



Новые рекорды бурения и многоствольного заканчивания в Западной Сибири

New Achievements in Multilateral Drilling and Completions in Western Siberia

Часть 1 - Part 1

Проектирование и строительство скважин с БОВ на Юрхаровском НГКМ

Engineering and Construction of ERD Wells at the Yurkhar OGCF

ЗАО «Инвестгеосервис» Туктаров Дамир Хатипович, Генеральный директор;
ЗАО «Инвестгеосервис» Гулов Артур Ривалевич, Руководитель проекта;
ОАО «НОВАТЭК» Глебов Евгений Владимирович, Заместитель директора департамента по технологиям Департамента скважинных технологий и супервайзинга;
ОАО «НОВАТЭК» Шокарев Иван Валериевич, Заместитель начальника управления скважинных технологий Департамента скважинных технологий и супервайзинга;
ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» Курасов Александр Владимирович, заместитель генерального директора по бурению, начальник управления по бурению.

CJSC "Investgeoservice" Damir Tuktarov, General Director;
CJSC "Investgeoservice" Artur Gulov, Project Manager;
JSC "NOVATEK" Evgeny Glebov, Deputy Director, Technology Department of Boreholes Technologies and Supervising;
JSC "NOVATEK" Ivan Shokarev, Deputy Head, Technology Department of Downhole Borehole Technologies and Supervising;
LLC "NOVATEK-Yurkharovneftegas" Alexander Kurasov, Deputy General Director - Drilling, Head of Drilling.

Вступление

ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» (дочернее предприятие ОАО «НОВАТЭК») совместно с ЗАО «Инвестгеосервис» успешно завершили строительство самых протяженных (для материковой части Российской Федерации) скважин с большим отходом от вертикали (БОВ, ERD wells).

Окончательный забой скважин №№ 1-А и 2-А Юрхаровского месторождения составил 8497 и 7274 метров соответственно. У многоствольной скважины № 3-А (многоствольная скважина) окончательные забои составили 7418 и 7438м соответственно.

Компания ЗАО «Инвестгеосервис» (Генеральный подрядчик по строительству скважин) осуществила работы по бурению рекордных скважин, с

Introduction

NOVATEK-YURKHAROVNEFTEGAZ LLC, a subsidiary of NOVATEK JSC, in co-operation with Investgeoservice CJSC, have successfully completed construction of the longest extended reach drilling (ERD) wells in the Russian Federation.

The final TD (Total Depth) of wellbores No 1-A and 2-A of the Yurkhar field totaled 8,497 and 7,274 meters respectively. The final TD (Total Depth) of wellbore No 3-A (a multilateral well) totaled 7,418 and 7,438m respectively.

Investgeoservice CJSC, the general drilling contractor for the project, has accomplished these record-breaking wells by applying the most advanced technologies from leading Russian and international oilfield service companies.

привлечением самых современных технологий ведущих российских и мировых сервисных нефтегазовых компаний. Слаженная совместная работа специалистов Заказчика, Генерального подрядчика и субподрядных организаций показала не только выдающиеся успешные результаты в области применения новых технологий при строительстве скважин, но и отличные показатели в области безопасности и охраны труда. Также нужно отметить, что особое внимание ОАО «НОВАТЭК» и ЗАО «Инвестгеосервис» уделялось вопросам сохранения окружающей среды, что немаловажно, учитывая географическое расположение проводимых работ – в акватории Тазовской губы в непосредственной близости от шельфа Карского моря, обилием заливов, рек, болот и озёр. Ведение производственной деятельности связано с повышенными требованиями в области экологической и промышленной безопасности, сложной ледовой и геокриологической обстановкой, охраной мест традиционного хозяйствования коренного населения, мест обитания редких и исчезающих видов растений и животных.

Технологии, использованные при строительстве указанных скважин, могут успешно применяться для разработки северных и арктических месторождений, в том числе запасов Ямальского, Тазовского и Гыданского полуостровов (входят в состав Ямало-Ненецкого автономного округа), что является стратегической задачей для газовой отрасли РФ.

О компании «НОВАТЭК»

ОАО «НОВАТЭК» — крупнейший [1] независимый и второй по объемам добычи про-изводитель природного газа в России. Созданная в 1994 году, Компания занимается раз-ведкой, добычей и переработкой газа и жидких углеводородов. Месторождения и лицензи-онные участки компании расположены в Ямало-Ненецком автономном округе, крупнейшем в мире регионе по добыче природного газа, на долю которого приходится около 90% добычи природного газа в России и приблизительно 17% мирового объема добычи газа.

«НОВАТЭК» стремится непрерывно наращивать ресурсную базу путем проведения геологоразведочных работ. Используя современные методы разведки и разработки, Компания экономически эффективно осваивает запасы, достигая максимального уровня из-влечения углеводородов. По результатам независимой оценки, проведенной компанией DeGolyer & MacNaughton, по состоянию на 31.12.2014 г. доказанные запасы углеводородов Компании (включая долю в запасах

By coordinating the efforts of experts from the operator, general contractor and subcontractors, the well construction program not only produced outstanding success in the application of new technologies, but it also resulted in an excellent occupational health and safety performance record as well.

In addition, it is worth noting that NOVATEK JSC and Investgeoservice CJSC have paid special attention to environmental protection issues. This is an important factor because of the geographical location of the project, near the Taz Estuary wetlands and in the close vicinity of the Kara Sea shoreline which has abundant creeks, rivers, marshes and lakes.

Regional operations contain strict requirements regarding safety and environmental protection, challenging ice and geocryologic conditions, protection of the indigenous people's traditional farming areas, as well as habitats of threatened and endangered species of flora and fauna.

The technologies used in the construction of these wells can be successfully applied in the development of Northern and Arctic fields, including the deposits within the Yamal, Taz, and Gydan Peninsulas (parts of the Yamal-Nenets Autonomous District), which are strategic objectives for Russia's gas industry.

About NOVATEK

NOVATEK JSC is the largest [1] independent producer and the second largest producer of natural gas in Russia. Established in 1994, the Company is engaged in the exploration, production and processing of gas and liquid hydrocarbons.

The various fields and licensed blocks belonging to the Company are located in the Yamal-Nenets Autonomous District, the world's largest region of natural gas extraction, which accounts for about 90% of the natural gas extracted in Russia, and for about 17% of the global gas production.

NOVATEK aims to continuously strengthen its resource base by carrying out exploration activities. By using modern methods of exploration and development, the Company provides cost-effective development of their resources, while achieving maximum hydrocarbon production rates.

According to the results of an independent evaluation carried out by DeGolyer & MacNaughton, as of December 31st, 2014, the proven hydrocarbon reserves of the Company (including its shares in the reserves of joint ventures), in accordance with the SEC standards, totaled 12,578 mln BOE, including 1,747 bln m³ of gas and 135 mln tons of liquid hydrocarbons.

совместных предприятий) по стандартам SEC составляли 12 578 млн бнэ, в том числе 1 747 млрд м³ газа и 135 млн т жидких углеводородов.

О компании «Инвестгеосервис»

Группа компаний «Инвестгеосервис» [2] объединяет специализированные предприятия в области строительства поисково-разведочных, наклонно-направленных эксплуатационных скважин, горизонтальных скважин и скважин с БОВ (ERD), интерпретации геологических и геофизических данных, подсчёта запасов углеводородов, построения геологических и гидродинамических моделей месторождений, проектов разработки месторождений, исследования скважин, землеустроительных работ.

Группа компаний «Инвестгеосервис» осуществляет функции исполнителя и координатора нефтесервисных услуг на условиях генерального подряда или интегрированного управления проектами.

Ключевыми компетенциями группы компаний «Инвестгеосервис» являются:

- ✓ специализация на строительстве технологически сложных разведочных и эксплуатационных скважин с большими отходами от вертикали (ERD);
- ✓ индивидуальный подход к выбору технологий от ведущих поставщиков технологических услуг для наиболее эффективного решения задач Заказчика;
- ✓ многолетний опыт ведения буровых работ в арктических районах и на автономных проектах.

Значительный опыт группы компаний «Инвестгеосервис» в области производства буровых работ и геологических исследований позволяет успешно решать комплексные задачи заказчика.

О месторождении

Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение (ЮНГКМ) является основным добывающим активом «НОВАТЭК».

Месторождение открыто в 1970 году и расположено за северным Полярным кругом в юго-восточной части Тазовского полуострова в Надым-Пур-Тазовском районе. Западная часть месторождения находится на Тазовском полуострове, а центральная и восточная части расположены в бассейне Тазовской губы, при этом средняя глубина залива составляет четыре метра. Разбуривание морской части месторождения производится с суши с применением горизонтальных скважин.

Запасы месторождения по стандартам SEC на конец 2014 года составляли 363,4 млрд м³ газа и 17,2 млн т

About Investgeoservice

The Investgeoservice group of companies [2] brings together entities specialized in the construction of exploration wells, directionally-controlled wells, horizontal wells and ERD wells, as well as interpretation of geological and geophysical data, calculation of hydrocarbon reserves, development of geological and hydrodynamic field models, field development plans, well testing, and site management.

The Investgeoservice group of companies carries out the functions of an oil service provider and coordinator on the basis of a general contract, or integrated project management.

The key competencies of Investgeoservice group of companies are as follows:

- ✓ specialization in drilling technologically complicated exploration and production ERD wells;
- ✓ individual approach toward the selection of technologies from the leading providers in order to provide the most effectively solutions to meet the needs of the Customer;
- ✓ long-term experience in drilling operations in the Arctic areas, even under stand-alone projects.

The considerable experience of Investgeoservice group in the fields of drilling and geological exploration studies enables them to successfully resolve the complicated challenges of the Customer.

About the Field

The Yurkhar oil and gas condensate field (YOGCF) is the main producing asset of NOVATEK.

The field was discovered in 1970 and is located above the Arctic Circle in the south-eastern part of the Taz Peninsula's Nadym-Pur-Taz district. The western part of the field is located in the Taz Peninsula, the central and eastern parts are located in the basin of the Taz Estuary, where the average depth of the estuary is four meters. The development of the offshore part of the field shall be carried out from land through the use of horizontal wells.

According the SEC standards, as of the end of 2014, the field reserves totaled 363.4 bln m³ of gas and 17.2 mln tons of liquid hydrocarbons. The bulk of the gas reserves fall on the Valanginian horizon. The productive deposits are compactly located in a relatively small area (approximately 260km²), which increases the efficiency of their development and deployment in terms of capital and operating costs (see Figure 1). The field is located approximately 300km north of the town of Novy Urengoy and about 50km east of the Yamburg field.

The field development model includes the drilling of large-diameter, multilateral horizontal wells, which enables the



ТАМ, ГДЕ ДРУГИЕ ВИДЯТ ПРЕПЯТСТВИЯ, BAROID ВИДИТ ВОЗМОЖНОСТИ

ЗАДАЕМ СТАНДАРТЫ ЭКОЛОГИЧНОГО ВЕДЕНИЯ БИЗНЕСА

Одна из современных компаний по выпуску автомобилей внедрила линию перемещения отходов, по которой металлолом направляется на прессовочный завод компании. За счет этого компания сократила число рейсов грузовиков и объем углеродосодержащих выбросов. Такой же инновационный подход необходим для развития и реализации возможностей переработки и утилизации отходов для районов, в которых сбросы не допустимы вовсе. Подразделение Baroid понимает, что необходимость решения проблемы сброса отходов может создавать ограничения при реализации проектов. Поэтому мы в постоянном взаимодействии с заказчиком разрабатываем решения, отвечающие экологическим нормам или даже превосходящие требования этих норм. Наше подразделение предлагает оборудование и услуги по закачке выбуренной породы в пласт непосредственно на точке бурения. Таким образом мы превращаем ограничения в преимущества, позволяющие вам сократить расходы, снизить объем транспортировки отходов и обеспечить нулевой уровень сбросов.

