of constant formation pressure throughout the analyzed period, as an effective formation pressure maintenance program is ongoing). The advantage of the abrasive perforating and fracturing approach during this period is about 14% on average compared to the standard completion cycle with workover operations on offset wells.



- корреляция глубины ГНКТ по данным ГИС, проведение ГПП;
- проведение ГРП через НКТ, изоляция открытого интервала осуществляется проппантной пробкой непосредственно в ходе закачки основной работы ГРП;
- нормализация ТЗ, проведение ГПП на вышележащий продуктивный интервал;
- проведение ГРП;
- повторение всего цикла, в зависимости от количества вовлекаемых в разработку пластов;
- промывка ствола скважины прямой циркуляцией и освоение азотом с использованием установки ГНКТ после проведения последнего ГРП;
- срыв пакера и подъем НКТ силами КРС. Спуск УЭЦН.

Основным требованием к пакеру является большой проходной диаметр для беспрепятственного спуска перфорационной КНК на ГНКТ в зону интереса. Сама компоновка низа колонны ГНКТ должна не только свободно проходить пакер и достигать необходимой глубины, но в то же время эффективно перфорировать ЭК, цементный камень и материнскую породу. Поэтому для ЭК, используемых в разработке Приобского и Мало-Балыкского месторождений с внешними диаметрами 102 мм (4"), 114 мм (4.5") и 146 мм (5.75"), был подобран специальный компактный перфоратор диаметром 54 мм (2.125"), который может быть оборудован тремя форсунками (фазировка 120°) Ø3,2 мм (0,125") или Ø 3,8 мм (0,141"). Полная КНК ГНКТ представлена на рисунке 8. Подобный опыт проведения ГРП после абразивной резки через НКТ был также ранее описан Шульцем Д. и др., 2007, где было продемонстрировано успешность метода и его преимущества по сравнению со спуском перфораторов на НКТ. Что касается специального устьевого оборудования, то оно не требуется. Монтаж ПВО ГНКТ или нагнетательных линий ГРП ведется прямо на задвижку ГРП, поочередный монтаж/демонтаж не отнимает много времени.

На базе сервисной компании в городе Пыть-Ях были проведены два моделирующих теста, для того чтобы оценить качество гидropескоструйной перфорации компактного перфоратора (Ø54 мм) в 102 мм (4") и 114 мм (4.5") хвостовиках и 146 мм (5 3/4") ЭК. Тесты проводились по сценарию, уже описанному выше для перфоратора Ø76 мм (3").

Немаловажным является тот факт, что проведение работ в боковых стволах, обсаженных 102 мм (4") или 114 мм (4.5") хвостовиками, возможно также и на колонне ГНКТ диаметром 38 мм (1.5"), которыми оборудовано большинство

## OPTION OF THE ABRASIVE PERFORATING AND FRACTURING THROUGH TUBING (APFTT)

Drilling new wells is not the only way to increase production; sidetrack drilling from existing wells in Malobalikscoe and Priobskoe fields is growing year to year. Together with several fracturing stages in multilayer formations, such approach allows for a significant increase of oil recovery. As described in the previous sections, new well candidates for APFTC technology had to be equipped with grade E casing. But sidetrack activity is done mostly in old wells with casing of regular strength (grade D). This required a modification in technology.

To significantly increase the candidate pool for the improved completion technique, a new approach to the abrasive fracturing process was developed in 2010 that provided an option to treat the wells through tubing and packers; for the sake of simplicity, this approach will be called "abrasive perforating and fracturing through tubing" (APFTT). The method assumes almost the same sequence as in the APFTC option, with the only difference that now perforating and fracturing operations are performed through tubing and packer, which is settled only once above all the intervals. The full completion cycle now can be described as follows (repetition of the perforating/fracturing cycle depends on the number of target zones):

- Workover scrapes casing and cleans out the well;
- Wireline tags the bottom depth;
- Workover runs tubing and special packer in hole and sets packer on top of all intervals;
- Coiled tubing correlates depth and performs abrasive jetting in bottom interval;
- Frac crew performs proppant stimulation job through casing, pumping sand plug right after last treatment stage;
- Coiled tubing removes excessive proppant (if necessary) and creates abrasive holes in next interval;
- Frac crew performs next fracturing treatment;
- Coiled tubing cleans out wellbore and kicks off well with nitrogen;
- Workover pulls packer and tubing out of hole, installs ESP.

