

Гиниатуллин Р.Р., Киреев В.В., Пилипец Е.Ю., Газимов Р.Я., Крепостнов Д.Д., Мишаков М.В. (ПАО «НК «Роснефть»), Галимуллин Р.Р., Хлебников В.И., Медведев П.В., (ООО «РН-Центр экспертной поддержки и технического развития»)

R. Giniatullin, V. Kireev, E. Pilipec, R. Gazimov D. Krepostnov, M. Mishakov (NK Rosneft), R. Galimullin, V. Khlebnikov, P. Medvedev (RN-Center of Expertise and Support)

## «Роснефть»: Две скважины вместо одной - сокращение сроков бурения. Сложнее - Глубже - Быстрее

### Rosneft: Reducing Drilling Time - Combined Production String and Multi Stage Fracturing Completions

#### История успеха

ООО «РН-Юганскнефтегаз» (далее РН-ЮНГ) — крупнейшее нефтедобывающее предприятие ПАО «НК «Роснефть». Оно было основано в 1977 году и ведет разработку 26 нефтяных месторождений, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа в Западной Сибири. Среди месторождений, разрабатываемых РН-ЮНГ, есть и сравнительно новые, такие как Приобское и Приразломное, отличающиеся низкой степенью выработанности запасов, их разработка осуществляется с использованием наиболее современных и эффективных методов. Данные месторождения имеют стратегическое значение, обеспечивая значительную часть прироста добычи нефти ПАО «НК «Роснефть», а бурение и ввод новых скважин в эксплуатацию является важной задачей Компании. В 2013 году Департаментом строительства скважин была инициирована работа по оптимизации сроков бурения горизонтальных скважин, в том числе, и с заканчиванием под проведение многостадийного

#### History of Success

RN-Yuganskneftegaz (RN-YuNG) is a major oil company, and part of NK Rosneft. Formed in 1977, it has 26 oil fields under development located in Khanty-Mansiysk, Western Siberia. RN-YuNG has also been developing relatively new fields such as Priobskoe and Pirazlomnoe that feature a relatively low depletion of reserves and are developed using the most advanced and effective technologies. These fields are of strategic importance as they form a major part of the overall oil production of Rosneft, and the drilling and commissioning of new wells is an important task for the Company. In 2013, the Well Construction Department initiated works on optimizing horizontal drilling, including completions for multistage fracturing (MSF).

Traditionally, RN-YuNG drills wells on a Master Contract basis. The average drilling time was approx. 42 days (by the end of 2013) for a standard 3-string horizontal well, 4000m deep with a 1000m horizontal section. The first optimization cycle allowed us to significantly reduce

гидроразрыва пласта (МГРП).

Исторически на объектах РН-ЮНГ работы по бурению скважин выполнялись по схеме управления «Генеральный подряд». Среднее время бурения типовой 3-х колонной горизонтальной скважины составляло приблизительно 42 дня (на конец 2013 года) при глубине скважины около 4000м с горизонтальным участком 1000м. В ходе первой итерации оптимизации цикла бурения горизонтальных скважин в РН-ЮНГ удалось достичь значительных результатов снижения сроков бурения при существующих конструкциях скважин. Из основных организационных и технологических изменений необходимо отметить:

1. Внедрение каротажа во время бурения горизонтальной секции.
2. Оптимизация рецептур буровых растворов.
3. Концептуально новый подход подготовки ствола скважины к спуску «хвостовика», а именно внедрение обратной проработки.
4. Оптимизация технологических параметров бурения во всех секциях скважины.
5. Переход на схему управления работами по «Раздельному сервису».

Таким образом, по состоянию на 2016 год среднее фактическое время бурения горизонтальных скважин на Приразломном месторождении составляет 28.5 дней, а чистое время бурения (т.е. исключая непроизводительное время) составляет 24.5 дня. В результате был выбран потенциал оптимизации цикла бурения по типовой конструкции скважины.