Вместе мы расширим границы возможного

halliburton.com/baroid/challenge и halliburton.ru

Solving challenges.™

HALLIBURTON

Baroid

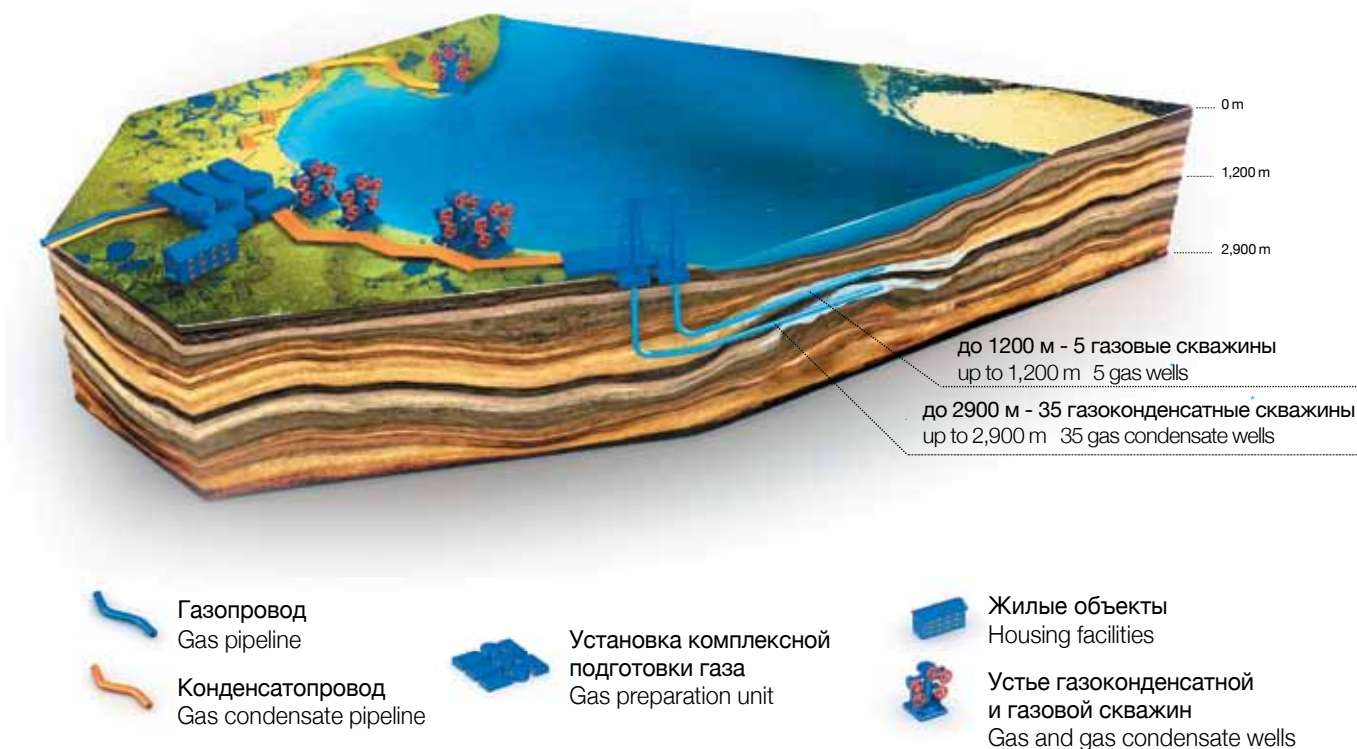


Рисунок 1. Условная схема разработки Юрхаровского НГКМ
Figure 1. Conventional Development Plan of Yurkhar OGCF

жидких углеводородов. Основная часть запасов газа приходится на Валанжинский горизонт. Продуктивные залежи компактно расположены на сравнительно небольшой площади (примерно 260 км²), что повышает эффективность их разработки и освоения с точки зрения капитальных и операционных расходов (см. Рисунок 1). Располагается месторождение приблизительно в 300 км к северу от города Новый Уренгой и в 50 км к востоку от Ямбургского месторождения.

Модель разработки месторождения предусматривает бурение горизонтальных скважин большого диаметра и многозабойных горизонтальных скважин, что позволяет снизить общее количество скважин, необходимых для вовлечения в разработку всех запасов месторождения, и минимизировать капитальные вложения.

Месторождение имеет одну залежь природного газа, 24 газоконденсатных залежи и 3 нефтегазоконденсатные залежи. Глубина залегания углеводородов варьируется от 1000 до 4400 метров (с учётом Юрских отложений), при этом Валанжинские залежи характеризуются наличием проницаемого песчаника, является основной областью добычи. Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) является вторым по объёму

reduction of the total number of wells required to develop all the reserves of the field and the minimization of capital investments.

There is one natural gas deposit, 24 gas condensate deposits and 3 oil condensate deposits in the field. The hydrocarbon depth ranges from 1,000 to 4,400m (incl. Jurassic sediments), while the Valanginian deposits are characterized by the presence of permeable sandstone, which is the main production zone. The Yurkhar oil-and-gas condensate field (OGCF) is the second largest in production output is the second largest field after the Yamburg field and of all the fields operated above the Arctic Circle. YOGCF provides approximately 10% of the gas consumed in the Russian domestic market. The production output at full capacity is 37 bln m³ of natural gas per year. The Yurkhar field is characterized by the use of cutting edge technologies, which reduces the potential environmental impact on the vulnerable environment of the Far North. For instance, amongst others, a drilling waste thermal treatment unit was put into operation in 2008, which eliminates the release of drilling waste into the environment.

History of YOGCF Well Construction

The development drilling in the Yurkhar field started in May 2002. The commercial extraction of natural gas and gas condensate commenced in January, 2003.

Мировой лидер в
производстве современных
малогабаритных
гироскопических
навигационных систем для
нефтегазового сектора



Высокоточные и надежные
гириноклинометры, работающие
в режиме непрерывной съемки,
для всех профилей нефтегазовых
скважин, в т.ч. сложных, устойчив
к воздействию агрессивно высоких
температур.

- ❶ Высокоскоростной непрерывный гироскопический инклинометр с внутренней привязкой к географической системе координат, к «истинному Северу»: высокая точность измерений в скважинах любого профиля (от вертикальных до горизонтальных)
- ❷ Превосходная устойчивость к механическим воздействиям, высокая надежность, не подвержен влиянию внешних магнитных полей
- ❸ Выдающаяся точность и скорость съемки среди гаммы гириноклинометров, представленных на рынке, скорость записи до 150 м/мин
- ❹ Простота в использовании, оптимальные массогабаритные характеристики, компактность и мобильность



Stockholm Precision Tools на протяжении 20 лет является мировым лидером и надежным поставщиком современных гироскопических систем для нефтегазового и горнорудного сектора. Гироскопические инклинометры SPT обеспечивают высокую точность и достоверность измерений, при этом приборы невосприимчивы к магнитным помехам в стволе скважины, обеспечивают оптимальные эксплуатационные характеристики и

режимы проведения измерений. Приборы компании SPT помогают нашим партнерам снизить время проведения ГИС, повышают оборачиваемость геофизических партий, снижают временные и финансовые издержки. Благодаря приборам SPT наши клиенты могут быть абсолютно уверены в том, что они получают наиболее точные и достоверные измерения, которые только могут обеспечить приборы этого типа.

добычи после Ямбургского из всех, эксплуатируемых за Полярным кругом. ЮНГКМ обеспечивает порядка 10% потребления газа на внутреннем рынке. Объем добычи при полной проектной мощности - 37 млрд м³ природного газа в год. Юрхаровское месторождение характеризуется применением самых передовых технологий, что позволяет снизить экологическую нагрузку на ранимую среду Крайнего Севера. В том числе, к примеру, в 2008 году на месторождении введена в эксплуатацию установка термического обезвреживания буровых шламов, что позволяет исключить попадание в окружающую среду отходов бурения.

История строительства скважин на ЮНГКМ

Эксплуатационное бурение на Юрхаровском месторождении началось в мае 2002 г. Коммерческая добыча природного газа и газового конденсата началась в январе 2003 г.

Строительство эксплуатационных скважин сопровождалось значительными трудностями, вызванными сложным геологическим разрезом (наличие многолетнемерзлых пород, нестабильных глин, пластов с различным флюидонасыщением), труднодоступностью коллекторов (бурение с берега под акваторию Тазовской губы), климатическими условиями и особенностями логистики.

В период с 2007 по 2011 г была проведена значительная работа по оптимизации плана освоения месторождения путем бурения скважин большого диаметра, двухзбойных скважин, скважин с большим горизонтальным отходом ствола от устья, что позволяет бурить меньшее количество скважин, необходимых для разработки месторождения. Данная программа позволила снизить общие издержки и потенциальные экологические риски. Новые скважины, в среднем, имеют диаметр эксплуатационной колонны до 245 мм, горизонтальную часть ствола более 1 000 м и стартовый дебит до 4,5 млн м³ в сутки.

С целью вовлечения в разработку запасов восточной части месторождения и равномерной выработки пластов в 2014 году продолжилось бурение горизонтальных скважин с большими отходами от устья. В эксплуатацию были введены три новые газоконденсатные скважины и проведена реконструкция двух ранее пробуренных скважин. На текущий момент пробурено более 70 газоконденсатных скважин, однако успех строительства скважин №№ 1-А, 2-А и 3-А заслуживает особого внимания.

Почему скважины ERD?

Геологическое строение месторождения определило

The construction of the wells was complicated by the considerable difficulties posed by a complex geological cross-section, the presence of permafrost rocks, unstable clay, and various fluid saturated beds, hard-to-reach reservoirs due to drilling from onshore under the bed of the Taz Estuary water area, climatic conditions and logistic issues.

From 2007 to 2011, significant work was conducted, in order to optimize the field development plan, by drilling large-diameter, bilateral and ERD wells, which result in drilling fewer overall wells for field's development. This program succeeded in reducing the overall costs and potential environmental risks. On average, in these new wells, the production string diameter is up to 245mm in diameter, the horizontal section is more than 1,000m long and the initial flow rate is up to 4.5 mln m³ per day.

In order to develop the reserves in the eastern part of field and to provide an even recovery from the field, the drilling of horizontal ERD wells continued in 2014. Three new gas-condensate wells were put on production and workover was conducted on two previously drilled wells.

Currently, more than 70 gas-condensate wells have already been drilled, but the success of the well construction for No's. 1-A, 2-A and 3-A deserve special attention.

Why ERD Wells?

The geological structure of the field determines the development strategy. As the main reserves are located in the shelf area of the Taz Estuary, the well pads are placed along the coastline and wells reach out under the water (see Figure 2). After the relatively simple wells were drilled (their length however, reached up to 5000m), it was the turn for the ERD wells. The economic and technical analysis has shown that ERD well construction is the most economical and environmentally efficient solution that allows access to the remote reservoirs pay zones of the Yurkhar field.

Economic efficiency results in the optimization of the investment into the infrastructure with the aim of increasing the fields profits, which is necessary for the development of the field.

The ERD wells (global classification – ERD wells: Extended Reach Drilling) are wells with an extended-reach and a deviated to vertical ratio of more than 2:1. The characteristic features of the construction of these types of wells are as follows:

- high mechanical loads – increased axial loads and often excessive torque occurs as a result of the high friction ratios given by the excessive length of the inclined section of the wellbore;

и систему разработки – так как основные запасы месторождения находятся в шельфе Тазовской губы, кустовые площадки располагаются вдоль береговой линии, а скважины уходят далеко под акваторию (см. Рисунок 2). После того как были пробурены относительно простые скважины (тем не менее, их глубина достигала до 5000 м) подошел черед строительства скважин с большим отходом от вертикали. Экономико-технический анализ показал, что строительство скважин с большим отходом от вертикали является наиболее экономически и экологически эффективным решением, позволяющим получить доступ к удаленным коллекторам Юрхаровского месторождения.

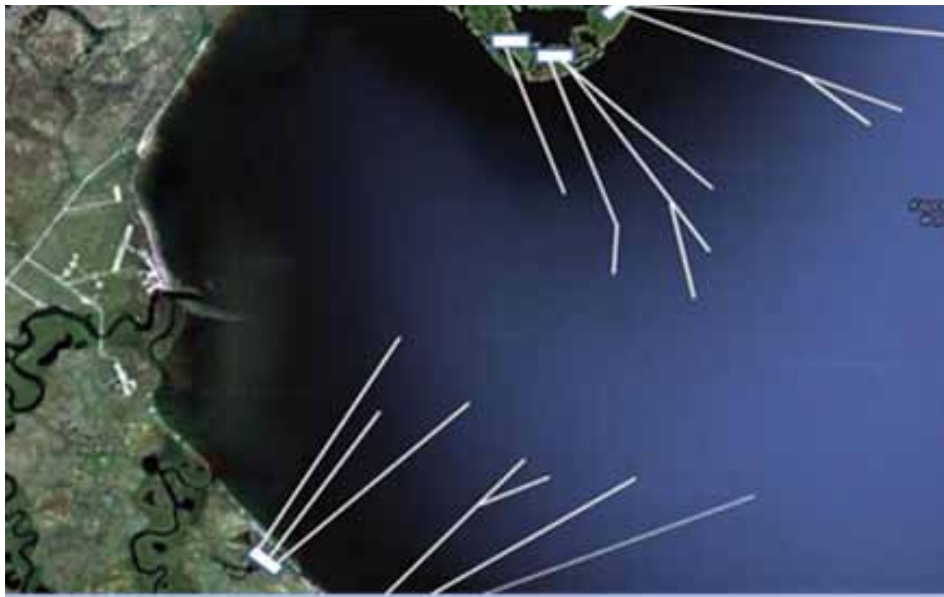


Рисунок 2. Схема разбуривания Юрхаровского НГКМ скважинами с БОВ
Figure 2. Yurkhar OGCF Development Plan by ERD wells

Под экономической эффективностью подразумевается оптимизация инвестиций в развитие инфраструктуры, необходимой для разработки месторождения, с целью увеличения прибыли.

Скважины с БОВ (в мировой классификации – ERD wells: Extended Reach Drilling) – скважины с большим отходом от вертикали, имеющие соотношение отхода к вертикали более 2:1. Характерными особенностями при строительстве такого типа скважин являются:

- высокие механические нагрузки – повышенные осевые нагрузки и зачастую избыточный крутящий момент из-за высоких значений коэффициента трения вследствие большой протяжённости сильнонаклоненной части ствола скважины;
- высокие гидравлические нагрузки – затрубное давление (ЭЦП) кратно выше по сравнению даже с горизонтальными скважинами меньшего смещения забоя от вертикали, не говоря уже о вертикальных скважинах (даже глубоких);
- затруднённая очистка ствола скважины от выбуренной породы, особенно при конструкции скважин с высоким значением PHAR (pipe-hole area ratio) – чем выше PHAR, тем сложнее очистка от шлама;
- сложности с дохождением обсадных колонн и хвостовиков – высокие коэффициенты трения и недостаточный вес верхней части для снижения усилия «проталкивания» колонн;
- проблемы устойчивости стенок ствола скважины и узкое «окно буримости» по плотности бурового раствора (mud weight window);

- high hydraulic loads – annulus pressure (ECD) is far higher, even when compared to horizontal wells with lower kickoff, more so - to vertical wells (even deep ones);
- hindered wellbore cleaning for drill cuttings, especially in case of the high PHAR (pipe-hole area ratio) well design – the higher the PHAR, the harder it is to clean the well and remove cuttings;
- difficulties with reaching the casing strings and liners – high friction ratios and underweight top-hole assemblies that are insufficient for reducing the column's «pushing» efforts;
- problems with the stability of the wellbore and a narrow mud weight window;
- problems with the load delivery during the drilling and completions, such as creating the necessary load when hanging the liners;
- in addition, the large distance between targets resulted in additional geological uncertainties as regards to the structures, which are not homogeneous by stratification and bedding course.