The main requirement from the packer for such an application would be a sufficient inside diameter to ensure operations with the abrasive perforator below it. The BHA itself should not only fit the packer ID, but also ensure quality of perforating the casing, cement sheath, and rock in the near-wellbore area. Therefore, a special slim perforating tool with OD of 54 mm (2.125 in.) was selected for operations in Priobskoe and Malobalikscoe fields, and wells were equipped with casing sizes of 102 mm (4 in.), 114 mm (4.5 in.) and 146 mm (5.75 in.). The perforator still had three

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 лучшую утилизацию оборудования.

До сих пор нами проводились работы лишь в вертикальных и наклонно-направленных боковых стволах. Однако опция абразивного ГРП через НКТ может в перспективе применяться для многостадийных ГРП в горизонтальных стволах, подобный опыт был описан, например, Итибрутом Т. и др, 2010. Стендовые испытания также были уже проведены, и качество отверстий позволяет проводить операции описанным выше набором инструментов.

### СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБРАЗИВНОГО ГРП МЕЖДУ ОПЦИЯМИ ЗАКАНЧИВАНИЯ ЧЕРЕЗ ЭК И НКТ

Для того чтобы сравнить эффективность по времени обоих вариантов абразивного ГРП, через колонну и через НКТ, были рассмотрены несколько трехпластовых скважин, в итоге порядок продолжительности операций для каждой из технологических опций, включая операции с КРС, может быть виден из рисунка 9.

В целом оба цикла занимают примерно одинаковое время (около 13–14 дней). Отличия же состоят в следующем: дополнительные работы по опрессовке ЭК перед монтажом, более длительный процесс промывки из-за дополнительной спуско-подъемной операции (СПО) перед освоением и глушением скважины силами ГНКТ в случае операций через ЭК; работы по посадке/срыву пакера и глушение силами КРС в случае операций через НКТ. В конечном счете вариант через НКТ при прочих равных условиях является более универсальным и может применяться как на любых скважинах-кандидатах, оборудованных ЭК марки «Д», так и на тех, которые оборудованы усиленной ЭК марки «Е», причем большой угол отклонения ствола скважины от вертикали не является препятствием для операций через НКТ. Последнее замечание справедливо ввиду того, что промывка ствола скважины от пропантанта после последнего ГРП осуществляется прямой циркуляцией на азотированной жидкости, а не обратной, как это предполагает способ заканчивания по колонне.

На данный момент способом, сочетающим совместную работу флотов ГНКТ и ГРП, закончены

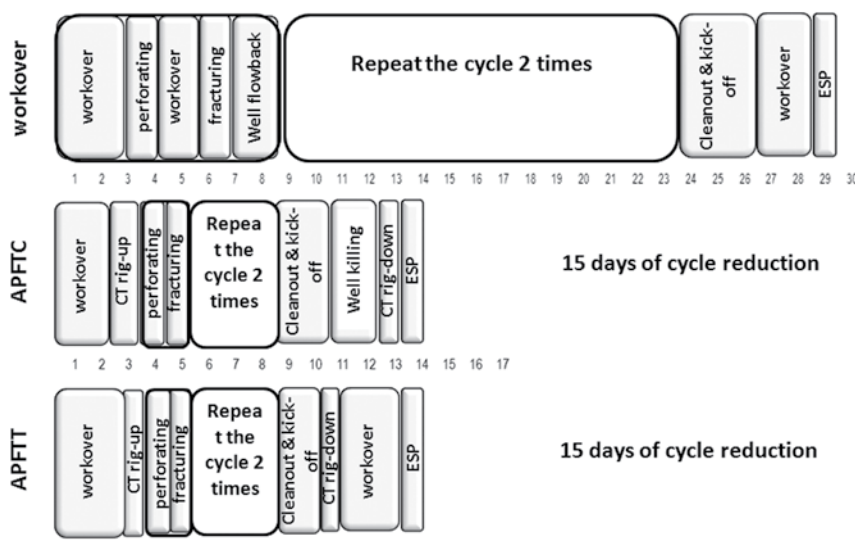
**Рисунок 8 – Компоновка низа колонны для технологии AbrasiFRAC TT, сверху вниз – внешний коннектор (57 мм), механический разъединитель (54 мм), перфоратор (54 мм), обратный клапан (54 мм), полнопроходная насадка (54 мм)**

**Figure 8 – BHA for APFTT applications. Dimple connector (57 mm), mechanical disconnect (54 mm), perforator (54 mm), reverse check valve (54 mm), bull nose (54 mm)**