В РН-ЮНГ типовая конструкция горизонтальных скважин с заканчиванием под МГРП (рис. 1а) выглядит следующим образом:

1. **324 мм направление;** спускается на глубину 30м по вертикали с целью предупреждения размыва приустьевой части скважины, перекрытия неустойчивых пород, предупреждения загрязнения верхних водоносных горизонтов.
2. **245 мм кондуктор;** спускается на глубину 1100м по вертикали с целью перекрытия неустойчивых пород, предупреждения гидроразрыва при нефтегазоводопроявлениях, а также установки противовыбросового оборудования для безопасного вскрытия нефтепроявляющих пластов, подлежащих вскрытию при дальнейшем углублении скважины под эксплуатационную колонну.
3. **178 мм эксплуатационная колонна;** спускается на глубину ориентировочно 2490м по вертикали с целью перекрытия нестабильной глинистой покрывки продуктивного пласта БС4-5 для дальнейшего безаварийного бурения горизонтального участка протяжённостью 1000м.

the drilling time for existing well designs. The main organizational and technological modifications included:

1. LWD for the horizontal section.
2. Optimized mud composition.
3. New conceptual approach to wellbore preparation for liner running. i.e. using reaming technology.
4. Optimization of the drilling parameters in all well's sections.
5. Switching to "separate service" model.

Thus in 2016 the average actual time of horizontal drilling was 28.5 days for the Prirazlomnoe field while the net drilling time is 24.5 days (excluding downtime). Consequently, the drilling cycle was selected to optimize a standard well design.

A RN-YuNG, a standard horizontal well with MSF completion (Fig. 1a) looks as follows:

1. **324mm surface pipe;** is run vertically down to 30 m to prevent wellhead washout, isolate weak rock and prevent pollution of the surface water-bearing stratum.
2. **245mm conductor pipe;** is run vertically down to 1100m to isolate weak rock, prevent kicks and install a BOP to safely complete oil-bearing reservoirs while deepening the well for the production string.
3. **178mm production string;** is run vertically down to approx. 2490m to isolate unstable clay rock of BS4-5

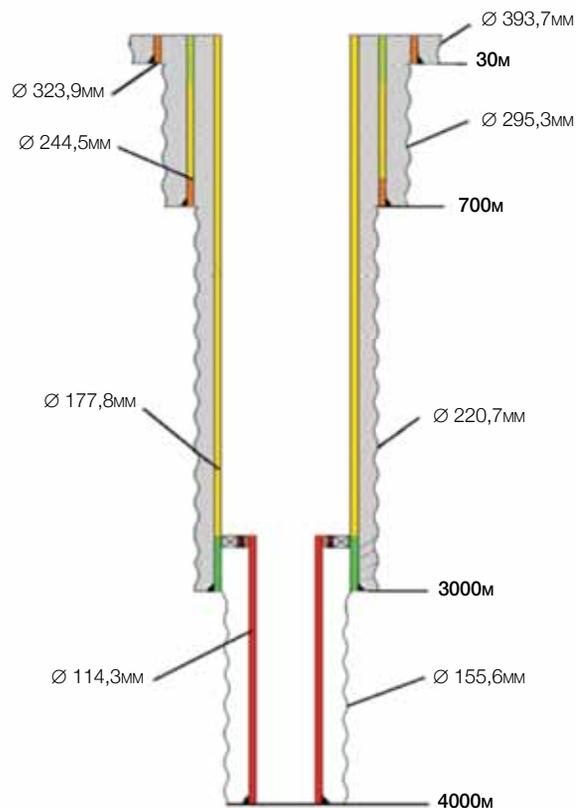


Рис. 1а. Конструкция типовой горизонтальной скважины  
Fig.1a. Standard Horizontal Well

**4. 114 мм «хвостовик» с оборудованием для проведения МГРП;** спускается в продуктивный горизонт для закрепления стенок скважины, установки оборудования для МГРП и дальнейшей эксплуатации скважины.