ERD well is not just a more complicated directionally-controlled well. The following serves as a basis for the successful construction of such wells: the use of advanced technologies, professionalism of the staff, proper arrangement of processes and established communication between the various stakeholders. That's why the preparations for these record wells started long before the spudding of wells. At the request of NOVATEK-YURKHAROVNEFTEGAZ LLC, the design of wells No 1-A and 2-A was carried out by the design contractor 'BUROVAYA TEKHNIKA' NPO JSC [3] with the obligatory involvement of Investgeoservice CJSC as a General

- проблемы с доведением нагрузки при бурении, а также при заключительных операциях, например создание необходимой нагрузки при подвеске хвостовиков;
- кроме этого, из-за большой удалённости целей возникают дополнительные геологические неопределённости в структурах, неоднородных по напластованию и простираению.

Скважина с БОВ – это не просто более сложная наклонно-направленная скважина. Основой для успеха при строительстве таких скважин является: использование передовых технологий, профессионализм сотрудников, правильная организация процессов и налаженная коммуникация между различными сторонами - участниками проекта. Именно поэтому подготовка к рекордным скважинам началась задолго до начала бурения. Проектирование скважин №1-А и 2-А по заказу ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» осуществляла проектная организация ОАО «НПО «Буровая техника» - ВНИИБТ» [3] с обязательным привлечением компании ЗАО «Инвестгеосервис» как Генерального подрядчика по строительству скважин, и с привлечением “K&M Technology Group” [4] подразделения компании “Schlumberger” [5], специализирующегося на бурении скважин с БОВ. На этапе проектирования учитывались и анализировались различные критерии и факторы – проектные конструкция и траектория скважины (в том числе первая секция набора параметров кривизны и разворот траектории), правильный подбор бурильного инструмента, бурового наземного оборудования, стабильность стенок ствола скважины, решение проблем с очисткой ствола скважины - выносом бурового шлама на поверхность, мониторинг параметров бурения и эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора в режиме реального времени, а также технологии спуска и цементирования обсадных колонн (в особенности эксплуатационной колонны и цементируемой потайной на большие глубины) и крепление фильтр-хвостовиков. Проектирование скважины № 3-А по заказу ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» осуществляла проектная организация ООО «НОВАТЭК НТЦ». До начала бурения скважин, компанией ЗАО «Инвестгеосервис» были учтены изменения геологических данных и своевременно внесены корректировки в проект. При этом особое внимание было уделено оценке операционных рисков и подготовке плана действий на случай чрезвычайных ситуаций.

Наряду с другими критериями проектирования скважины, было очевидно, что буровая установка должна быть способна выполнять все операции, связанные с бурением, СПО, креплением и

Contractor for the well construction, and with involvement of the K&M Technology Group [4], a Schlumberger Co. [5] unit specialized in the drilling of ERD wells. Various criteria and factors have been taken into account and analyzed during the designing stage – project design and the well path (including the first section of drift deviation and the path turn), proper selection of drilling tools and equipment, stability of the wellbore, solving the wellbore cleanout issues – lifting the cuttings to the surface, real-time monitoring of the drilling parameters and equivalent circulating density of the drilling mud, as well as casing running and cementing technology (particularly the production casing and the deep-set tie-back casing), and mounting the filter-liners. The designing of well No. 3-A commissioned by NOVATEK-YURKHAROVNEFTEGAZ LLC was carried out by the design contractor NOVATEK SEC LLC. Prior to the spudding of wells, the Investgeoservice CJSC took account of the geological data changes and made timely adjustments to the project. There, special attention was paid to the operational risk assessment and preparation of an emergency action plan.

It was obvious that along with all other well design criteria, the drilling rig should be able to perform all the operations associated with drilling, tripping, casing and completion of the wells. For the construction of these record wells, the Investgeoservice CJSC used modified drilling rigs for the Yurkhar field, which enabled them to perform the scheduled operations, with enough necessary reserve capacity remaining.

About the Record Wells

• Purpose

The drilling of the production wells No 1-A, 2-A and 3-A with the horizontal section in the BU8 pay zone was necessary for the extraction of hydrocarbons from the BU8-0 - BU8-2 beds of the Tangal formation.

• Well profile and design

The wellbore of well No 1-A is presented below (see Figure 3).

The drift deviation is designed in a way to ensure minimal tortuosity and a «smooth» wellbore, the parameters that play an important role for the final well construction and the possibility of running in with the drill pipe and setting casing strings and downhole production equipment to design depths.

The results achieved are record-breaking not only for the region but across the whole of mainland Russia, and they speak for themselves:

The 393.7 mm (15 ½”) section was successfully drilled

заканчиванием скважины. Для строительства рекордных скважин ЗАО «Инвестгеосервис» использует на Юрхаровском месторождении усовершенствованные буровые установки, характеристики которых, позволяют производить запланированные операции с необходимым запасом прочности.

О рекордных скважинах

• Назначение

Бурение эксплуатационных скважин №№ 1-А, 2-А и 3-А с горизонтальным окончанием на продуктивные пласты БУ 8 необходимо для добычи залежей углеводородного сырья из пластов БУ8-0 - БУ8-2 Тангаловской свиты.

• Профиль и конструкция скважин

Проектная траектория скважины № 1-А представлена ниже (см. Рисунок 3). Секция набора спланирована таким образом, чтобы обеспечить минимальную извилистость и «гладкий» ствол скважины, параметры, которые играют важную роль для окончательного строительства скважины и возможности осуществления СПО бурильных/обсадных труб и забойного оборудования.

Достигнутые показатели являются рекордными не только для региона, но и в целом для материковой части Российской Федерации и говорят сами за себя: Секция 393.7 мм (15 1/2") была успешно пробурена до глубины 1610 метров по стволу, зенитный угол в секции составил 73.8° при вертикальной глубине 1403.8 метра. Крепление ствола скважины 340 мм (9 3/8") промежуточно-эксплуатационной колонной успешно осуществлено на глубине 1604 метра по стволу.

Секция 311.15 мм (12 1/4") была успешно пробурена до глубины 5632 метров по стволу, зенитный угол в секции составил 74.2°, отход от вертикали в данной секции составил 4359 метров при вертикальной глубине 2494 метра. Крепление ствола скважины 245 мм промежуточно-эксплуатационной колонной (9 5/8")

to a measured depth of 1,610 meters. The zenith angle in this section was 73.8° in a vertical depth of 1,403.8 meters. The wellbore casing, using 340mm (9 3/8") intermediate production string with premium connections was successfully set at 5,626 meters.

The 311.15mm (12 1/4") section was successfully drilled to a measured depth of 5,632 meters along the wellbore, the zenith angle in this section was 74.2° and the horizontal displacement in this section totaled 4,359 meters at a vertical depth of 2,494 meters. The wellbore casing, was set using 245mm (9 5/8") intermediate production string with premium threaded joints, which was successfully set at a depth of 5,626 meters.

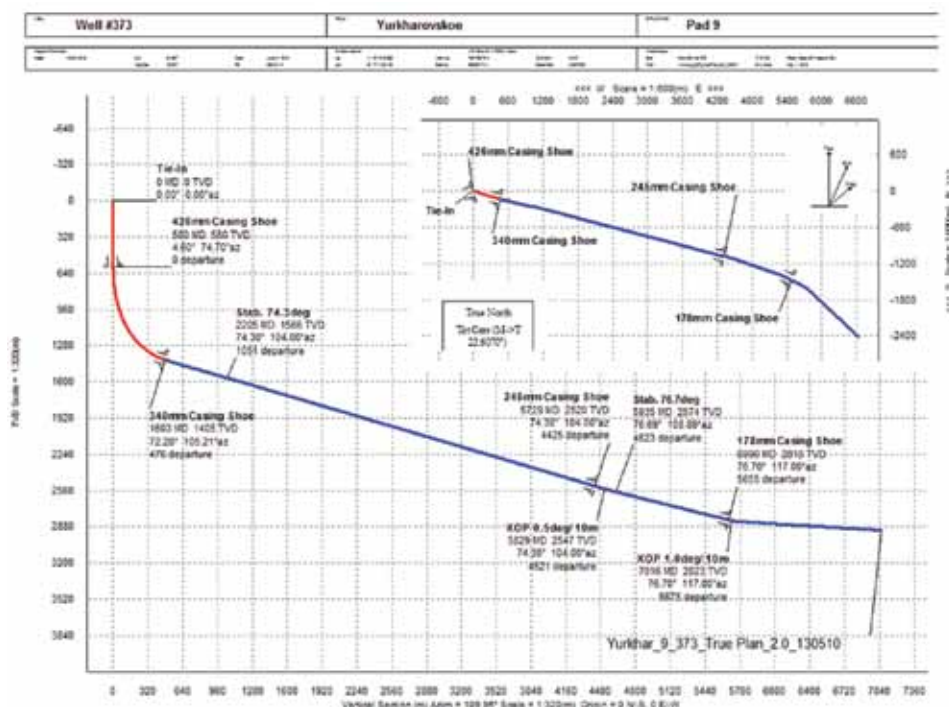


Рисунок 3. Проектная траектория скважины №1-А
Figure 3. Well 1-A Projected Wellbore

The 215.9mm (8 1/2") section was successfully drilled to a depth of 6,999 meters along the wellbore, the zenith angle in this section was 76.8° and the horizontal displacement in this section totaled 5,678 meters at a vertical depth of 2,818 meters. The wellbore casing, was set using 177.8mm (7") deep-set tie-back string with premium threaded joints, which was successfully set at a depth of 6,997 meters.

The 155.6mm (6 1/8") section was successfully drilled to a measured depth of 8,497 meters and the horizontal displacement in this section totaled 7,059 meters at a vertical depth of 2,906 meters. 127mm (5") liner-filter was successfully set at a measured depth of 8,495 meters. The path of well No 2-A is designed similar to well No

с премиальными резьбовыми соединениями успешно осуществлено на глубине 5626 метров.

Секция 215.9 мм (8 1/2") успешно пробурена до глубины 6999 метров по стволу, зенитный угол в секции составил 76.8°, отход от вертикали в данной секции составил 5678 метров при вертикальной глубине 2818 метров. Крепление ствола скважины 177.8 мм (7") потайной цементируемой колонной с премиальными резьбовыми соединениями успешно осуществлено на глубине 6997 метров.

Секция 155.6 мм (6 1/8") была успешно пробурена до глубины 8497 метров по стволу, отход ствола скважины от вертикали в данной секции составил 7059 метров при вертикальной глубине 2906 метров. Крепление ствола скважины 127 мм (5") фильтр-хвостовиком успешно осуществлено на глубине 8495 метров.

Траектория скважины № 2-А спроектирована подобно скважине № 1-А, но с меньшим отходом от вертикали, поэтому в данной статье мы рассмотрим на примере самых больших показателей.

Плановая траектория многозабойной скважины № 3-А представлена ниже (см. [Рисунок 4](#)). Верхние секции были запроектированы по аналогии со скважинами №№ 1-А и 2-А, но при этом было запланировано бурение двух стволов с забоями 7399 и 7416 м по стволу соответственно с установкой клина-отклонителя на глубине 6100 м по стволу с зенитным углом 77,5 градусов.

Секция 311.15 мм (12 ¼") была успешно пробурена до глубины 5049 метров по стволу, зенитный угол в секции составил 71.1°, отход от вертикали в данной секции составил 3825 метров при вертикальной глубине 2471 метр.

Секция 215.9 мм (8 ½") успешно пробурена до глубины 6119 метров по стволу, зенитный угол в секции составил 77.6°, отход от вертикали в данной секции составил 4835 метров при вертикальной глубине 2807 метров. При этом «голова» подвески потайной колонны установлена на глубине 4541м. Секция 155.6 мм (6 ⅛") первого ствола была успешно пробурена до глубины 7418 метров по стволу, отход ствола скважины от вертикали в данной секции

1-A, but with less horizontal reach, thus we are describing in this article only the well with the longest horizontal displacement.

The projected path of multilateral well No 3-A is presented below (see [Figure 4](#)). The upper sections were designed similar to wells No 1-A and 2-A, but at the same time it was planned to drill two lateral wells with 7,399 and 7,416m TD's respectively, including the installation of a whipstock plug at a depth of 6,100m along the well with a zenith angle of 77.5 degrees.