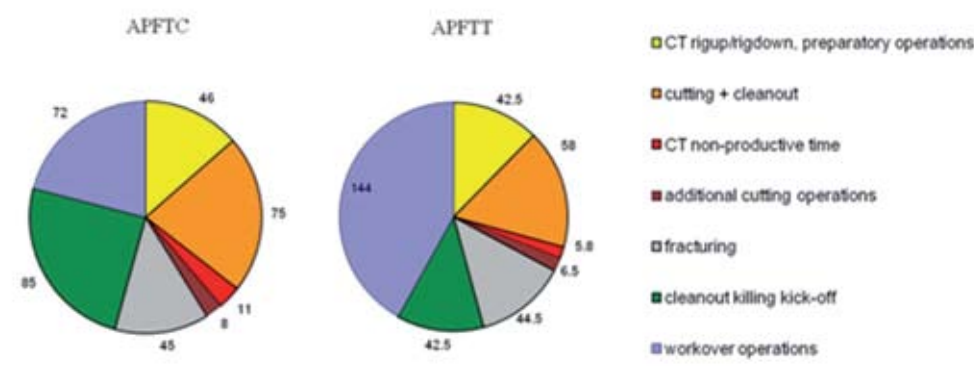
nozzles with 120 deg. phasing, with nozzle sizes either 3.2 mm (0.125 in.) or 3.8 mm (0.141 in.). A detailed drawing of the perforating BHA for APFTT applications is presented in Figure 8. The wellhead for APFTT has no requirements for specialized equipment as in the case of the APFTC option; because the BHA for the APFTT option is slim, it fits through a regular fracturing wellhead capable of withstanding high surface pressures. Because the BHA for the APFTT option is slim, it fits through a conventional fracturing wellhead, capable of withstanding high surface pressures. Assembly of the BOP and fracturing treating line is made directly to the fracturing wellhead. The repetitive change between CT and fracturing iron does not take much time.

The service company performed two modeling yard tests to estimate the quality of the slim hole perforating job in casing sizes of 102 mm, 114 mm, and 146 mm OD. Tests were conducted in similar



**Рисунок 9 – Сравнительный цикл операций заканчивания скважин с помощью КРС (сверху) и по технологиям AbrasiFRAC (в центре) и AbrasiFRAC TT (снизу). Сокращение цикла по сравнению с операциями КРС для обеих опций AbrasiFRAC составило 15 дней**

**Figure 9 – Workover completion techniques typically require twice the time of APFTC and APFTT**



**Рисунок 10 – Сравнение затрачиваемого времени (в часах) на стадии в цикле AbrasiFRAC (слева) и AbrasiFRAC TT (справа). Перевод стадий сверху вниз: ПЗР ГНКТ; резка + промывка; собственные простои; перерезка; ГРП; промывка, освоение, глушение; ПЗР КРС**

**Figure 10 – Comparison in time requirements per stage of abrasive fracturing options in typical three-layer wells**

95 многопластовых скважин. Более чем на 30 из них применялась опция абразивного ГРП через НКТ и пакер. Более детальный расклад в затраченных часах на каждый вид операций по обеим технологическим опциям для типичной трехпластовой скважины можно видеть на рисунке 10. Статистика проведенных операций подтверждает, что подготовительные работы, промывка и освоение не требуют дополнительного времени с увеличением количества ГРП, а процесс ГПП с промежуточной нормализацией забоя и закачка ГРП занимают время, пропорциональное количеству зон интереса.

В таблице 3 приведен анализ эффективности по времени, из которого видно, что цикл заканчивания многопластовых скважин сокращен на 50% и более с помощью привлечения ГНКТ.

### ОПИСАНИЕ ВОЗНИКАВШИХ ПРОБЛЕМ И СПОСОБОВ ИХ РЕШЕНИЯ

Как уже отмечалось, на данный момент введены в эксплуатацию более 65 и 30 многопластовых

conditions as described for the APFTC option with a perforator of 76 mm OD. Conveniently, the APFTT applications in casing sizes of 102 mm (4 in.) and 114 mm (4.5 in.) can use coiled tubing of 38 mm (1.5 in.), which simplifies operations because most of the fleets in a region have this particular size of coiled tubing. Thus, the same fleet can perform standard wellbore cleanout operations and be used in abrasive perforating and fracturing applications without lengthy spooling procedures.

So far, experience has been limited to vertical and deviated sidetracks applications. But in future, it is possible to perform multistage fracturing operations in horizontal sidetracks through tubing and packer set in the main casing. An example of such an application was described by Itibrout et al, 2010. Respective yard test have been performed and the results allow for horizontal applications with the same set of equipment.

### EFFECTIVENESS COMPARISON BETWEEN APFTC AND APFTT TECHNOLOGICAL OPTIONS

To compare effectiveness of the two options of abrasive fracturing technology (through casing and through tubing), we analyzed several representative three-layer wells. Figure 9 shows the typical operational sequence and duration for the different completion scenarios.