Проектный продуктивный пласт БС4-5 Ахской свиты представлен чередованием песчано-глинистых пород и характеризуется как нефтенасыщенный по всему интервалу, абсолютная глубина кровли а.о. -2372м. Общая мощность целевого интервала пласта в районе бурения в среднем составляет 8м.

### Путь к успеху

Реализация второго этапа повышения эффективности бурения потребовала от специалистов Компании отказаться от стандартных подходов проектирования бурения скважин и концептуально пересмотреть типовую конструкцию горизонтальных скважин с учетом накопленного опыта, в том числе и зарубежных активов Компании (RN Cardium Oil Inc). В результате анализа мирового опыта и поиска нестандартных решений, с целью сокращения цикла строительства скважин, Департаментом строительства скважин был предложен для рассмотрения инновационный подход к проектированию конструкции скважин, предполагающий исключение целого этапа работ в цикле бурения скважины – спуск и крепление 178 мм эксплуатационной колонны. По предложенной концепции две секции под эксплуатационную колонну и хвостовик объединены в комбинированную 178/140 мм эксплуатационную колонну. Реализация этого подхода потенциально позволяет достигнуть цикла бурения за 17 дней.

После выполнения всех необходимых расчетов для подтверждения технологической возможности и экономической эффективности реализации проекта было принято решение о проведении опытно-промышленных испытаний и бурении первых 12 горизонтальных скважин по новой конструкции на Приразломном и Приобском месторождениях РН-ЮНГ.

Двухколонная конструкция горизонтальных скважин (рис. 1б) включает следующие секции:

1. **324 мм направление;** спускается на глубину 30 м по вертикали с целью предупреждения размыва приустьевой части скважины, перекрытия неустойчивых пород, предупреждения загрязнения верхних водоносных горизонтов.
2. **245 мм кондуктор;** спускается на глубину 1100 м по вертикали с целью перекрытия неустойчивых пород, предупреждения гидроразрыва при

producing reservoir for further accident-free horizontal drilling to 1000m.

**4. 114mm liner with MSF equipment;** is run to the producing reservoir for wall lining, installation of MSF equipment and further operation of the well.

The design of BS4-5 producing reservoir in Akhskaya suite consists of alternating sandy and clay rock and is oil-saturated through the entire interval. The absolute depth top is -2372m. The average total thickness of the target interval is 8 m in the drilling area.

### On the Way to Success

To implement the second stage of increasing drilling efficiency, the Company refused the standard approach of drilling design and conceptually reconsidered the standard horizontal well design in view of the experience that we have accumulated, including the Company's foreign projects (RN Cardium Oil Inc). The Well Department had analyzed global experience, searched for non-traditional solutions and, in order to reduce the well construction cycle, considered a new approach to well design that would exclude an entire stage in the drilling cycle, in particular, running and casing the 178mm production string. In this concept, two sections for the production string and liner are combined into a 178/140mm production string. This approach enabled 17 days' drilling cycle.

Once all feasibility calculations were completed, it was decided to test and drill the first 12 horizontal wells in the Prirazlomnoe and Priobskoe fields of RN-YuN using this new design method.

The two-string horizontal well (Fig. 1b) consists of the following sections:

1. **324mm surface pipe** is run vertically down to 30m to prevent the wellhead washout, isolate weak rock and prevent pollution of the surface water-bearing stratum.
2. **245mm conductor pipe** is run vertically down to 1100m to isolate weak rock, prevent kicks and install the BOP to safely complete oil-kicking reservoirs while deepening the well for the production string.
3. **178/140mm combined production string** is run for wall lining, installation of MSF equipment and further operation of the well.

The basic advantages of the well design:

1. Drilling the section for the combined production string to the design bottom in a single trip. 127mm drill pipe laydown or 102/89mm drill pipe assembly is not required.
2. Drilling the section for the combined production string without changing the mud.

