

Использование КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ при заканчивании скважин Бованенковского месторождения

Application of COILED TUBING TECHNOLOGIES for Well Completion at the Bovanenkovskoe Field

А.В. НЕМКОВ, Д.А. КУСТЫШЕВ, Д.А. КРЯКВИН, ООО «ТюменНИИгипрогаз»
A.V. NEMKOV, D.A. KUSTYSHEV, D.A. KRYAKVIN, OOO TyumenNIIGiprogaz

Концепцией разработки Бованенковского месторождения предусматривается строительство новых, высоконадежных и интеллектуальных скважин.

Под заканчиванием скважины понимаются работы, завершающие ее строительство: крепление обсадных колонн, вторичное вскрытие пласта, спуск лифтовой колонны и освоение скважины [1].

В связи с принятой схемой освоения месторождения планируется после завершения крепления скважины проводить спуск в нее комплексов подземного оборудования и временную консервацию скважин с последующей их расконсервацией, освоением и пуском в эксплуатацию.

Согласно концепции освоения месторождения газовые скважины, выходящие из бурения, будут оснащаться лифтовыми колоннами с комплексом подземного оборудования [2]. В работе по оснащению скважин комплексами подземного оборудования будут участвовать буровая бригада, отвечающая за спуск с буровой установки лифтовой колонны с подземным оборудованием, и бригада подземного ремонта скважин, обученная у специалистов фирмы-изготовителя комплексов – Baker Oil Tools, Inc. Weatherford и отвечающая за приведение комплекса в рабочее состояние. После запакерки пакера буровая бригада проводит

Сonception of the Bovanenkovskoe field development provides construction of new highly reliable and intelligent wells.

Well completion is a set of operations that finish its construction. Well completion includes well casing, secondary formation exposing, production tubing pulldown and well development [1].

According to the accepted field development scheme, upon completion of well casing it is planned to run downhole equipment complexes in the hole, temporarily abandon the well, then re-enter it, develop and bring it on line.

According to the field development conception all the drilled gas wells will be equipped with production tubing and downhole equipment complex [2]. The drill crew and the well workover crew will take part in the operation of well rigging with downhole equipment complexes. The drill crew will be responsible for pulldown of production tubing and downhole equipment from a drilling rig. The well workover crew trained by the specialists of complexes manufacturing companies, Baker Oil Tools and Weatherford, will be responsible for bringing the complex to operational status. After sealing packer the drill crew performs the operation of temporary well abandonment for the period of completion waiting time and then, together with the drilling rig, moves to the next object for continuation of

работы по консервации скважины на период ожидания освоения и ввода в эксплуатацию, а затем вместе с буровой установкой переезжает на следующий объект для продолжения процесса бурения скважин куста. Работы по расконсервации скважины, освоению и вводу ее в эксплуатацию после завершения периода консервации будет проводить бригада подземного ремонта скважин с помощью колтюбинговой установки. При этом работы по перфорации эксплуатационной колонны будут осуществляться силами геофизической партии.

Работы по оснащению скважин комплексом подземного оборудования будут проводиться в следующей последовательности.

После завершения бурения скважины и цементирования эксплуатационной колонны проводится замена бурового раствора в скважине на газовый конденсат. На устье скважины монтируется трубная головка фонтанной арматуры, противовыбросовое оборудование. В скважину спускается лифтовая колонна с комплексом подземного оборудования и приустьевым клапаном-отсекателем устьевым. С устья скважины демонтируется противовыбросовое оборудование и монтируется коренная задвижка с глухим фланцем. Буровая установка передвигается для бурения следующей скважины в кусте, а на устье монтируется елка фонтанной арматуры. Проводится запакеровка пакера.

Консервация скважины будет осуществляться путем последовательного выполнения следующих операций.

Закрывается приустьевой клапан-отсекатель. Тем самым перекрывается ствол скважины, затрубное пространство уже перекрыто пакером. В подвеске НКТ трубной головки устанавливается обратный клапан, а в ее боковых отводах – съемные пробки. Проводится закрытие гидроуправляемых и ручных задвижек. С задвижек снимаются штурвалы, отводы фонтанной арматуры герметизируются глухими фланцами.

Расконсервация скважин будет выполняться в следующей последовательности.

На устье скважины монтируется колтюбинговая установка с блоком превенторов и инжектором. С отводов фонтанной арматуры снимаются глухие фланцы, на задвижки устанавливаются штурвалы. Из боковых отводов трубной головки и подвески НКТ извлекаются съемные пробки и обратный клапан. С помощью станции управления фонтанной арматурой открывается приустьевой клапан-отсекатель. Проводится шаблонирование внутренней полости лифтовой колонны.

well cluster drilling process. Re-entry operations, completion and bringing the well into production after the temporary abandonment will be made by the well workover crew with the help of a coiled tubing unit. At the same time, geophysical team will carry out perforation of the production string.