Thus, both APFTC and APFTT have similar completion cycle length (~13 to 14 days). The differences are as follows: for the APFTC option, additional procedures for casing pressure tests before the coiled tubing rig-up and a longer cleanout process

**Таблица 3 – Сравнение продолжительности цикла заканчивания новых скважин (дни)**  
**Table 3 – Comparison of the New Well Completion Cycle Duration, Days**

Количество пластов Layers	Стандартный ГРП Standard fracturing	Абразивный ГРП Abrasive perforating and fracturing	Ускорение цикла Cycle reduction
2	24	12	12
3	29	14	15
4	34	17	17
5	39	19	20

скважин по технологиям абразивного ГРП через ЭК и НКТ соответственно, общее количество интервалов, где проведена абразивная резка и закачаны ГРП, более 250. За четыре года накоплен значительный опыт такого рода операций, а также проанализированы и решены возникавшие в процессе работы проблемы. В данном разделе авторы хотели бы остановиться на некоторых из них более детально, поскольку они могут проявиться и в других проектах, где уже разработанные решения могут быть успешно адаптированы.

Первое, с чем пришлось столкнуться, это неудовлетворительное качество перфорации при проведении ГПП в течение 7 минут на каждой станции. Время резки было увеличено до 10 минут (а в случаях сложной геологии до 15 минут), и этого оказалось достаточно для обеспечения хорошего сообщения ствола скважины с пластом.

В 2010 и 2011 годах большинство скважин-кандидатов под абразивные ГРП находились в зонах сложной геологии (наличие мощных глинистых перемычек между продуктивными пропластками, малая мощность пластов, повышенные напряжения пластов, и т.д.), что привело к резкому ухудшению качества абразивной резки, а также повышенному проценту преждевременных остановок закачки при работах по гидроразрыву пластов. Нарботанного успешного опыта предыдущего периода оказалось недостаточно для успешного заканчивания скважин в усложнившихся условиях. Последующие 50 стадий ГРП на двадцати скважинах имели повышенный процент СТОПов, порядка 14% в сравнении с 6% по предыдущему периоду; кроме того, значительно увеличилось количество повторных абразивных резок по причине плохого качества перфорации, устанавливаемого при закачке мини-ГРП. Таким образом, качество абразивной перфорации стало ниже, чем кумулятивной в таких условиях, требовались меры по улучшению всего процесса абразивного ГРП.

Первоначальные расчеты максимального давления гидроразрыва проводились, основываясь на напряжении пластов порядка 350–380 атм в 2008 году, соответственно, приобретенная специальная устьева арматура выдерживала давления до 350 атм, чего на устье было вполне достаточно (с учетом гидростатики на забое можно было достигать до 600 атм). Однако в последние годы геологические условия зачастую выражались в напряжении пород более 400 атм, в отдельных случаях до 450 атм. Даже учитывая положительное влияние абразивной перфорации на снижение давления гидроразрыва породы, из-за ограничения поверхностного

to complete an additional run-in-hole operation and well-killing operations; for the APFTT option, workover operations to run the tubing and packer in and out of hole and killing the well with a workover. A more detailed review in hours for a typical three-layer well completion for both options can be seen from Figure 10, which is based on statistical analysis. Finally, assuming the rest of conditions are the same, the option through tubing will have an advantage because it can be implemented into wells with regular grade D casing. Also, this option does not have limitations on well deviation due to the fact that wellbore cleanout is conducted with direct flow and not reversed, as in case of proppant removal from a well through casing.

Statistical analysis of these treatments also confirms that preparatory work, cleanouts, and well kickoff do not require additional time with increased number of layers, when the total duration of cutting operations and fracturing treatments is proportional to number of intervals.

At this moment, 95 wells have been completed with a combination of coiled tubing and stimulation. More than 30 of them were done by applying the APFTT option. Table 3 has summary details on the average effectiveness of the abrasive perforating and fracturing approach for different numbers of layers in the wells. It shows that overall cycle reduction is 50% and higher in cases of coiled tubing assistance in well-completion operations.

## DESCRIPTION OF TYPICAL PROBLEMS AND PROPOSED RESOLUTIONS FOR ABRASIVE PERFORATING AND FRACTURING

As already described, 65 wells have been completed with abrasive jetting followed by fracturing operations through casing and 30 through tubing with packers. The total number of stages with abrasive jetting and fracturing exceeds 250. During 4 years of these operations, rich experience was acquired and several problems were thoroughly analyzed and resolved. This section is aimed at describing some of the problems, which are thought as typical and may occur in similar projects in other fields. The solutions developed by the operation team may be applicable, as well.