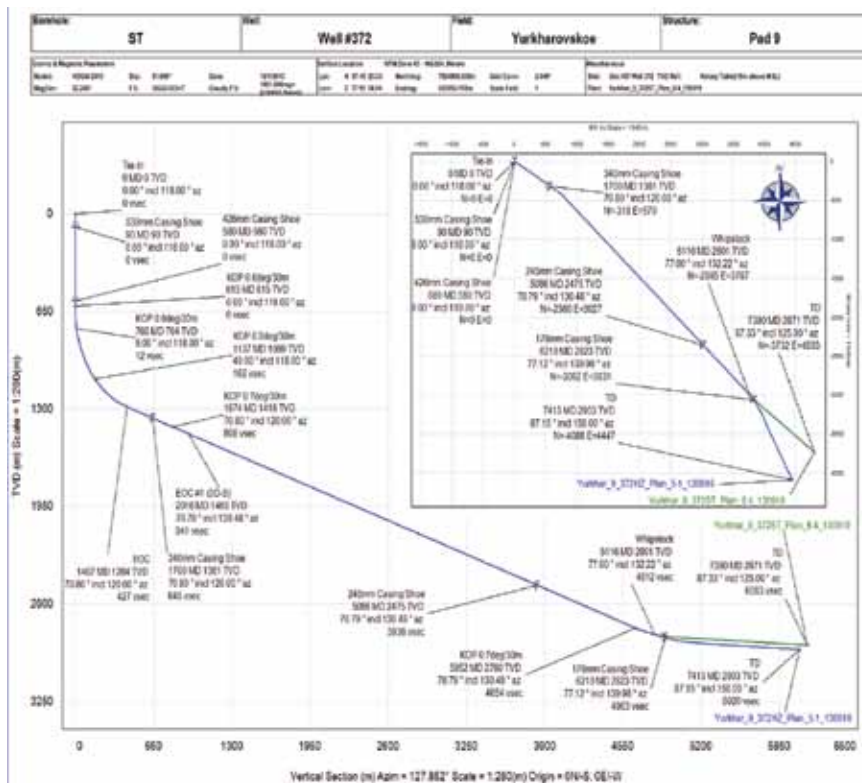


Рисунок 4. Проектная траектория скважины № 3-А
Figure 4. Well 3-A Projected Wellbore

The 311.15mm (12 1/4») section was successfully drilled to a depth of 5,049 meters along the wellbore, the zenith angle in this section was 71.1° and the horizontal displacement in this section totaled 3,825 meters at a vertical depth of 2,471 meters.

The 215.9mm (8 1/2») section was successfully drilled to a measured depth of 6,119 meters, the zenith angle in this section was 77.6° and the horizontal displacement in this section totaled , meters at a vertical depth of 2,807 meters. There, the «head” of hanger of the tie-back string was set at a depth of 4,541m.

The 155.6mm (6 1/8") section was successfully drilled to a measured depth of 7,418 meters and the horizontal displacement in this section totaled 6,065 meters at a

составил 6065 метров при вертикальной глубине 2904 метров. Отличительной особенностью скважины № 3-А является вырезка технологического «окна» в 178мм потайной колонне в интервале 6054-6059м (глубина по вертикали 2794м, отход в «окне» составил 4777м). Таким образом, осуществлен пропуск клина-отклонителя в комплекте с вырезающей компоновкой фрезов через подвеску потайной колонны и вырезка на рекордной в мировом масштабе глубине. Далее, секция 155.6 мм (6 1/8") второго ствола была успешно пробурена до глубины 7438 метров по стволу, отход ствола скважины от вертикали в данной секции составил 6155 метров при вертикальной глубине 2880 метров.

Более детально о подготовке и непосредственном выполнении работ по строительству скважин изложено в следующих разделах статьи.

Подготовка к строительству, подбор оборудования

Недостаток опыта бурения и информации о залежах на удаленном от берега расстоянии, создавало высокие риски строительства скважин.

Сложность проекта заключалась в узком «окне бурения», бурении в интервале истощенных пластов и нестабильных глин.

В тоже время, присутствовали другие особенности и сложности:

- Нестандартная, для скважин с большим отходом, конструкция с применением долот малого диаметра 155.6мм в горизонтальной части, что создавало дополнительные трудности в контроле ЭЦП;
- Недостаток опыта бурения скважин с большим отходом в регионе, создавало риски невыполнения плановой траектории;
- Потенциально высокий уровень извилистости верхней секции, что могло привести к повышенным нагрузкам на инструмент при бурении горизонтальной секции;
- Недостаточно структурной и геологической информации по залеганию целевых пластов, высокая вероятность бурения вне геологических целей;

Специалисты ОАО «НОВАТЭК», ЗАО «Инвестгеосервис» и компании «Schlumberger» разработали как единственное правильное решение – тесное взаимодействие всех участвующих в бурении сторон, необходимым было признано построение предбуровой геомеханической модели и применение геомеханического сопровождения бурения в реальном времени. На проекте под управлением специалистов ЗАО «Инвестгеосервис» были применены ключевые технологии наклонно-

vertical depth of 2,904 meters. The distinctive feature of No. 3-A well is a window cut in the 178mm tie-back string within the range of 6,054-6,059m measured depth (vertical depth of 2,794 m, with displacement at window totaling 4,777m). Thereby, the whipstock completed with a cutting mill layout was run through the tie-back string hanger and the window has been cut at a global record depth. Then, the 155.6mm (6 1/8") section of the second hole was successfully drilled to a measured depth of 7,438 meters and the horizontal displacement in this section totaled 6,155 meters at a vertical depth of 2,880 meters.

More details on the preparation and performance of well construction operations are contained in the following sections of this article.

Preparation for Construction and Equipment Selection

The lack of drilling experience and information on remote offshore deposits posed high risks to the wells construction.

The project's complexity consisted of a narrow mud weight window, drilling within the range of a depleted layer and the unstable clay.

At the same time, there were other specificities and complexities:

- Unusual design for an extended reach well, involving the use of small size bits in the horizontal section diameter, which raised additional difficulties for the annulus pressure control;
- Lack of ERD well drilling experience in the region increased the risk of failure, specifically on the projected path;
- Potentially high tortuosity level in the upper section, which could lead to increased loads on the drill pipe when drilling the horizontal section;
- Insufficient structural and geological information on the target formations, high probability of drilling out of the pay zones;

The specialists from NOVATEK JSC, Investgeoservice CJSC and Schlumberger have developed a close interaction between all stakeholders involved in drilling, likened to a silver bullet in solving problems; it was considered necessary to build a preliminary geo-technical model and apply real-time geo-mechanical tracking of drilling operations. Under the leadership of specialists from Investgeoservice CJSC, key technologies for directionally-controlled drilling, mud, drill bits and casing were applied in close collaboration with the rock mechanics engineers and geo-steering specialists, as well as the drilling contractor and operating company. The invested efforts resulted in



Рисунок 5. Буровая установка БУ-6500/450-ЭЧРК-БМ

Figure 5. BU-6500/450-ECRK-BM Drilling Rig

направленного бурения, растворов и долот и технологий крепления скважины при тесном взаимодействии с инженерами-геомеханиками и геонавигаторами, а также с буровым подрядчиком и компанией-оператором. Приложенные усилия позволили достичь рекордных показателей в ERD бурении континентальной части России.

На первом этапе была проведена техническая оценка возможностей буровой установки (БУ-6500), производившей разбуривание Юрхаровского месторождения в период с 2008г. по 2012г. Анализ показал, что требуется усиление и обновление силовых приводов (увеличение характеристик по крутящему моменту). В сжатые сроки была произведена замена системы верхнего привода. Буровые установки БУ-6500/450-ЭЧРК-БМ (см. Рисунок 5) имеют грузоподъемность 450 т и запас прочности для бурения скважин глубиной до 8000 м (а в зависимости от конструкции возможно бурение и более глубоких скважин).

Для успешного строительства рекордных скважин также потребовалось обновление бурильного инструмента [6]. Поскольку расчётные нагрузки

the record-breaking performance for ERD drilling in mainland Russia.

In the first phase, a technical assessment was conducted regarding the capacities of the drilling rig (BU-6500), which was used in the development of the Yurkhar field in a period from 2008 to 2012. The analysis showed that a reinforced and updated drive system was required, this would increase the rigs torque. The replacement of the top drive system was performed in a short period. The modified BU-6500/450-ECRK-BM drilling rig (see Figure 5) has a lifting capacity of 450 tons and a reserve capacity for drilling wells up to 8,000m deep (depending on the design, drilling of even deeper wells is also possible).

In addition, renovation to the drilling tools and pipe was also required for the successful construction of these record wells [6]. Since the rated torsion loads were close to and in some cases, exceeding the maximum make-up torque of standard threaded joints (API and GOST), as well as due to a narrow window for drilling mud densities and formation frac gradients, these well construction projects initially contained the specification of second-generation bilateral joints (see Figure 6).

на кручение приближались, а на некоторых участках превосходили максимальные моменты свинчивания стандартных резьбовых соединений (API и ГОСТ), а также из-за узкого коридора плотностей бурового раствора и градиентов гидроразрыва, то в проект строительства этих скважин изначально закладывалось применение двухупорных соединений второго поколения (см. Рисунок 6).

Исходя из практики применения традиционно используемых на этом месторождении обычных бурильных труб СБТ-139,7мм и СБТ-127мм, а также труб с двухупорными соединениями первого поколения, было принято во внимание, что ранее при бурении скважин глубиной 5000-6500м присутствовали значительные гидравлические потери и это требовало эксплуатации буровых насосов и бурового оборудования на высоких давлениях.

На этапе подготовки к бурению была поставлена задача минимизировать гидравлические сопротивления в бурильной колонне и в затрубном пространстве с одновременным обеспечением достаточного запаса прочности замковых соединений на кручение. Были проанализированы несколько альтернативных компоновок и опыт предыдущих лет [7], в результате, после серии сравнительных расчётов удалось определить оптимальную комбинацию бурильной колонны для каждой секции.

Исходя из этих принципов, было принято решение [8] перейти на типоразмер бурильной трубы 149,23мм в верхней части колонны вместо предусмотренного проектом типоразмера 139,7мм. При этом выбор СБТ-149,23*9,17мм с соединением VX-57 (двухупорные соединения второго поколения,

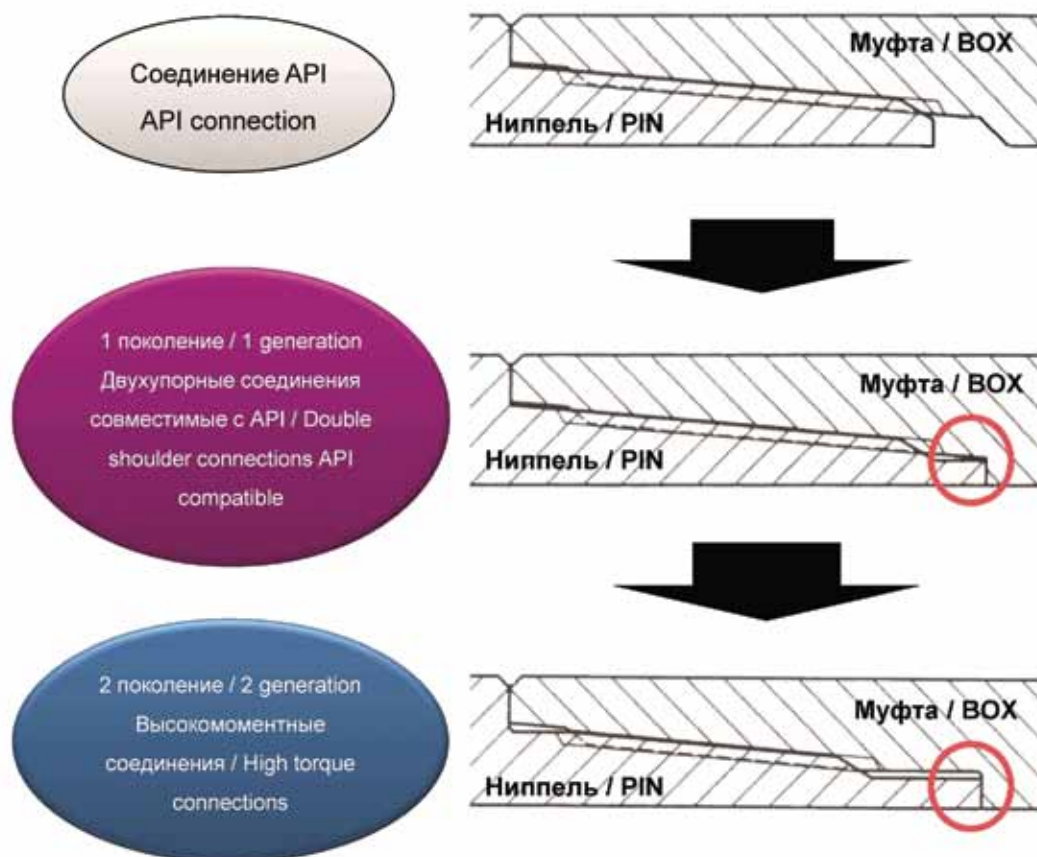


Рисунок 6. Эволюция замковых соединений бурильной трубы

Figure 6. Evolution of Drilling Pipe Joints

Based on the previous application of SBT-139mm and SBT-127mm conventional drill pipe, traditionally used in this field, as well as pipes with first-generation double-shouldered joints, previously they were significant fluid losses during drilling the 5,000-6,500m deep wells and this required the operation of mud pumps and high pressure drilling equipment.

During the drilling preparation phase, it was thought necessary to minimize hydraulic pressure resistance in the drill string and annular space while simultaneously ensuring that there was sufficient reserve torsion strength in the joints. Several alternative layouts and previous field experiences [7] were analyzed and, as a result, the optimal combination of the drill string required for each of sections was successfully determined after a series of comparative calculations.

Based on these principles, it was decided [8] to change the size of the drill pipe at the top of column from 139.7mm to 149.23mm pipe stipulated by the project. Meanwhile, the selection of SBT-149.23*9.17mm with VX-57 joint (second-generation double-shouldered joints, see Figure 7), in comparison with the SBT-140 (5 1/2 FH),

см. Рисунок 7) по сравнению с СБТ-140 (5 ½ FH) гарантировал повышение прочности на кручение на 8,5 % с одновременным уменьшением наружного диаметра замка на 13мм и увеличением внутреннего проходного диаметра по замку с 76,2 до 107,95 (более чем на 40%).