Operations of well rigging with downhole equipment will be carried out in the following way.

After well drilling and the production string cementing are completed the drilling fluid in the well is replaced with gas condensate. The casing head of the production string and the blowout preventer are installed on the wellhead. The production tubing together with the downhole equipment complex and the wellhead shutoff are run into hole. The blowout preventer equipment is then dismantled from the wellhead and a cock with a blank flange is installed. The drilling rig moves to the next well in the cluster while a Christmas tree is assembled on the wellhead. The final step is packer sealing.

Temporary abandonment of the well will be done in the following way.

The wellhead shutoff is closed. Thereby, the wellbore is closed (annular space is already closed by the packer). In the buckle of the tubing string head back-pressure valve is installed, while in its laterals drill crew mounts removable caps. Hydro and manually controlled cocks are closed. Spiders are removed from the cocks, production tree bands are sealed with blank flanges.

Well re-entry is performed in the next order.

Coiled tubing unit is rigged up on the wellhead together with the injector head and the blowout preventors block. Blank flanges are removed from the production tree bands, the spiders are installed on the cocks. The back-pressure valve and the removable caps are extracted from the buckle and the laterals of the tubing string head. With the help of production tree control station the wellhead shutoff is opened. Sweeping-up of production tubing annulus is performed.

Well completion will be organized in the following way.

The perforation assembly is lowered into the well with the help of coiled tubing or wireline. Perforation of the production string is carried out. String perforation starts from the lower interval and moves to overlying intervals. Formation stimulation starts from the lower interlayer by means of pulling coiled tubing up through the formation. After stimulation well flaring is performed.

After multiple well platform construction and connection of the well to the gas collector, the well is brought into production.

Освоение скважины будет проводиться следующим образом.

В скважину спускается перфорационная сборка на колонне гибких труб или на геофизическом кабеле. Проводится перфорация эксплуатационной колонны. Перфорация колонны ведется, начиная от нижнего интервала и перемещаясь к вышележащим. Осуществляется вызов притока из пласта, начиная с нижнего пропластка, путем перемещения гибкой трубы снизу вверх по толщине пласта. После вызова притока осуществляется отработка скважины.

После обустройства кустовой площадки и подсоединения скважины к газосборному коллектору проводится пуск скважины в эксплуатацию.

Следует отметить, что проектируемые для бурения на Бованенковском месторождении скважины имеют субгоризонтальное окончание. В связи с этим спуск перфорационных зарядов с помощью геофизической лебедки затруднителен, особенно его прохождение через комплекс подземного оборудования. Использование колонны НКТ малого диаметра (не более 48 мм) для спуска перфорационных зарядов возможно, но это повлечет дополнительные затраты на монтаж передвижного подъемного агрегата, спуск НКТ. Кроме этого, после проведения перфорации потребуются глушение скважин, что отрицательно скажется на фильтрационных свойствах призабойной зоны и величинах последующих дебитов. Наиболее целесообразным в этом случае представляется спуск перфорационных зарядов на гибкой трубе с помощью колтюбинговых установок. Это позволит исключить глушение скважины после перфорации эксплуатационной колонны, осуществлять вторичное вскрытие пласта на депрессии или равновесии.

Помимо этого, применение колтюбинговых установок при расконсервации скважин позволит проводить дополнительные промывки скважин, осуществлять интенсификацию притока (например, кислотными обработками или вибровоздействием), проводить при необходимости глушение скважины.

Перемещение гибкой трубы снизу вверх при вызове притока будет гарантировать включение в работу всех перфорированных участков пласта, что скажется на производительности скважины. Кроме того, этим достигается плавный пуск скважины в работу. В результате будут исключены рывки лифтовой колонны и разгерметизация пакера.

Перед освоением Бованенковского месторождения было проанализировано

It should be noted that all the wells designed for drilling on the Bovanenkovskoe field have subhorizontal end. In this connection pulldown of perforation explosives with the help of wireline truck, especially their passing through downhole equipment complex, is hampered. Utilization of tubing string of a small diameter (less than 1-8/9") for perforation explosives pulldown is possible, but this will entail additional expenses for mobile lifting unit installation and paying the tubing out. Besides, well killing needed after perforation will adversely affect the filtration properties of bottomhole formation zone and subsequent flow rates. The most advisable action in this case is to lower perforation explosives on CT with the help of CT units. This will eliminate the need of well killing after production string perforation and will allow to perform secondary formation exposing in underbalanced or balanced conditions.