The first problem to occur was lack of perforating quality when only 7 minutes per station was designed in the few first wells. Time of jetting per station was increased to 10 minutes (and up to 15 minutes in cases of poor geology), which proved to be sufficient during the remaining operations.

In the period of 2010–2011, a majority of wells completed with the abrasive perforating and fracturing technique were drilled in the areas of complicated geology (thick shale barriers in between sandstones, small pay thickness, excessively high



давления в отдельных случаях либо не удавалось инициировать трещину ГРП, либо рабочее давление превышало максимальное возможное еще на стадии закачки сшитой жидкости, до начала размещения проппанта. Повторная резка перфораций редко помогала в таких случаях. Более эффективным оказался отказ от закачки мини-ГРП с целью минимизировать насыщение пласта и как можно скорее начать закачку проппанта, которая за счет увеличения гидростатики увеличивала резерв давления на забое. Однако надежным решением данной проблемы может являться либо переход по таким скважинам на технологию абразивного ГРП через НКТ (где не требуется специальной увеличенной арматуры, а применяется стандартная арматура ГРП, выдерживающая давления до 700 атм), либо заказ специальной арматуры для опции заканчивания через колонну, но еще более прочной. Рекомендуется изначально обеспечивать запас прочности всего заказываемого оборудования на случай повышения давлений гидроразрыва в будущем.

Кроме высоких напряжений пластов, значительной проблемой оказалась их высокая степень разобшенности, наличие глинистых перемычек и малая мощность отдельных продуктивных интервалов. По сути, обширный интервал зачастую имеет несколько продуктивных пластов, каждый из которых обладает малой мощностью, а между пластами залегают значительные глинистые перемычки. В таких условиях ГРП далеко не всегда удавалось закачать по плану, увеличился процент СТОПов, так же как и процент неудачных резок, приходилось резать несколько раз, перед тем как наконец мини-ГРП показывал приемлемое качество сообщения скважины с трещиной. Был сделан вывод, что каверна, прорезанная в глинистой перемычке, не обеспечивает качественной связи с трещиной и гидроразрыв либо не происходит вообще, либо остается высокий риск получения СТОПа при закачке проппанта через такие каверны. Единственным решением данной проблемы явилось увеличение плотности станций абразивных перфораций. Опираясь на тесты, проведенные для оценки износоустойчивости гидропескоструйного перфоратора, на заключение от разработчиков оборудования и на данные, полученные опытным путем, был рассчитан средний максимальный ресурс гидропескоструйного перфоратора в условиях непрерывной закачки. Эта цифра для скважинных условий Приобского и Мало-Балыкского месторождений составляет порядка 2,5 часов. Такой подход позволял производить до 15 станций (45 перфорационных отверстий) ►

rock stresses, etc.), which led to significant quality reduction in abrasive perforating and caused many screenouts during fracturing treatments. Previously developed approaches did not guarantee success of operations in reservoirs of lower quality. The first 50 fracturing operations in such geological environments had a very high screenout ratio of 14% compared to 6% for the previous year; and much more often than previously, during 2010 abrasive jetting had to be repeated in the same interval after unsuccessful fracturing attempts. Thus, the quality of abrasive jetting became lower than that of cumulative perforation in such geological conditions; special measures were necessary to improve an approach.

Initial maximum fracturing pressure calculations were based on rock stresses about 350 to 380 atm in 2008, so the wellhead pressure for APFTC operations was rated 350 atm, which was more than enough at the surface (with hydrostatic head it was possible to reach pressure up to 600 atm bottomhole). But rock stresses increased, and during later years their values exceeded 400 atm in many wells, reaching 450 atm in some. In some other cases, pressure limitations led to fracturing treatment termination at the pad stage, when crosslinked gel was entering the fracture before proppant stages would have been pumped. Repetitive abrasive cutting helped in few cases only. More effective was a decision to get rid of calibration stages on such formations, with the goal to minimize the volume of injected fluid and start pumping proppant slurry as soon as possible, which would increase hydrostatic pressure, thus reducing surface pressure. However, a more reliable solution in this case would be either to switch to the APFTT option, which does not require a special wellhead, and use a regular fracturing head capable of withstanding pressure of up to 700 atm, or alternatively, order a new special wellhead with pressure rating of up to 700 atm with increased ID to let the APFTC abrasive gun go through. A significant safety factor in the pressure limitation is recommended to allow for the possibility of fracturing pressure increase.