Для типоразмера СБТ-127*9,19мм было выбрано соединение VX-50, поскольку оно гарантирует прирост момента свинчивания на 96% по сравнению со стандартным соединением NC-50, при этом увеличивает внутренний проходной диаметр на 7%. Для трубы типоразмера 102*8,38 мм требовалось обеспечить увеличенный внутренний проходной диаметр замкового соединения для снижения гидравлического сопротивления при одновременном поддержании нужного значения момента свинчивания. Соединение VX-39 по сравнению с соединением NC-40 дало возможность увеличить внутренний диаметр замка на 34% при одновременном увеличении момента свинчивания на 10% и уменьшении наружного диаметра замка до 127 мм. Более подробное сравнение характеристик приведено в Таблице 1.

В целях снижения износа наружной поверхности замка и стенок обсадной колонны вследствие длительного вращения колонны в скважине бурильная труба заказывалась и поставлялась с твердосплавной наплавкой (hard banding) на муфтовой части замка.

Нанесённое на бурильные трубы внутреннее пластиковое покрытие обеспечило небольшое снижение гидравлического сопротивления и, что особенно важно, защитило внутреннюю поверхность труб от коррозии в то время, когда они находились вне скважины.

Все комплекты бурильных труб производились в соответствии со стандартом API 5DP, с дополнительными требованиями PSL 3, включающими проведение испытаний на ударопрочность при температуре -20°C (для

ensured the increase of reserve torsion strength by 8.5%, with a simultaneous decrease of the external diameter of the joint by 13mm and increase of the internal drift diameter of the joint from 76.2 to 107.95 (more than 40%).



Рисунок 7. Замки типа “Double shoulder” второго поколения (высокомомментные)

Figure 7. Second-Generation Double-Shouldered Premium Connectors (high-torque)

	СБТ/ SBT 149 VX57	СБТ/ SBT 140 5 ½ FH (3-147)
Наружный диаметр замка External Diameter of Joint	177.8 (-6.7%)	190.5
Внутренний диаметр замка Internal Diameter of Joint	107.95 (+41.6%)	76.2
Прочность на кручение замка, кНм Torsion Strength of Joint, kNm	128.0 (+8.5%)	118.0
Момент свинчивания новой трубы, кНм Make-up Torque of New Pipe, kNm	79.7 (+12.9%)	70.6
	VX50	NC50 (3-133)
Наружный диаметр замка External Diameter of Joint	168.25	168.25
Внутренний диаметр замка Internal Diameter of Joint	95.25 (+7%)	88.9
Прочность на кручение замка, кНм Torsion Strength of Joint, kNm	114.0 (+89%)	60.3
Момент свинчивания новой трубы, кНм Make-up Torque of New Pipe, kNm	70.9 (+96%)	36.2
	VX390	NC40 (3-108)
Наружный диаметр замка External Diameter of Joint	127.0 (-9%)	139.7
Внутренний диаметр замка Internal Diameter of Joint	68.26 (+34%)	50.8
Прочность на кручение замка, кНм Torsion Strength of Joint, kNm	53.9 (+10%)	49.2
Момент свинчивания новой трубы, кНм Make-up Torque of New Pipe, kNm	32.4 (+10%)	29.5

Таб.1 . Сравнение соединений API и VAM Express (VX) для Юрхаровского проекта
Table 1. Comparing the API and VAM Express (VX) Joints for the Yukhar Project

сравнения, обычная труба, без дополнительных требований, испытывается на ударопрочность при комнатной температуре). Такой бурильный инструмент трубы наиболее приспособлен к работе в условиях низких температур на месторождениях за Полярным Кругом.

Также необходимо отметить, что для бережной эксплуатации премиальной бурильной трубы с высокомоментными двухупорными соединениями потребовалось переоборудовать покрытие подсвечников буровой установки. Необходимо учитывать, что стандартное покрытие подсвечников выполнено из стальных листов с насечкой, при этом, бурильная свеча, установленная ниппелем концом на такое покрытие, своим весом может оставлять отметки на поверхности упорного торца ниппеля. Такая эксплуатация, через некоторое время может привести к повреждению ниппельного торца, что потребует его перешлифовки или ремонта. Для снижения вероятности повреждения ниппельного торца и продления межремонтных интервалов бурильных труб поверхность подсвечников на указанных буровых установках была обшита деревянными щитами из твердых пород дерева с дополнительными амортизаторами из резины. Опыт эксплуатации показал, что такое решение было оправдано, поскольку с момента начала эксплуатации труб до сегодняшнего дня не было ни одной отбраковки трубы по причине плохого состояния внутреннего (ниппельного) упорного торца.

Ещё одна задача, успешно решённая специалистами «Инвестгеосервис» заключалась в необходимости установки внутриколонного фильтра при бурении компоновками, включающими в свой состав высокотехнологичное забойное оборудование (РУС, телесистемы и приборы каротажей в процессе бурения). Как известно, внутриколонный фильтр ставится в муфтовую часть замка бурильной трубы и фиксируется за счёт посадочного кольца, которое садится в зазор между носиком ниппеля и проточкой муфты на стандартных соединениях (API/ГОСТ). В двухупорных соединениях этот зазор отсутствует, поскольку вместо него там расположен второй упорный торец. В качестве решения этой задачи были изготовлены комплекты защитного переводника верхнего привода и сменного посадочного кольца фильтра, причём носик двухупорного соединения был укорочен на толщину кольца (см. [Рисунок 8](#)). В итоге одновременно обеспечивалось надёжное крепление фильтра в трубе и сохранялись неизменными высокие моментные характеристики верхнего соединения бурильной колонны.

The VX-50 joint was selected for SBT-127*9, 19mm size pipe, as it ensures the increase of make-up torque by 96% compared to a standard NC-50 joint and increasing the internal drift diameter by 7%. For a pipe of 102*8.38mm size, it is necessary to ensure increased internal drift diameter of the box-and-pin joint in order to reduce the hydraulic pressure resistance as well as maintaining the necessary rate of make-up torque. Compared with the NC-40 joint, the VX-39 joint made it possible to increase the internal diameter of the joint by 34% with a simultaneous increase of make-up torque by 10% and reduction of the external diameter of the joint up to 127mm. More detailed comparison of characteristics are presented in [Table 1](#).

In order to reduce the wear on the external surface of the joint and the walls of the casing, which is caused by prolonged drill string rotation in the well, the drilling string was ordered and shipped with hard banding at the tool joint.

Lining the drill pipes with an internal plastic coating (IPC) ensured a slight decrease in hydraulic pressure resistance and most importantly, protected the internal surface of pipes from corrosion while they were out of the well.

All the drill pipes were manufactured in accordance with API 5DP, with additional requirements of PSL 3, including the impact tests at a temperature of $-20 \{1^{\circ} < 1\}^{\circ} \text{C}$ (for comparison, the usual pipe, without the additional requirements, is impact-tested at room temperature). Such hardy drill pipes are best suited for operations under the low temperature conditions of the fields above the Arctic Circle.

It is worth noting that for carefree operation of premium drill pipe with high-torque double-shouldered joints, refitting the setbacks of the drilling rig is required. One should be aware that the standard cover for the setbacks is made of sheet steel with notches, while the drill pipe in the stand, set by the nipple on such a cover that it may leave marks on the surface of the stop face of the drill-pipe nipple because of its high weight. After some time, such an operation may lead to the damage of the stop face, which will require re-facing or repair. To reduce the probability of damaging the drill-pipe nipple and to extend the drill-pipe overhaul intervals, the surface of setbacks on the mentioned drilling rigs were covered with boards made of solid wood with additional shock absorbers made of rubber. Operational experience has shown that this decision was justified, because from the start of handling the pipes and up to now, there was no rejection of pipe due to poor condition of the internal drill-pipe thread and nipple.

Another challenge, which was successfully resolved by specialists from Investgeoservice, is a necessity to install a drill pipe screen while using drilling tools, including



Рисунок 8. Укороченный переводник верхнего привода и новое кольцо фильтра
Figure 8. Shortened Top-Drive Adapter and New Filter Pin

Шаблонирование бурильных труб с внутренним полимерным покрытием производилось специальным проходным нейлоновым шаблоном (см. Рисунок 9) с целью сохранения внутреннего покрытия от повреждений (в сравнении с использованием повсеместно применяемых стальных проходных шаблонов).



Рисунок 9. Внутреннее пластиковое покрытие СБТ и нейлоновые проходные шаблоны
Figure 9. Internal Surface of SBT and Nylon Drift Diameter Gages

Применение компоновок, включающих бурильные трубы с соединениями VX, позволило решить следующие задачи:

- Снижение суммарных гидравлических потерь в трубах и кольцевом пространстве на величину 20-40%, т.е. появилась возможность на 20-40% увеличить гидравлическую мощность на долоте и гидравлическую ударную силу, для оптимизации показателей бурения;
- Поддерживать ЭЦП в безопасном коридоре значений за счёт уменьшения диаметра замковых соединений, что в свою очередь позволило:
 - Минимизировать риски осыпей/обвалов;
 - Минимизировать риски дифференциального прихвата;
 - Минимизировать риски поглощения в высокопроницаемых пластах.
- Улучшить качество очистки в верхних интервалах за счет увеличения диаметра бурильных труб с СБТ-140 до СБТ-149 (выше скорость восходящего потока в кольцевом пространстве).
- Прочность бурильной колонны по телу трубы

high-tech drilling equipment (RSS, measurement-while-drilling (MWD) and logging while drilling (LWD)). As it is known, the drill pipe screen should be placed on coupling of the drill pipe tool joint and fixed by a landing ring, which sits in gap between the nipple spout and the groove coupling, in standard connectors

(API/GOST). In double-shouldered joints this clearance is absent, as a second stop face is located there instead. Sets of protective top-drive adapters and removable landing filter rings were manufactured as a solution to this problem and the spout of the double-shouldered joint was shortened by the thickness of the rings (see Figure 8). As a result, a secure mounting of the screen, within the pipe, was provided and the high torque characteristics of upper joint of the drill string remained unchanged.

The callipering of drill pipes with internal polymer coating was performed by the use of a special nylon drift gage (see Figure 9) in order to keep the internal lining from damaging (compared to the usage of universally applicable drift diameter gages made of steel).

Using assemblies including the drill pipes with VX joints enabled a solution to the following issues:

- Reduction in the total hydraulic pressure losses in pipes and drill-pipe annulus by 20 - 40%, i.e. the opportunity to increase the hydraulic power on drill bit and the hydraulic shock force by 20 - 40%, in order to optimize the drilling performance indicators;
- Maintaining the annulus pressure values within a safe operating window, at the expense of a reduction of the diameters of the box-and-pin joints, which enabled the following:
 - Minimization of risks of the well collapses;
 - Minimization of risks of differential sticking;
 - Minimization of risks of mud loss in the high-permeability formations.
- Improving the cleaning quality in the upper sections by increasing the drill pipe diameter from SBT-140 to SBT-149 (augment the rate of upstream speed in annulus);
- The strength of drill string throughout the pipe body remains the same despite the reduction of wall thickness (the project stipulates the use of 139.7mm drilling tool with wall thickness of 10.6mm);
- In the second-generation double-shouldered joint thread, the loads are distributed more evenly along the length of threaded joint, so it reduces the probability of breaking the joint pin in emergency situations;
- Improving the cleaning quality in the middle and lower ranges at the expense of the annulus pressure and

остаётся прежней, несмотря на уменьшение толщины стенки (проектом предусмотрено использование бурильного инструмента 139.7мм с толщиной стенки 10.54мм);

- В резьбе двухпорного замкового соединения второго поколения нагрузки распределены более равномерно по длине резьбового соединения, поэтому уменьшится вероятность слома ниппеля при возникновении нештатных ситуаций;
- Улучшить качество очистки в средних и нижних интервалах за счет снижения ЭЦП и увеличения объёма прокачиваемого раствора ввиду уменьшенного диаметра замков.
- Выше момент свинчивания, что дает дополнительный запас при бурении скважины с высокими значениями крутящего момента на верхнем приводе;
- Минимизировать крутящий момент за счёт снижения боковых усилий.
- Снижение затрат непроизводительного времени и снижение стоимости проекта за счёт уменьшения количества проработок, дополнительных промывок и отсутствия прихватов, а соответственно и затрат на их ликвидацию.

Опыт инженерной группы компании ЗАО «Инвестгеосервис», грамотное планирование процесса бурения и правильный выбор инструментов и оборудования для бурения и крепления позволили успешно реализовать проекты бурения трёх ERD скважин на Юрхаровском месторождении.

Геомеханическое сопровождение

Прежде чем приступить к разработке проекта, особое внимание было уделено оценке рисков и определению путей и решений их предупреждения.

Как уже было отмечено, устойчивость ствола скважин с большим отходом представляла серьезную проблему при бурении, в особенности при бурении с высокими зенитными углами через глинистые интервалы. В условиях Юрхаровского месторождения дополнительно существуют специфические проблемы, связанные с устойчивостью ствола:

- Истощение продуктивных пластов и снижение пластового давления, которые способствуют снижению давления гидроразрыва и поглощения бурового раствора;
- Наличие нестабильных глинистых интервалов, в особенности интервала «шоколадных глин».

Наличие одновременно обеих особенностей существенно сузило безопасное окно бурового раствора и сделало существенным (с точки зрения устойчивости стенок) изменение плотности бурового раствора даже в 0.01г/см^3 .

the increase of pumped solution because of the smaller diameter of joints;

- Higher make-up torque, which generates additional reserves for drilling the well with high values of torque on the upper drive;
- Minimization of torque at the expense of reducing lateral efforts;
- Lower cost of non-productive time and reduction of project costs due to decrease in the number of handlings, additional leaching and lack of sticking and therefore the costs of their replacement.