# CATERPILLAR Smart Power Management

Снижение общей наработки двигателей на 19%

Снижение расхода топлива на 8%

Уменьшение времени работы двигателей на низких нагрузках

Удаленный запуск двигателей в ручном и автоматическом режимах

Распределение нагрузки между электрогенераторами, находящимися в работе и параллельная работа с сетью

Новая система управления EMSP 4.4 и сенсорная панель HMI

## BUILT FOR IT.™



Новый подход к обеспечению бесперебойности и эффективности работы электрогенераторов в бурении



[catoilandgasinfo.com](http://catoilandgasinfo.com)

© 2017 Caterpillar. All Rights Reserved. CAT, CATERPILLAR, BUILT FOR IT, their respective logos, "Caterpillar Yellow," the "Power Edge" trade dress as well as corporate and product identity used herein, are trademarks of Caterpillar and may not be used without permission.



нефтегазоводопроявлениях, а также установки противовыбросового оборудования для безопасного вскрытия нефтепроявляющих пластов подлежащих вскрытию при дальнейшем углублении скважины под эксплуатационную колонну.

**3. 178/140 мм комбинированная эксплуатационная колонна;** спускается для закрепления стенок скважины, установки оборудования для МГРП и дальнейшей эксплуатации скважины.

Основные преимущества предложенной конструкции горизонтальной скважины:

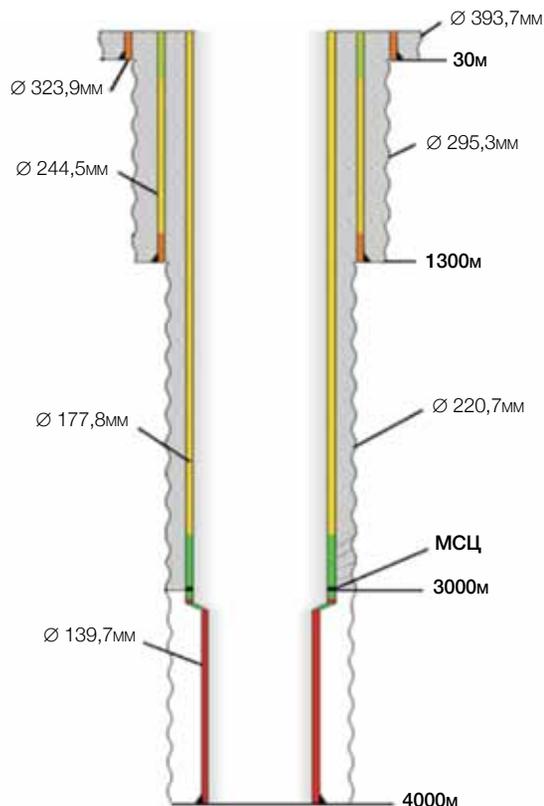
1. Бурение секции под комбинированную эксплуатационную колонну до проектного забоя в один рейс. При этом отсутствует необходимость выброса бурильного инструмента диаметром 127 мм и сборки бурильного инструмента диаметром 102/89 мм;
2. Бурение секции под комбинированную эксплуатационную колонну без замены бурового раствора.
3. Отсутствие необходимости в перемонтаже ПВО.
4. Отсутствие необходимости опрессовки бурильной колонны перед спуском хвостовика и смены трубных плашек на ПВО под бурильный инструмент диаметром 102/89 мм.
5. Отсутствие необходимости сборки толстостенных бурильных труб (ТБТ) для обеспечения доведения необходимой нагрузки на хвостовик при его спуске.
6. Одновременный спуск секции эксплуатационной колонны и хвостовика.
7. Ремонтопригодность скважин в части возможности резки боковых стволов не изменилась.

### Управление проектом

С целью снижения технологических рисков, а также в условиях отсутствия опыта реализации подобных проектов на территории Российской Федерации, в проектную команду по планированию и выполнению опытно-промышленных испытаний были привлечены специалисты РН-ЮНГ и ООО «РН-Центр Экспертной Поддержки и Технического Развития» (далее РН-ЦЭПиТР), а также специалисты компании Шлюмберже. Учитывая перспективы предложенной концепции для дальнейшей реализации в масштабе всей Компании, непосредственная координация реализации проекта выполнялась специалистами Управления технологий и инжиниринга Департамента строительства скважин и лично Директором Департамента.