Apart from the high stresses of the formations, the high degree of interlayer shale content and small pay thickness was a separate but considerable problem. In fact, the thick interval often had several thin layers of sandstones with thick shale barriers in between. In such conditions, the fracturing treatments often screened out and the abrasive perforation failure ratio increased dramatically. Several abrasive jetting attempts were performed before an injection test finally showed satisfactory connection between wellbore and fracture. A conclusion was made that in a shaly layer there was not provided an adequate connection between the well and the fracture, leading to failure in fracture initiation or high risk of proppant admittance failure during the treatment. ►



абразивной резки без дополнительного подъема ГНКТ для смены перфоратора.

В приведенных способах заканчивания многопластовых скважин корректировка глубины ГНКТ при отбивке текущего забоя в начале работы производится по известным данным ГИС. Все глубины, на которых будет в дальнейшем проведена абразивная резка, отмечаются на ГНКТ с учетом этой корректировки. Если первоначально бригада КРС некачественно произвела промывку ЭК, то прибор ГИС разгружается на несколько метров выше, чем подвеска НКТ. Так как глубина ГНКТ корректируется по заведомо ложной глубине текущего забоя, то ГПП через ГНКТ проводится выше продуктивного интервала. Особенно критично данная проблема проявилась в пластах с малой мощностью. Единственным решением стало ужесточение контроля за качеством работ бригад КРС по промывке забоя ЭК.

Все изложенные проблемы выражались не только в потере качества, но и в значительном увеличении непроизводительного времени бригад ГНКТ и ГРП. Например, флот ГРП должен был монтироваться, произвести мини-ГРП, результатом которого оказывалось плохое качество сообщения с пластом, демонтироваться и ожидать операции по повторной резке каверн, после чего вновь монтировался на скважину и проводил повторный мини-ГРП на той же зоне.

Для минимизации непродуктивного времени и затрат на работы флота ГРП была введена практика нагнетательного теста силами флота ГНКТ, определены параметры нагнетательного теста и по его результатам – критерии оценки качества перфорации. То есть насосами флота ГНКТ производился гидроразрыв пласта, записывались данные по давлениям, которых в большинстве случаев оказывалось достаточно для определения качества перфорации. В случае негативного результата по гидроразрыву пласта силами ГНКТ не было необходимости в длительных операциях по мини-ГРП, а сразу производилась повторная резка. В качестве эталонного нагнетательного теста может быть использован пример из рисунка 11. Нагнетательный тест закачивается в затруб ЭК/ГНКТ (или НКТ/ГНКТ, если операции проводятся через пакер и НКТ), когда колонна ГНКТ установлена над перфорацией, скважина закрыта. При постоянном расходе (порядка 500 л/мин) жидкость нагнетается в пласт, фиксируется гидроразрыв, закачка продолжается 5–10 минут дополнительно, после чего подача жидкости мгновенно останавливается и происходит мониторинг давления. Критерием успешной перфорации является наличие двух составляющих:

The resolution for this was an increase of abrasive stations density. Based on the abrasive gun yard tests, the gun developer's conclusions, and field data, the total life of the perforator was determined to be 150 minutes for Priobskoe and Malobalikscoe field conditions assuming uninterrupted cutting. Such an approach enables jetting up to 15 stations per run (45 abrasive holes).

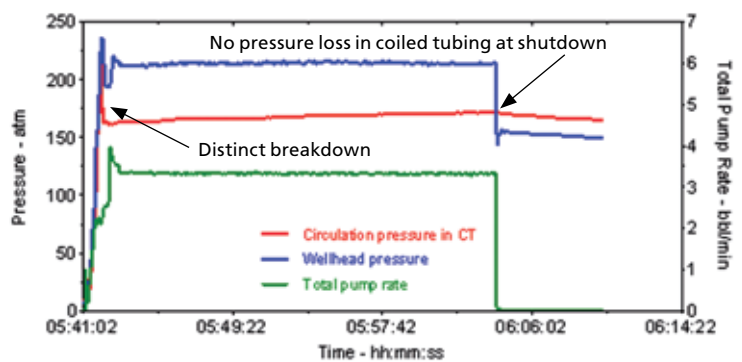
In our approach to multilayer well completions, we correlated completion depth and marked target depths on the coiled tubing by using wireline measurement data. However, if the initial cleanout process was poor, the wireline tool tends to stick a few meters above the actual well bottom, causing coiled tubing depths to be correlated wrong and perforations to be made above the target. This problem is particularly critical in the case of thin productive layers. A solution to this problem is enforcing proper control measures over the quality of initial well cleanouts by workover rigs.

All of the problems listed above led not only to lack of quality, but also to significant increases of nonproductive time for fracturing and coiled tubing fleets. For example, the fracturing fleet was required to rig up, perform injection and calibration tests to identify a low-quality connection between a well and a fracture, rig down, and wait until the coiled tubing crew repeated an operation of abrasive jetting, after which the fracturing fleet would perform another test on the same zone.