Thus the experience of Investgeoservice CJSC engineering group of companies, proper planning of the drilling processes and proper selection of drilling tools, pipe and equipment made it possible to successfully implement the project of drilling three ERD wells at the Yurkhar field.

Geo-mechanical Support

Prior to developing the project, special attention was paid to the project risk assessment and identification of the various ways and solutions for their prevention.

As it has already been noted, the sustainability of extended reach wellbore presented a serious problem during the drilling operations, especially while drilling with high zenith angles through the shale sections. At the Yurkhar field, there are specific problems related to the stability of the borehole:

- Depletion of the producing beds and a decrease the of reservoir pressure contribute to the fracture gradient reduction and lost drilling mud;
- Unstable shale sections, in particular the «chocolate clay» sections.

The presence of both those particular cases drastically narrowed the safe mud weight window and assigned significance (in terms of wall sustainability) to the changes in the drilling mud density, even for 0.01г/см^3 .

The combined chart of pressure gradients based on the preliminary drilling geo-technical model of one of the project wells is shown in Figure 10.

The above figure gives a good view of pressure gradient changes depending on the depth. It is visible, how the fracture and wall collapse gradients change in one of the points depending on the values of the azimuth and zenith angles. The zenith angle changes have the strongest impact, when, at zero degrees, the safe window between the gradients of borehole walls collapse and fracturing is maximum; but with increase of the zenith angle up to 90 degrees, a narrowing of its borders takes place, up to and almost a complete disappearance of the safe window. This is due to the significantly higher accident

На Рисунок 10 показан совмещённый график градиентов давлений на основании предбурового геомеханического моделирования одной из планируемых скважин.

На этом графике видно как изменяются градиенты давлений с глубиной. Также видно, как в одной из точек изменяются градиенты гидроразрыва и обрушения стенок скважины, в зависимости от значений азимутального и зенитного углов. Наибольшее влияние имеет изменение зенитного угла, где при нулевом градусе безопасное окно между градиентами обрушения стенок скважины и гидроразрыва максимально, но с увеличением зенитного угла до девяноста градусов происходит смыкание этих границ до практически полного исчезновения безопасной области. Этим объясняется значительно более высокая аварийность при бурении горизонтальных скважин по сравнению с наклонно-направленными. Также присутствует влияние азимутального угла положения траектории в пространстве на величину безопасного окна между градиентами гидроразрыва и обрушения пород.

Одним из ключевых решений стало использование геомеханики перед бурением и в реальном времени. Геомеханическая модель на этапе планирования позволила определить «трудные» интервалы и безопасные границы эквивалентной циркуляционной плотности, на основании которых осуществлялся выбор решений и технологий. Для получения наиболее точных значений безопасных границ эквивалентной циркуляционной плотности геомеханическая модель обновлялась в реальном времени на основании каротажей осуществляемых приборами геофизических исследований (ГИС) в КНБК во время бурения. На основании данных замера эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) датчика забойного давления выбирались режимы бурения, обеспечивающие соблюдение установленных безопасных лимитов. Для обеспечения безаварийности проводки интервала была специально подобрана рецептура бурового раствора, обеспечивающая приемлемые значения ЭЦП и низкие

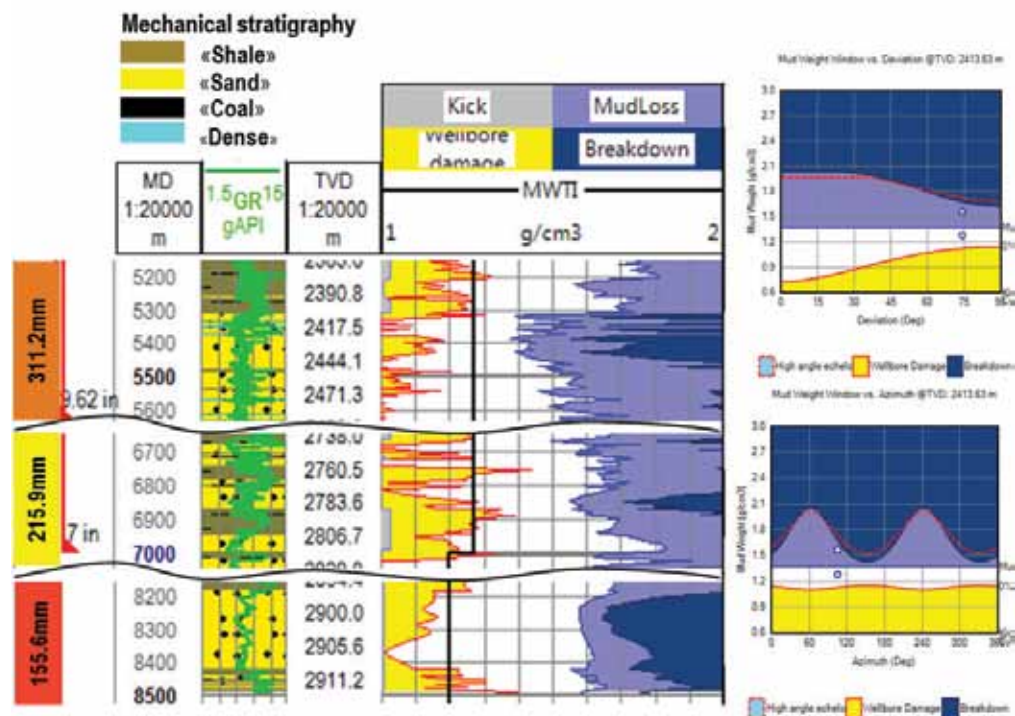


Рисунок 10. Предбуровой расчёт устойчивости одной из соседних скважин
Figure 10. Preliminary stability calculation regarding one of the neighboring wells

rate at drilling horizontal wells in comparison with the directionally-controlled wells. There is also the impact of azimuth angle on the path's position in space, delineated by the value of the safe window between gradients of fracturing and wall collapse.

One of the key solutions consists in application of geo-mechanics prior to drilling and in real time mode. The use of a geo-mechanical model at planning stage enabled identification of «difficult» sections and safe limits of equivalent circulating density, which served as a basis for making and choosing solutions and technologies. To get the most accurate values on the safe limits of equivalent circulating density, the geo-mechanical model was updated in real-time mode, based on logging carried out in the BHA during the drilling operations via the use of geophysical research tools (GIS). Based on the equivalent circulating density (ECD) data measured by a bottom hole pressure sensor, drilling modes were selected to ensure adherence to the established safe limits.

In order to ensure the safety of drilling within each section, a special formula of drilling mud was selected to provide acceptable values of ECD and low friction ratios. Based on the results of this modeling, the drilling and wash-out modes, rate of tripping and of direct/back reaming, as well as the speed of running the casing strings and liners were selected. For trouble-free drilling at the preliminary modeling stage, the mechanical properties models (MPM)

коэффициенты трения. На основании полученных результатов моделирования подбирались режимы бурения и промывок, скорость СПО и прямых/обратных проработок, а также скорости спуска обсадных колонн и хвостовиков.

В целях безаварийного бурения на этапе предбурового моделирования были получены модели механических свойств (ММС) и произведен расчет устойчивости стенок скважины (РУСС) для трех планируемых скважин. Данными для построения ММС и РУСС служили синтетические каротажные кривые, перенесенные с опорных скважин, данные о пластовом давлении, результаты тестирования образцов керна с ранее пробуренных скважин. Основной целью расчета устойчивого состояния ствола скважины для плановой траектории является определение границ эквивалентной плотности бурового раствора, знание которых позволяет избежать проблем с устойчивостью ствола скважины. В ходе этого исследования производится расчёт градиента разрыва пород, градиента обрушения, расчёт и калибровка упругих свойств пород в околоскважинном пространстве и расчёт устойчивости стенок скважин с целью определения безопасного окна удельного веса бурового раствора, определения рисков, связанных с нестабильностью ствола скважины.

Имеющиеся данные каротажа позволили провести детальный расчет устойчивости стенок скважины. Приборы каротажа, используемые в КНБК, позволили провести дальнейшую проверку построенной модели. Проверка проводилась на основе сопоставления результатов расчета с записью кавернометрии (и сравнение до и после СПО). Также в ходе бурения был осуществлен расширенный тест на разрыв прибашмачной зоны скважины (extended leak-off test - ELOT), позволивший откалибровать модель устойчивости.

Для выполнения поставленных целей были решены следующие задачи:

- ✓ Аудит исходных данных;
- ✓ Расчет и калибровка механических свойств и прочности пород для опорных скважин;
- ✓ Расчет и калибровка напряжений опорных скважин;
- ✓ Расчет устойчивости ствола для опорных скважин;
- ✓ Перенос упруго-прочностных свойств на траектории планируемых скважин;
- ✓ Выводы и рекомендации для бурения.

В силу достаточно узкого безопасного окна эквивалентной циркуляционной плотности и наличия высоких рисков, связанных с устойчивостью ствола скважины, была выявлена необходимость обновления

were obtained and the calculation for the borehole wall stability (CBWS) was carried out for three projected wells. The synthetic well-logging curves transferred from the key wells, the reservoir pressure data and the test results of the core samples taken from previously drilled wells, all served as data for building the MPM and CBWS models.

The main purpose of the borehole stability calculation for the designed wellbore is to define the limits of the equivalent mud weight, the awareness of which will allow one to avoid problems with wellbore stability. In the course of this survey, the calculation of the fracture and collapse gradients, calculation and calibration of the elastic properties of the rocks in the borehole environment and the calculation of the wellbore wall stability to determine the safe windows of the specific gravity of the drilling mud, as well as identification of the risks associated with borehole instability were determined.

The available logging data was enough to carry out detailed calculations on the borehole wall stability. The logging tools used in the BHA allowed further validation of the constructed model. The validation was carried out on the basis of the comparison of the calculation results from the caliper measurement records (before and after tripping). Moreover, an extended leak-off test (ELOT) was carried out during drilling operations in the casing shoe area, which allowed the calibration of the stability model.

The following tasks were resolved to achieve the target goals:

- Initial data audit;
- Calculation and calibration of the mechanical properties and the hardness of rocks for the key wells;
- Calculation and calibration of the key well stresses on the bearing drilling string
- Calculation on borehole stability as regards to the key wells;
- Transfer of elasticity and strength properties for the designed wellbores;
- Conclusions and recommendations on drilling

Because of the narrow window regarding the equivalent circulating density and high risks associated with the wellbore sustainability, the necessity to renew the calculations under the geo-mechanical model in a real time mode and to monitor the operating parameters of the drilling operations within the calculated limits was made evident. Based on the preliminary calculations of the wellbore wall stability, the safe boundaries of the mud weight parameters were identified and a set of engineering technologies required for this calculation were selected, for which purpose the GIS bottom hole assembly in the BHA was furnished with additional broadband acoustic (BALD) density (GGK-p) and neutron (NL) logging tools. Based on the data transmitted to the surface from the BALD, GGK-p

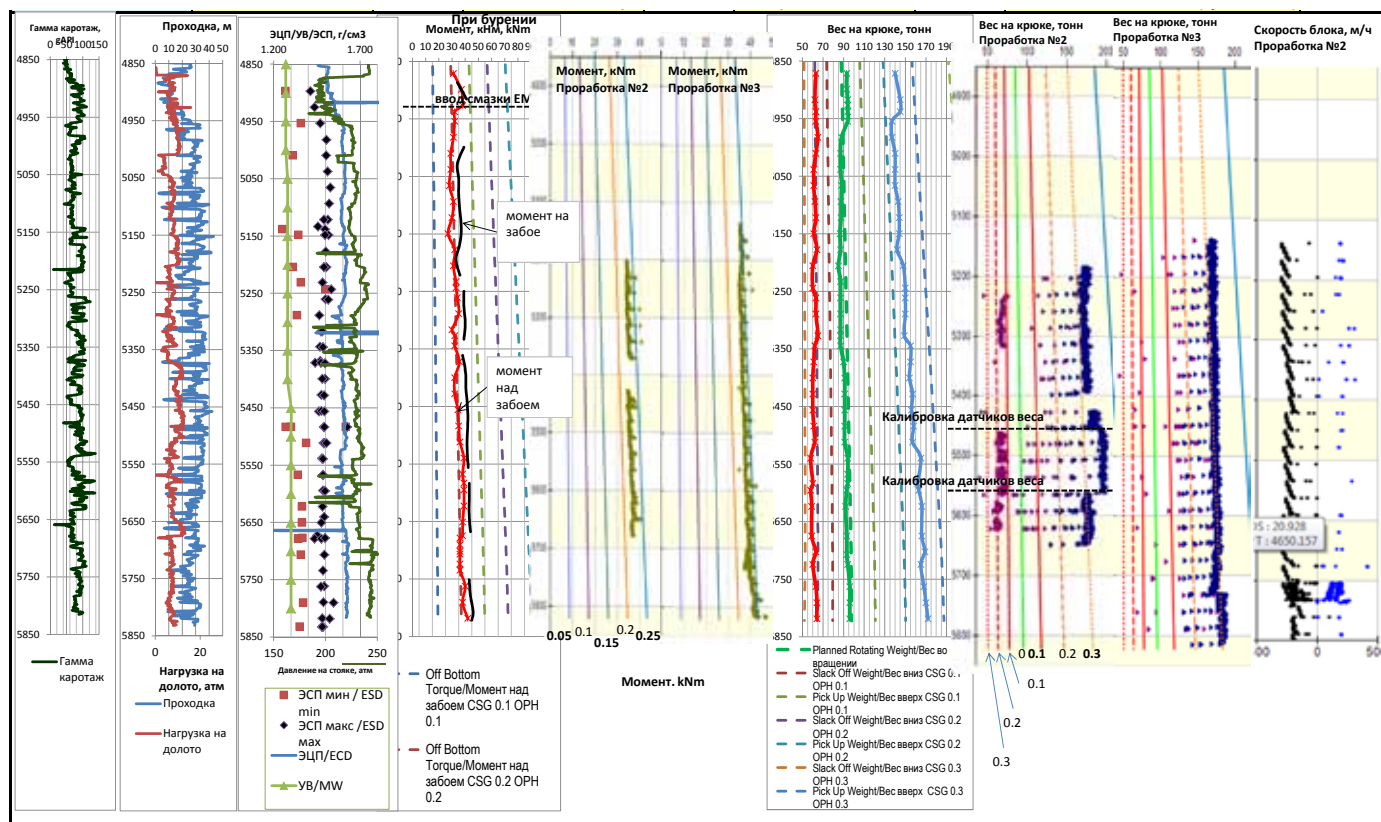


Рисунок 11. Применение сервиса Геомеханики в реальном времени, повышенный контроль состояния ствола
Figure 11. Real-Time Geomechanics Service Application and Tightened Borehole Condition Control

расчёта геомеханической модели в реальном времени и контроля за обеспечением рабочих параметров бурения в рамках рассчитанных границ. На основании предбуровых расчётов устойчивости стенок стволов скважин были определены пределы безопасного окна бурения и выбран комплекс инженерных технологий, необходимых для этого расчёта, для чего в состав забойного комплекса ГИС КНБК были включены прибор акустического широкополосного каротажа (АКШ) и прибор плотностного (ГГК-П) и нейтронного (НК) каротажей. По данным АКШ, ГГК-П и НК, поступающих на поверхность в режиме реального времени, рассчитывались упругие и прочностные свойства разбуриваемых пород, на основании которых производился непрерывный расчёт устойчивости стенок скважины в режиме реального времени (см. Рисунок 11, а также Рисунки 19.А – 19.Г).