### Технологии и инжиниринг при бурении и заканчивании скважин

В процессе планирования проекта было всесторонне рассмотрено несколько вариантов технологий по



**Рис.16.** Двухколонная конструкция горизонтальной скважины с комбинированной эксплуатационной колонной с оборудованием под МГРП.

**Fig.1b.** Two-String Horizontal Well with a Combined Production String with MSF Equipment

3. BOP re-assembly is not required.
4. Hydraulic testing of the drill pipe is not required prior to running the liner or replacing the BOP pipe rams for the 102/89 mm drill pipe.
5. HWDP assembly is not required to gain the required load on the liner while running.
6. Running the section of the production string and liner at the same time.
7. Well maintainability is not affected with regard to sidetracking.

### Project Control

To mitigate process risks, and considering the lack of experience on similar projects in the Russian Federation, the Project Testing Team invited RN-YuNG, RN-Center of Expertise and Support and Schlumberger engineers to join in. In view of the concept perspectives to be implemented by the Company, the Project control was executed by the Technologies and Engineering Directorate of the Well Department and personally by the Department Director.

### Drilling and Completion Technologies and Engineering

While planning the Project, several options were thoroughly studied for each area of focus, risks were

**Новинка**  
Модель на **50 Гц**

Встретьтесь с нами на  
5-м Российском Круглом  
Столе по Бурению 2017



## Бурение проще не становится. Или становится?

Никогда раньше бурение в нефтегазовой отрасли не было сложнее, чем сегодня. К счастью, сочетающий уникальные технические экспертные знания и результаты многолетнего опыта электрический буровой комплекс MTU обеспечивает идеальное решение. Модель на 60 Гц и новая модель на 50 Гц оснащены мощным топливоэкономичным дизельным двигателем MTU серии 4000 и оригинальными узлами MTU, разработанными по высочайшим стандартам качества и созданными для максимального удобства в обслуживании. Все сделано для слаженной работы. Результат? Беспрецедентная мощность. Более продолжительный интервал для технического обслуживания и капитального ремонта. И, конечно, высокая производительность, эффективность и надежность - даже в экстремальных условиях.



Сканируйте  
код, чтобы  
посмотреть  
видео

Подробная информация на сайте [www.edp.mtu-online.com](http://www.edp.mtu-online.com)



Электрический буровой комплекс 12V 4000 G23



*Power. Passion. Partnership.*

каждому направлению, оценены риски, выбраны наиболее оптимальные способы реализации. В результате, были приняты следующие решения:

1. Бурение из-под кондуктора в интервале набора параметров кривизны до точки входа в пласт и дальнейшее бурение до окончательного забоя горизонтального участка производится с использованием раствора на углеводородной основе (РУО) в одно долбление.

2. Применение роторно-управляемой системы (РУС) с комплексом приборов каротажа во время бурения и долота PDC диаметром 220,7 мм. Данной КНБК осуществляется разбуривание оснастки обсадной колонны 245мм, бурение и подготовка ствола скважины к спуску комбинированной колонны методом обратной проработки.

3. Использование концепции расчета и подбора максимально эффективных технологических параметров бурения «Fast Drilling», позволяющей достигать рекордных показателей механической скорости проходки.

4. Спуск комбинированной колонны, включающей 140мм обсадную колонну в интервале горизонтального участка и далее 178мм обсадную колонну до устья. В компоновку заканчивания включается оборудование для проведения МГРП для данных типоразмеров.

5. Цементирование комбинированной колонны в интервале 178 мм обсадной колонны через муфту ступенчатого цементирования.

6. Построение геомеханической модели до начала бурения и корреляция модели в процессе проводки скважин.

Основным отличием (рис.3) от применяемой ранее технологии является объединение эксплуатационной колонны диаметром 178x9,19мм и компоновки заканчивания для обсадной трубы диаметром 140x9,17мм.