Besides, application of CT units during well re-entry allows to perform additional well flushing-out operations, flow stimulation operations using acid treatments or high-frequency impact. It also allows to perform well killing in case such need arises.

Coiled tubing moving up the hole during well stimulation will ensure that all perforation intervals are active, which will affect well productivity. Additionally it will also ensure that the operation of bringing the well into production runs smoothly. As a result, production tubing kicks and packer releasing will be eliminated.

Several variants of organization of well logging with downhole equipment, well conservation, reactivation and bringing it into service both with mobile lifting units and CT units were analyzed before the development of the Bovanenkovskoe field. Optimum alternative is to use CT equipment for well development and completion.

In case of early drilling wells will be temporarily abandoned until their connection to gas collecting network. Then, with the help of CT units we will perform operations of their development. According to the estimates, in 2010 we will need two teams equipped with CT units, in 2011 and 2012 – three teams, in 2013 and 2014 – two teams, in 2015 – four teams. In this case cycle time of perforation, stimulation and well flaring, as well as equipment rig-up and rig-down, must be less than one week. Otherwise, the number of teams should be increased.

On this basis, it is advisable that an overhaul plant acting as a general contractor for jobs execution has two teams equipped with CT units. In 2011, 2012 and 2015 additional teams from other service companies can be recruited on the terms of a tender.

несколько вариантов организации работ по оснащению скважин подземным оборудованием, консервации, расконсервации и вводу в эксплуатацию как с передвижных подъемных агрегатов, так и с колтюбинговых установок. Оптимальным вариантом является использование колтюбинговой техники для заканчивания и освоения скважин.

Организационно, при условии опережающего бурения, скважины будут временно консервироваться на период ожидания их подключения к газосборной сети, после этого будут проводиться работы по их освоению с помощью колтюбинговых установок. При этом, как показывают расчеты, в 2010 году потребуются две бригады, оснащенные колтюбинговыми установками, в 2011 и 2012 годах – по три бригады, в 2013 и 2014 – по две бригады, а в 2015 – четыре. В этом случае продолжительность работ по перфорации, вызову притока и отработке скважины на факел, а также по монтажу и демонтажу оборудования не должна превышать одной недели, в противном случае количество бригад должно быть больше.

Исходя из этого, наиболее целесообразно иметь в наличии у ремонтного предприятия, являющегося генеральным подрядчиком на выполнение работ, две бригады, оснащенные колтюбинговыми установками, а для выполнения работ в 2011, 2012 и 2015 годах могут быть на условиях тендера привлечены дополнительные бригады сторонних сервисных ремонтных предприятий.

Данная концепция освоения Бованенковского месторождения позволяет обеспечить снижение затрат на строительство скважин, уменьшить непроизводительные простои дорогостоящего оборудования, в первую очередь буровой установки. При использовании данных технических решений не произойдет загрязнение призабойной зоны пласта, сохранятся его продуктивные характеристики, а значит, будет получено больше ценнейшего углеводородного сырья.

При успешной апробации технических решений на газовых скважинах Бованенковского месторождения данная концепция будет использоваться при последующем освоении скважин Харасавэйского и Крузенштерновского месторождений полуострова Ямал. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Соловьев, Е. М. Заканчивание скважины / Е. М. Соловьев. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
2. СТО Газпром 2-3.3-044-2005. Компоновки подземного и устьевого оборудования скважин месторождений полуострова Ямал. – М.: ИРЦ Газпром, 2005. – 33 с.



АКМАШ-ХОЛДИНГ

ЦЕПИ ДЛЯ ВСЕХ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ

ПРОИЗВОДИМ И ПРОДАЕМ

ЦЕПИ

ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

разработка

изготовление

поставка

консультации
специалистов

Сеть филиалов по всей России

610014, г. Киров, ул. Тихая 12/4
(8332) 50-00-00, 50-17-10, 70-38-14
e-mail: sales@akmash.ru

www.akmash.ru

This conception of the Bovanenkovskoe field development allows to reduce well construction costs, decrease unproductive idle time of expensive equipment, first of all the drilling rig. Utilization of these technical solutions will prevent bottomhole formation zone pollution, hence formation productive characteristics will be preserved and more costly hydrocarbons will be produced.

On conditions of successful approbation of technical solutions in gas wells of the Bovanenkovskoe field, this conception will be used for subsequent development of wells at the Harasavejskoe and the Kruzenshternovskoe fields of the Yamal Peninsula. ☉

REFERENCES

1. Solovjev, E. M. Well completion / E. M. Solovjev. – Moscow: Nedra, 1979. – p. 303.
2. STO Gazprom 2-3.3-044-2005. Downhole and wellhead equipment assemblies for wells of the Yamal Peninsula fields. – Moscow: IRC Gazprom, 2005. – p. 33.