В процессе бурения командой геомехаников производился мониторинг и контроль следующих основных параметров:

- Обновление модели стабильности ствола скважины в режиме реального времени;
- Оптимизация удельного веса и реологии бурового раствора на основании результатов расчёта геомеханики;
- Мониторинг и анализ механических параметров

and NL tools in real time mode, the elasticity and strength properties of the formation were calculated. Based on which, a continuous calculation of the wellbore wall stability was conducted in real time (see Figure 11).

During the drilling operations, a team of geo-mechanical engineers carried out the monitoring and control over the following basic parameters:

- Renewal of wellbore stability model in a real time;
- Optimization of specific weight and rheology of the drilling mud based on the geo-mechanic calculation results;
- Monitoring and analysis of mechanical drilling parameters;
- Monitoring and provision of the recommendations on the drilling optimization and trips;
- Monitoring of wellbore conditions.

As a result of the reliable information received, in real time, the maximum control over the wellbore conditions was successful and the most effective selection of the modes and other various drilling operations were ensured and optimized as well. As a result, the Operator managed to cut some of the previously planned tripping operations while retaining the high quality of borehole and managing to increase the rate of penetration (ROP) by 30% compared with the planned drilling program.

бурения;

- Мониторинг и выдача рекомендаций по оптимизации режимов бурения и спускоподъёмных операций;
- Мониторинг состояния ствола скважины.

В результате получения достоверной информации в режиме реального времени удалось осуществить максимальный контроль за состоянием ствола скважины и обеспечить максимально эффективный выбор режимов и других операций при бурении. В результате, удалось отказаться от ряда запланированных ранее СПО при сохранении высокого качества ствола и повысить механическую скорость проходки на 30% по сравнению с плановыми скоростями бурения.

Уникальный набор технологий при строительстве скважин

Еще на стадии планирования особое внимание было уделено выбору правильной технологии бурения. Методы, использованные для разработки системы бурения на Юрхаровском месторождении, были основаны на тщательном и детальном планировании, моделировании скважинных и наземных условий и оценке результатов сочетания различных технологий. Использование системы бурения (см. Рисунок 12) для получения эффективных результатов нельзя недооценить, поскольку многие операционные условия, такие как стабильность ствола скважины, не позволяют использовать метод проб и ошибок, т.к. в случае негативных воздействий результаты будут влиять на достижение целей строительства секций и в отдельных случаях скважины в целом [9].



Рисунок 12. Роторная управляемая система (РУС)

КНБК

В настоящее время предлагаемые роторные управляемые системы (РУС) являются оптимальным вариантом для бурения скважин БОВ, так как они обеспечивают направленное бурение при непрерывном вращении бурильной колонны, т.е.

Unique Set of Well Construction Technologies

At the planning stage, special attention had already been paid to the proper selection of drilling technologies. The techniques used for development of the drilling system at the Yurkhar field were based on carefully detailed planning and modeling of the borehole and sub-soil conditions, as well as the evaluation of the results by combining all of the different technologies. The appropriateness of the drilling system (see Figure 12) for achieving effective results should not be underestimated, because many operational conditions, such as the wellbore stability, do not allow for a trial-and-error situation, as any negative outcome would have had an impact on achieving the desired results and in some cases – on the overall well construction [9].



Figure 12. Rotary Steering System (RSS)

BHA

Currently, the proposed Rotary Steering Systems (RSS) are the best choice for ERD well drilling, as they provide directional drilling with continuous rotation of drilling string, i.e. they provide conditions for effective cuttings removal that minimize the risks of the BHA sticking.

RSS (see Figure 13) allows for the control of the borehole deviation in all three planes during drill string rotation. To change the drilling direction, this unique tool has drill-powered arms pushing off from the formation being drilled whilst the drill string is rotated. Technologically, this tool may be used independently or in combination with telemetry and logging tools providing a real-time communication with surface during the drilling works (MWD/LWD). The system consists of two main components:

- Diverter Node & • Control Node

The Diverter Node is located immediately above the bit and represents a solid mechanical structure including three drill-powered arms and a hydraulic control system. The arms can be actuated by turning a valve, which selectively directs the high-pressure mud into each of drives in the order of their rotation. The angular position of the turning valve, compared to the body of diverter node, determines which of the starters are under load against the rocks.

создают условия для эффективного выноса шлама, что позволяет минимизировать риски прихвата КНБК.

Роторная управляемая система (см. Рисунок 13) позволяет управлять отклонением ствола в трехмерном пространстве во время вращения буровой колонны. Для изменения направления бурения в этом уникальном инструменте служат приводимые в действие буровым раствором упоры, которые во время вращения буровой колонны отталкиваются от разбуриваемой породы. Технологически инструмент может использоваться самостоятельно, или в компоновке с инструментами телеметрии и каротажа непосредственно во время бурения (MWD/LWD), обеспечивающими связь с поверхностью в реальном времени. Система состоит из двух главных узлов:

- Узел Отклонителя
- Узел Управления

Узел Отклонителя размещен непосредственно над долотом и представляет собой прочную механическую конструкцию, включающую три упора, активируемых буровым раствором, и систему их гидравлического управления. Упоры приводятся в действие поворотным клапаном, который выборочно направляет буровой раствор под высоким давлением в каждый из приводов упоров в очередности своего вращения. Угловая позиция этого поворотного клапана по отношению к корпусу узла отклонителя определяет какой именно из пускателей испытывает нагрузку от горной породы.

Узел Управления сочленен с узлом отклонителя и предназначен для управления систем, выполняющих отклонение долота. Он состоит из гироскопически стабилизированной платформы для бортовой электроники и датчиков, и свободно вращающихся импеллеров, установленных на торцах узла и приводимых в движение буровым раствором. Платформа смонтирована на подшипниках внутри специально сконструированной УБТ. Эти подшипники допускают только одну степень свободы поворота платформы при вращении колонны относительно УБТ. При этом УБТ также связана крутящим моментом через приводную муфту с поворотным клапаном узла отклонения и контролирует его угловое положение, которое в свою очередь определяет угол отклонения долота. Воздействие потока бурового раствора, проходящего через импеллеры, используется для вращения узла управления относительно УБТ. Передача вращательного момента от импеллеров к платформе управляется посредством изменения электрического сопротивления генераторной обмотки, установленной в узле управления в качестве источника постоянной

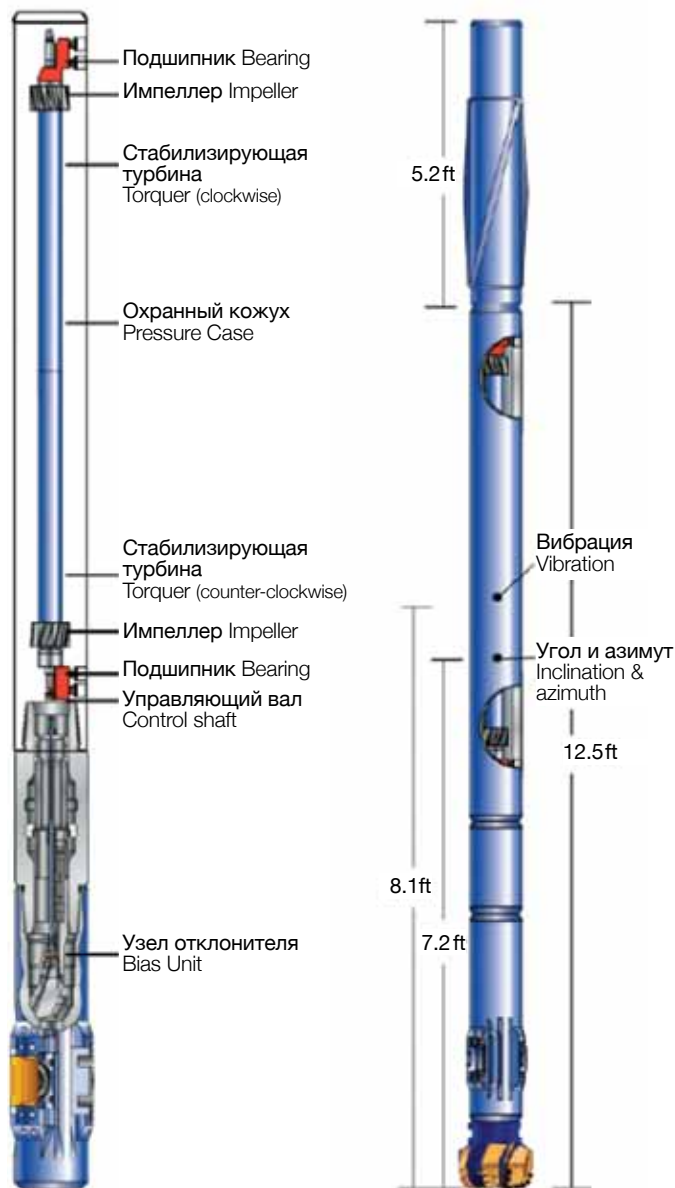


Рисунок 13. Роторная управляемая система (РУС)
Figure 13. Rotary Steerable System (RSS)

The Control Node is connected with the Diverter node and is intended to manage the system's performance for the deviating the drill bit. It consists of a gyroscopically stabilized platform with on-board electronics and sensors, freely rotating impellers, installed at the bearing face and powered by the drilling mud. The platform is mounted on bearings inside a specially designed drill collar. These bearings provide only one degree of freedom in turning the platform during column rotation around the drill collar. At the same time, the drill collar is connected with a torque drive through the drive tool joint for turning the valve of the diverter node, and controls its angular position, which determines, in turn, the deviation angle of the drill bit.

The impact of drilling mud flow passing through impellers is used to rotate the control node around the drill collar.

магнитной силы, в процессе вращения импеллеров. Положительный и отрицательный эффективный крутящий момент достигается путем вращения импеллеров в противоположном направлении. Во время вращения узла управления относительно УБТ осуществляется привод на упоры. Работа генератора подает электропитание на бортовые системы. Узел управления оснащен акселерометрами и магнитометрами, позволяющими определять угол и азимут продольной оси платформы узла управления, тем самым определяя направление подачи долота. Фиксация узла управления при постоянном угле наклона приводит к максимальному отклонению в определенном направлении относительно верхнего положения отклонителя или магнитного севера. Уменьшение скорости отклонения производится через команду, приводящую к вращению Узла Управления в специальном режиме.

Во время бурения настройки инструмента можно изменять посредством изменения подачи раствора, как правило, в пределах 20% от заданной величины. Такая возможность обеспечивает продолжение бурения при наличии канала связи с прибором. Во время этого процесса узел управления воспринимает телеметрические команды путем мониторинга изменений крутящего момента верхнего импеллера и выбирает из заранее заданного диапазона моментов такую величину, которая требуется для достижения требуемого отклонения. Двусторонняя связь обеспечивается посредством системы MWD через импульсную систему передачи между узлами. С началом каждого цикла нагнетания раствора устройство передаёт управляющий сигнал, а также измеряемые данные (угол, азимут, общее значение гравитационного поля Земли, код состояния, магнитное поле). В режиме бурения данные от привода включают угол, азимут и код состояния прибора, подтверждающий текущие настройки инструмента, а также хорошее качество приема информации.

При бурении рассматриваемых скважин Роторно-управляемые системы использовались при бурении следующих секций: 311.1мм под 244.5мм эксплуатационную колонну, 215.9 мм под 177.8 мм потайную колонну и 155.6мм под 127мм хвостовики.