Компоновка заканчивания МГРП для скважин с комбинированной эксплуатационной колонной аналогична применяющейся в скважинах стандартной конструкции. Отличие заключается в том, что оборудование имеет типоразмеры, предназначенные для открытого ствола диаметром 220,7мм и обсадной трубы диаметром 140мм. Все элементы заканчивания, после разбуривания имеют внутренний диаметр равный внутреннему диаметру обсадной трубы 140мм. С целью ускорения ввода скважины в эксплуатацию применяются растворимые шары для портов ГРП.

evaluated and optimal ways of implementation were selected. The following was decided:

1. Drilling under the conductor in the interval with the curvature parameters to reservoir entry point and further drilling to the target bottom on the horizontal section with use of hydrocarbon-base muds (OBM) with a single free fall.

2. Utilizing a rotary steerable system and LWD tools and 220.7mm PDC drill bit. This BHA is used to drill the 245mm casing, drilling and prepare the borehole for running the combined string using the back reamer.

3. Calculating and selection of the effective process parameters of Fast Drilling to gain record-breaking penetration rates.

4. Running the combined string that comprises of the 140mm casing in the horizontal interval and a further 178mm casing string to the wellhead. The completion comprising of the MSF is sized respectively.

5. Cementing the combined string in the 178mm casing interval through the cementing collar.

6. Geomechanic modeling prior to drilling and adjusting the model during the drilling.

The main difference (Fig. 3) from the previous technique is that the 178x9.19 production string is combined with the completion for 140x9.17mm casing.