In order to minimize non-productive time and costs associated with the fracturing fleet operations, a procedure for injectivity tests by coiled tubing equipment was introduced and criteria developed to identify perforations quality based on results of injectivity test. Thus, formation breakdown is initiated with the coiled tubing pump, the coiled tubing acquisition system recorded the pressures history, which was sufficient in most of the cases to make decisions on perforating job quality. In case of a negative result during the injectivity test made by coiled tubing, there was no need to rig-up the fracturing equipment and perform datafrac procedures, instead a repetitive abrasive jetting was started immediately. An example of such CT injectivity test is given in Figure 11.

A coiled tubing injectivity test is performed by pumping fluid into the annular space (CT/casing for APFTC or CT/frac string for APFTT applications), while coiled tubing is above the perforations interval and the well is shut in. Under constant rate (about 500 lit/min), fluid is injected into the formation, a breakdown event is recognized, and pumping continues for another 5 to 10 minutes, followed by instant shut down of the pumps to monitor the pressure response. A successful perforating result depends on a combination of the two following requirements:

- Distinct formation breakdown (pressure rise in



**Рисунок 11 – Пример нагнетательного теста через ГНКТ. Критерии для признания его успешным выделены на рисунке: слева – выраженный рост давления при гидроразрыве, справа – отсутствие потерь на трение в ГНКТ в момент останова закачки**

**Figure 11 – A successful coiled tubing injection test shows a distinct pressure breakdown soon after injection begins with no pressure loss in the coiled tubing when injection is stopped**

- выраженный гидроразрыв пласта (рост давления в начале закачки с резким и отчетливым его снижением сразу после гидроразрыва);
- отсутствием потери на трение в призабойной зоне сразу после останова насосного агрегата. Перепад между давлением внутри ГНКТ до останова закачки и после отвечает за потери на трение в перфорации (поскольку трение внутри ГНКТ отсутствует и до и после закачки теста). Соответственно, мгновенный перепад давления внутри ГНКТ более чем на 10–15 атм означает высокое сопротивление потоку через отверстия и требует повторной резки.

В итоге после введения вышеописанных мер нам удалось значительно улучшить качество технологии абразивного ГРП и практически полностью ликвидировать непроизводительное время флотов. За последние 9 месяцев таким образом было проведено 100 операций по абразивной резке и гидроразрыву, из которых лишь 2 ГРП закончились СТОПом.

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ ПО ТЕХНОЛОГИИ AbrasiFRAC

Представлен опыт по внедрению и эксплуатации технологии ускоренного заканчивания многопластовых скважин Приобского и Малобалькского месторождений с привлечением комплекса ГНКТ с целью проведения абразивной перфорации и подготовительных и заключительных работ в скважинах в процессе многостадийного ГРП. Приведены опции таких операций через колонну (65 скважин) и через НКТ и специальный пакер (30 скважин). Представлен

the beginning of the injection with abrupt drop immediately after).

- No pressure loss in the near-wellbore area, which can be indicated by pressure readings in CT at the shut in event. The pressure difference inside the coiled tubing before and after the pumps are shut in is responsible for friction pressure in the perforations area (as there is no fracture pressure inside coiled tubing before and after shut in). Consequently, an instant pressure drop of 10 to 15 atm and bigger will mean excessive pressure loss in perforations and will require a repeat of the perforating attempt.

As a result of all measures described above, the quality of abrasive perforating and fracturing technology was increased significantly and almost entirely avoids non-productive time. Resulting in a total of 100 operations performed with abrasive jetting followed by fracturing operations during last 9 months, with only 2 screenout events.

## CONCLUSIONS ON ABRASIVE PERFORATING AND FRACTURING OPERATIONS

This paper describes a 4-year implementation of coiled tubing abrasive perforating and fracturing in multilayer wells, including fracturing through casing (65 wells) and through tubing and special packer operations (30 wells). It describes the completion cycle and well preparations between fracturing treatments, including an overview of technological problems and solutions, along with a method to control abrasive perforation quality immediately after jetting.