MSF completion with the combined production string is

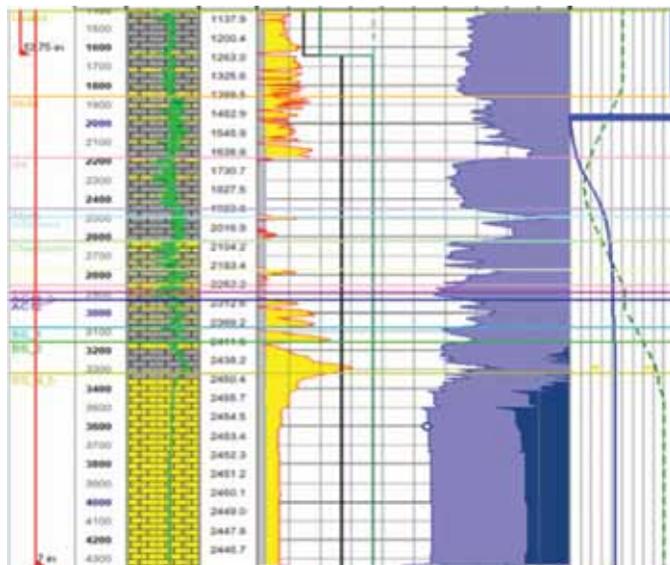


Рис. 2. 1D геомеханическая модель для скважины Приразломного месторождения

Fig. 2. 1D Geomechanic Model of Pirazlomnoye Well

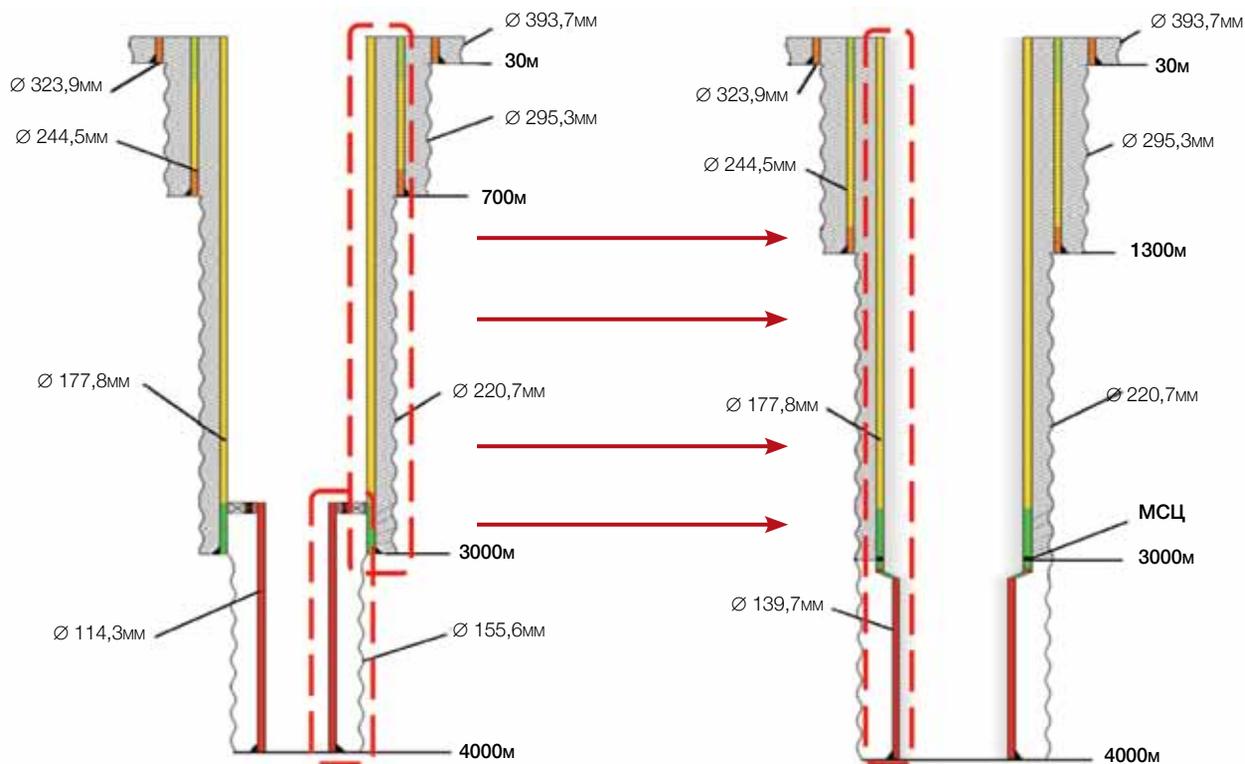


Рис. 3. Отличие типовой горизонтальной скважины от двухколонной

Fig. 3. Difference between Standard Horizontal Well and Two-String Well

### Междисциплинарное взаимодействие

В процессе междисциплинарного планирования и реализации проекта участвовали специалисты:

1. ПАО «НК «Роснефть»
2. ООО «РН-Юганскнефтегаз»
3. ООО «РН-ЦЭПиТР»
4. ООО НФ «РН-Бурение»
5. Компании «Шлюмберже»

Для реализации проекта также была модернизирована буровая установка в части возможности работы с РУО и установки оборудования для осушки шлама.

Особый вклад в успешную реализацию проекта был внесен РН-ЦЭПиТР, специалисты которого контролировали процесс бурения скважин в режиме 24 часа / 7 дней в неделю.

### Результаты

По результатам бурения первых трех скважин проект строительства скважин с комбинированной эксплуатационной колонной признан успешным. Лучший показатель бурения горизонтальной скважины Приразломного месторождения - 16,7 суток, таким образом, сокращение сроков

similar to the completion utilized for standard wells. The difference is that the equipment is sized for 220.7mm open hole and 140mm casing. After drilling, the inside diameter (ID) of all completion elements equals to the ID of the 140mm casing. To speed up the well commissioning, soluble balls are used for the fracturing ports.

### Cross-Disciplinary Interface

The following engineers participated in cross-disciplinary planning and Project execution:

1. NK-Rosneft
2. RN-Yuganskneftegaz
3. RN-Center of Expertise and Support
4. RN-Burenie
5. Schlumberger

For the Project purpose, the drilling string was upgraded to use OBM and slurry drying equipment.

RN-Center of Expertise and Support provided great input for the Project's success while providing 24/7 monitoring of the drilling process.

### Results

The first three wells drilled showed that the well design with a combined production string is the most successful.

строительства составило 41% от средней продолжительности строительства горизонтальных скважин типовой конструкции – 28,5 дней (Рис.4.)

Полученные результаты:  
 1. Концепция строительства скважин с комбинированной эксплуатационной колонной с заканчиванием МГРП проверена и реализована на практике.

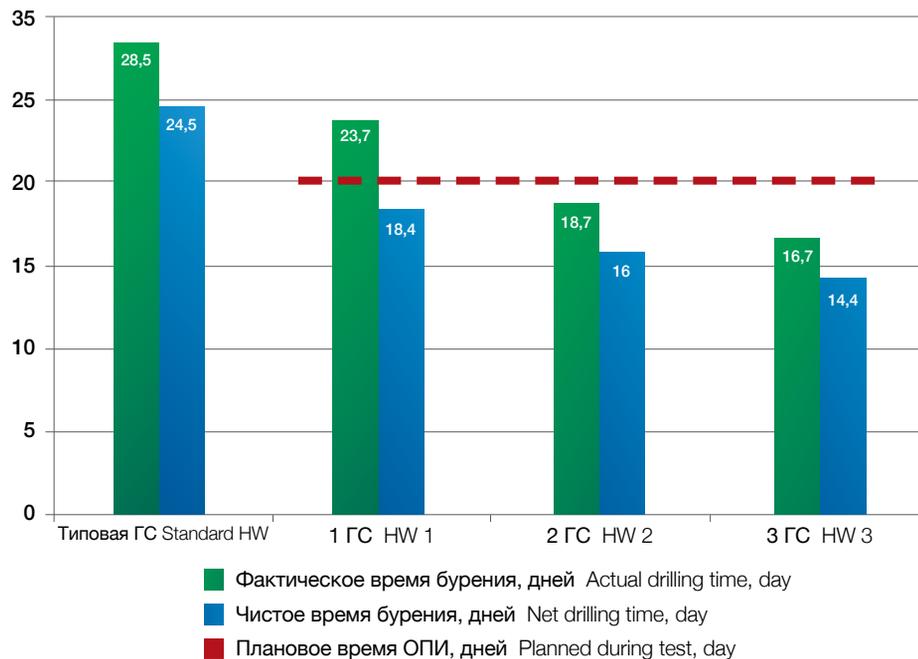
2. Интервал эксплуатационной колонны и хвостовика пробурен за один рейс.

3. Впервые в ПАО «НК «Роснефть» выполнены успешные спуски комбинированных 178x140мм колонн с оборудованием заканчивания МГРП.

4. Впервые в РН-ЮНГ выполнено успешное замещение РУО на жидкость заканчивания.

Необходимо отметить, что имеется потенциал дальнейшего сокращения сроков бурения, за счет уменьшения непроизводительного времени и оптимизации технологических процессов, с учетом полученного практического опыта в процессе реализации данного проекта.

На основе полученных результатов принято решение о тиражировании технологии бурения скважин с комбинированной эксплуатационной колонной с заканчиванием МГРП в ПАО «НК «Роснефть».



**Рис. 4.** Сравнение планового и фактического времени строительства трех горизонтальных скважин с комбинированной эксплуатационной колонной на Приразломном месторождении с типовой скважиной

**Fig. 4.** Planned and Actual Construction Time for Three Horizontal Wells with Combined Production String at Pirazlomnoye Field vs. Standard Well

The best horizontal drilling construction rate was 16.7 days for the Pirazlomnoye field, so the construction period was 41% of the average construction period for standard horizontal wells, which is 28.5 days (Fig. 4).

Results:

1. The well design with a combined production string and MSF completion was proven to be successful
2. The interval of the production string and liner was drilled by a single trip.
3. NK Rosneft has successfully completed runs of 178x140 mm combined strings with MSF completion equipment for the first time.
4. RH-YuNG successfully used OBM completion fluid for the first time.

It should be noted, that drilling times can potentially be further reduced due the experience gained on this project in reducing downtime and the optimization of the technical processes.

Based on the results that we achieved, we decided to promote this technique with a combined production string and MSF completion throughout Rosneft.