- The well completion cycle was reduced by more than 50% (or 14 days) on average. This reduction in completion cycle time was achieved by removing the requirement to run the frac string and packer in and out of hole between fracture each operation because coiled tubing can perform these operations in the well under pressure (as opposed to workover operations that can start only after the well has been flowed back and pressure released).
- Well productivity after abrasive perforating and fracturing operations assisted by coiled tubing is higher than in offset wells completed by separate perforation and workover operations between the stimulation treatments. One advantage of abrasive perforating and fracturing is that the productivity of the wells may reach up to 14% in formations with high reservoir quality where an aggressive fracturing schedule can be placed. Another contributing factor is a better and faster fracture cleanout process in coiled tubing-assisted operations as opposed to long workover cycles and damaging well-killing operations.
- The final approach to the abrasive perforating

детальный обзор возникавших технологических осложнений и методов их разрешения. Описан метод контроля качества резки непосредственно после ее проведения методом закачки нагнетательного теста ГНКТ и его интерпретацией.

- Сокращение цикла заканчивания скважин составило в среднем чуть более 50% (или 14 дней). Сокращение происходит за счет отсутствия в необходимости работ КРС по спуску и подъему НКТ и пакера каждый раз между интервалами; за счет отсутствия необходимости длительного стравливания скважин после ГРП для проведения операций на ней (поскольку ГНКТ может проводить все виды работ на скважинах при избыточном давлении); а также за счет отсутствия дополнительной мобилизации и монтажа флота для освоения скважины, поскольку тот же флот ГНКТ способен незамедлительно приступить к промывке и освоению скважины после операции по гидроразрыву верхнего пласта.
- Продуктивность скважин после проведения операций ГРП с привлечением ГНКТ превосходит продуктивность скважин из окружения, где были проведены стандартные отдельные ГРП с работой КРС между стадиями. Преимущество в продуктивности скважин может достигать 14% в пластах с хорошими геологическими условиями, где абразивная перфорация позволяет закачивать более агрессивные дизайны ГРП. Увеличение продуктивности связано еще и с лучшей отработкой трещин от полимерного загрязнения за счет своевременного освоения с помощью ГНКТ, а также с отсутствием продолжительных операций по глушению скважин во время операций КРС.
- Окончательный технологический подход даже в сложных геологических условиях позволил снизить процент СТОПов при ГРП до 2% и значительно снизить непроизводительное время флотов ГНКТ и ГРП. ☉

and fracturing process allows for significant service quality improvement even in low-quality reservoirs. Screenout ratio can be reduced to 2% and nonproductive time of coiled tubing and fracturing fleets can be significantly reduced. ☉

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.

Itibout, 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.

Nikitin, A., Pasyukov, A., Makarytchev, G., et al. 2006. Differential Cased Hole Sonic Anisotropy for Evaluation of Propped Fracture Geometry in Western Siberia, Russia. Paper SPE 102405 presented at the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 3-6 October.

Nikitin, A., Shirnen, A., and Maniere, J. 2007. Complex Fracture Geometry Investigations Conducted on Western-Siberian Oilfields at Rosneft Company. SPE 109909 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA, 11-14 November

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., Amorocho, 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.

Timonov, A.V., Zagurenko, A.G., Hasanov, M.M., et al. 2006. System Approach to Hydraulic Fracturing Optimization in Rosneft Oilfields. Paper SPE 104355 presented at the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 3-6 October.



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
НЕФТИ И ГАЗА ИМ. И.М. ГУБКИНА  
Базовый ВУЗ нефтегазового комплекса России

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Российский государственный университет нефти и газа  
имени И.М. Губкина  
(Национальный исследовательский университет)  
НОЦ «Промысловая химия»  
Московское химическое общество имени Д.И. Менделеева

VII Всероссийская научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия», посвященная 85-летию кафедры органической химии и химии нефти, состоится 28-29 июня 2012 года в Российском государственном университете нефти и газа имени И.М. Губкина, по адресу: г. Москва, Ленинский проспект, д. 65.

В конференции предполагается участие представителей НИИ, вузов, предприятий и фирм, занимающихся разработкой, производством, поставкой и применением химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности на территории России и стран СНГ.

Участникам конференции предоставляется возможность выявить основные тенденции в развитии мирового и российского рынка химических реагентов, установить контакты и получить необходимую информацию о современном уровне производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦИИ:

- реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;
- применение химических реагентов при транспорте нефти и нефтепродуктов;
- разработка и применение современных защитных материалов и ингибиторов коррозии, солеотложения и парафиноотложения для нефтяного и газового оборудования;
- применение водорастворимых полимерных материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений;
- поверхностно-активные вещества в нефтяной и газовой промышленности;
- экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности;
- информационное обеспечение и маркетинг в области производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

Адрес оргкомитета конференции:

119991, В-296, ГСП-1, Москва, Ленинский проспект, 65, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, кафедра органической химии и химии нефти, оргкомитет конференции.  
E-mail: npch@gubkin.ru  
Факс: (499)135-11-92