Для достижения наилучших показателей эффективности бурения, контроля режимов бурения в режиме реального времени и получения данных для проводки скважины были использованы ключевые технологии наклонно-направленного бурения и измерений в процессе бурения (см. [Рисунок 14](#)), включая широкополосный акустический каротаж, высокоскоростную телеметрию,

The torque transfer from impellers to platform is regulated by electrical resistance changes in the generator installed in the control node as a source of permanent magnetic force during the impeller's rotation. The positive and negative effective torque is achieved by rotating the impellers in the opposite direction. During the rotation of the control node around the drill collar, an arm actuation takes place. Generator delivers power to the on-board system. The control node is equipped with accelerometers and magnetometers; it allows determining the angle and azimuth of the longitudinal axis of the control node platform, thereby defining the bit feeding direction. The control node fixed at a constant angle leads to the maximum deviation in the specific direction relative to the top position of the diverter or magnetic north. The reduction of the deviation rates should be done by order, resulting in a rotation of the control node in a special mode.

During the drilling operations, tool settings may be configured by changing the mud flow rates, usually within 20 % of the specified value. Such an opportunity ensures the continuation of drilling operations, if a communication channel with the tool is available. During this process, the control node perceives the telemetry orders by monitoring the changes of upper impeller torque and selects from a specified range of torque values one that is required to achieve the required deviation. Two-way communication is provided by the use of the MWD system through the impulse transmission system between the nodes. With commencement of each mud injection cycle, the device transmits the control signal, as well as the measured data (angle, azimuth, the total value of the earth's gravitational field, magnetic field and status code). In the drilling mode, data received from the driver includes angle, azimuth and status code of device, confirming the current configuration of tool and the good quality of data reception.

When drilling the wells in question, rotary steering systems were used on drilling the following sections: 311.1mm under 244.5mm production string, 215.9mm under 177.8mm tie-back string, and 155.6mm under 127mm liner.

To achieve the best performance indicators and drilling efficiency, to conduct real-time control over the drilling modes and to provide data for targeting the well, key directionally-controlled drilling and measurement technologies were applied (see [Figure 14](#)), including the broadband acoustic logging, high-speed telemetry, multifunctional logging tools with neutron porosity, density, resistance profiles in combination with the controlled rotary systems and PDC bits. Several new technologies were applied to conduct measurements and logging during drilling, amongst them a new generation of instrumentation and telemetry tools for logging the formation pressures that were used for the first time on Russia's mainland.

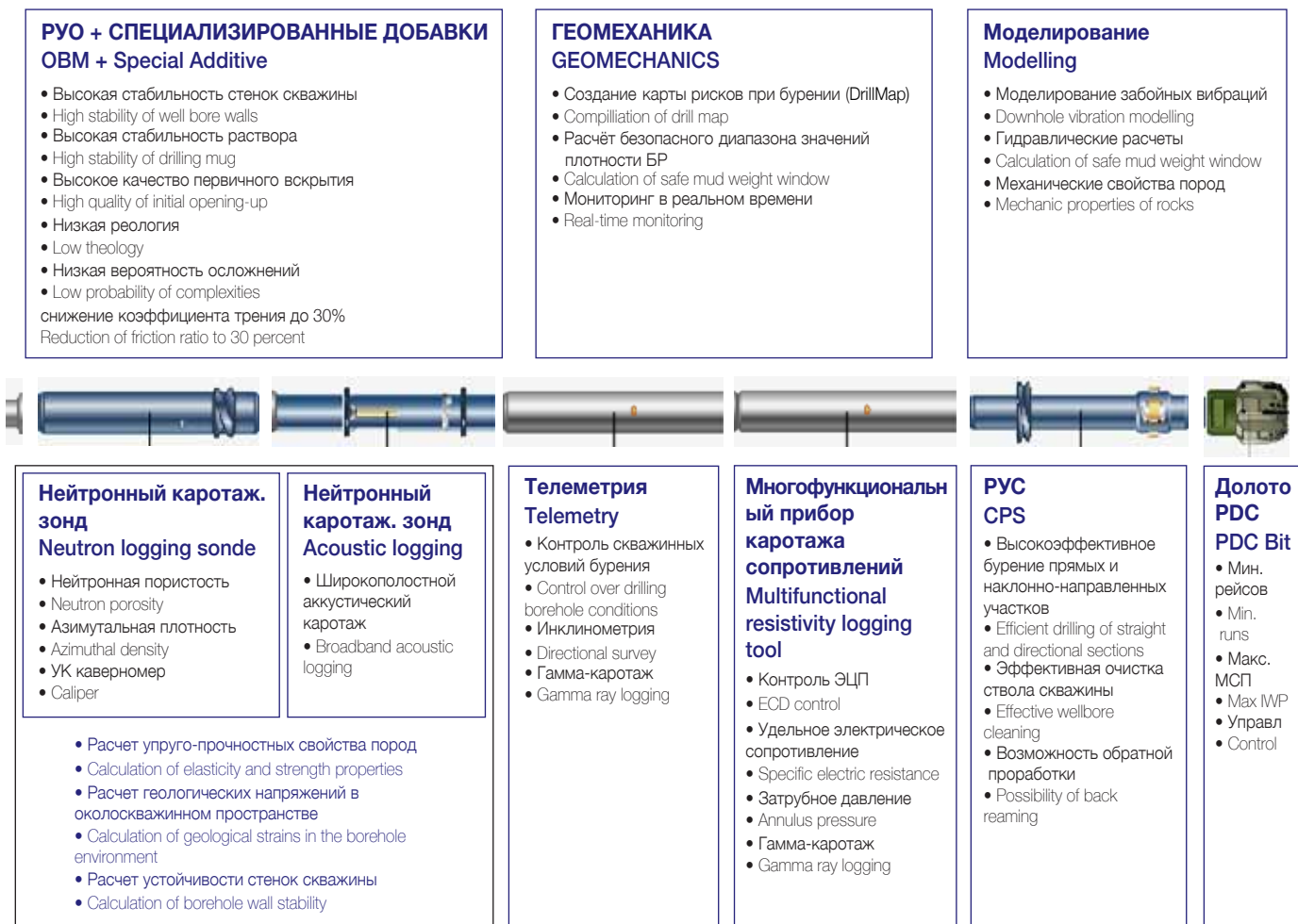


Рисунок 14. Наполнение КНБК приборами MWD / LWD

Figure 14. Equipping BHA with MWD/LWD Tools

многофункциональные приборы каротажа нейтронной пористости, плотности, имиджей сопротивлений в сочетании с роторными управляемыми системами и долотами PDC. Применены несколько новых технологий измерений и каротажа в процессе бурения, среди которых новое поколение приборов телеметрии и приборы каротажа пластовых давлений были использованы впервые на проектах материковой части России.

Приборы успешно справились с поставленными задачами. Ниже приводится список основных преимуществ РУС в сравнении с ВЗД на примере пробуренных скважин:

- ✓ Улучшенная динамика работы бурильной колонны (отсутствие проблем с передачей нагрузки на долото);
- ✓ Повышенная скорость проходки;
- ✓ Улучшенная очистка ствола (частота вращения с минимум 140 мин-1);
- ✓ Меньше рисков возникновения прихватов бурильной колонны;
- ✓ Улучшенное качество ствола за счет

These devices have successfully coped with the assigned tasks. Below is a list of the main advantages of RSS in comparison with DDM, as exemplified by drilled wells:

- Improved dynamics of drill string operations (no problems with the load transfer to bit);
- Increased rate of penetration;
- Improved cleaning of borehole (rotating frequency 140 min-1 minimum);
- Less risk of sticking the drill string;
- Improved quality of the borehole due to the reduction of micro-tortuosity (successful descent of production casing string);
- Time savings.

This article will continue in the March edition of ROGTEC Magazine.

уменьшение микроизвилистости (успешный спуск эксплуатационной обсадной колонны);

- ✓ Экономия времени.

С продолжением данной статьи вы сможете ознакомиться в Мартновском выпуске ROGTEC 2016 года.

Ссылки и список литературы

1. Официальный сайт ОАО «НОВАТЭК» <http://novatek.ru/>
2. Официальный сайт ЗАО «Инвестгеосервис» <http://ingeos.ru/>
3. Официальный сайт ОАО НПО «БТ-ВНИИБТ» <http://www.vniibt.ru/>
4. Официальный сайт «K&M Technology Group» <http://www.kmtechnology.com/>
5. Официальный сайт компании «Schlumberger» <http://www.slb.com/>
6. Туктаров Д.Х., Корчагин П.Н., Охотников А.Б. ООО «Смит Продакшн Технолоджи». Пути оптимизации гидравлики бурения глубоких скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело» –2011– №1.
7. Шокарев И.В., Гулов А.Р., Власовец Е.Н., Сулейманов Р.Н. ООО «Интегра-Бурение»; Вялов В.В. ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»; Глебов Е.В. ОАО «НОВАТЭК» – Строительство рекордной многоствольной скважины с большим отходом от вертикали в акватории Тазовской губы. // Нефть.Газ.Новации. – 2011г. – №12.
8. Вахрушев А.В. «Vallourec»; Жлудов А.В., Гулов А.Р., Чуцков С.П. ЗАО «Инвестгеосервис». Опыт применения высокомоментных резьбовых соединений бурильных труб VAM Express группой компаний «Инвестгеосервис» // доклад на международной научно-практической конференции «Строительство и ремонт скважин 2015», «Черноморские нефтегазовые конференции», Анапа, 21 по 26 сентября.
9. Глебов Е.В., Шокарев И.В. и др. ОАО «НОВАТЭК»; Гулов А.Р., Жлудов А.В. ЗАО «Инвестгеосервис»; Четвериков Д.М., Дымов С.Ю., Яковлев А.В., Доброхлеб П.Ю., Петраков Ю.А., Гайнуллин М.А. и др. «Schlumberger». Строительство рекордных скважин с большим отходом от вертикали в Ямальском регионе // статья SPE-171328 представлена на 2014 SPE Russia Oil & Gas Conference & Exhibition, РФ, Москва, 14-16 Октября 2014.
10. Глебов Е.В. ОАО «НОВАТЭК»; Шокарев И.В. ООО «Интегра-Бурение»; Жлудов А.В. ООО «НЭУ»; Чимеребере О. Нквоча «Geopro Technology Limited»; Давид Кай «Tercel Oilfield». Технологии снижения коэффициента трения для спуска обсадной колонны в сложных скважинах с большим отходом от вертикали в Арктическом регионе России // статья SPE-149720 представлена на 2011 SPE Russia Oil & Gas Conference & Exhibition, РФ, Москва, 17-18 Октября 2011.
11. Глебов Е.В., Шокарев И.В. ОАО «НОВАТЭК»; Гулов А.Р., Жлудов А.В. ЗАО «Инвестгеосервис»; Дымов С.Ю., Доброхлеб П.Ю., Крецул В., Задворнов Д.А., Кондарев В., Федотов А. «Schlumberger». Новые рекорды бурения и многоствольного заканчивания в рамках кампании по строительству скважин с большим отходом от вертикали на Юрхаровском месторождении // статья SPE-176507 представлена на 2015 SPE Russian Petroleum Technology Conference, РФ, Москва, 26-28 Октября 2015.

Links and list of references

1. Official website of NOVATEK JSC <http://novatek.ru/>
2. Official website of Investgeoservice CJSC <http://ingeos.ru/>
3. Official website of PB VNIIBT JSC NGO <http://www.vniibt.ru/>
4. Official website of K&M Technology Group <http://www.kmtechnology.com/>
5. Official website of “Schlumberger” company <http://slb.com/>
6. Tuktarov D.H., Korchagin P.N., Okhotnikov A.B. Smith Production Technology LLC. Ways of optimization of long holes drilling hydraulics // Scientific e-Journal “Neftegazovoe Delo”-2011- #1.
7. Shokarev I.V., Gulov A.R., Vlasovets E.N., Suleymanov R.N. Integra-Drilling LLC; Vylov V.V. NOVATEK- YURKHAROVNEFTEGAS LLC; Glebov E.V. NOVATEK JSC – Construction of record-breaking multilateral ERD well in the Taz Estuary water area. // Oil&Gas Innovations. -2011- #12.
8. Vakhrushev A.V. Vallourec; Zhudov A.V., Gulov A.R., Chutskov S.P. Investgeoservice CJSC. Experience of implementation of high-torque threaded joints of VAM Express drill pipes by “Investgeoservice” group company // Report for international applied research conference “Construction and servicing of wells 2015”, “The Black Sea Oil & Gas Summit”, Anapa, September 21 to 26.
9. Glebov E.V. Shokarev I.V. and others NOVATEK JSC; Gulov A.R., Zhudov A.V. “Investgeoservice” CJSC; Chetverikov D.M., Dymov S.U., Yakovlev A.V., Dobrokhleb P.U., Petrakov U.A., Gainullin M.A. and others “Schlumberger”. Construction of record-breaking multilateral ERD well in Yamal region // article SPE-171328 presented on 2014 SPE Russia Oil & Gas Conference & Exhibition, Russian Federation, Moscow, October 14-16, 2014.
10. Glebov E.V. “NOVATEK” JSC; Shokarev I.V. “Integra-Drilling” LLC; Zhudov A.V. “NES” LLC; Chimerebere O. Nkwocha “Geopro Technology Limited”; David Kay “Tercel Oilfield”. Technology of reduction of down drag for casing running in ERD wells in Arctic region of Russia // article SPE-149720 presented during SPE Russia Oil & Gas Conference and Exhibition-2011, Russian Federation, Moscow, October 17-18, 2011.
11. Glebov E.V., Shokarev I.V. “NOVATEK” JSC; Gulov A.R., Zhudov A.V. Investgeoservice CJSC; Dymov S.U., Dobrokhleb P.U., Kretsul V., Zadvornov D.A., Kondarev V., Fedotov A. “Schlumberger”. New records for drilling and multilateral completion as part of campaign on construction of ERD wells in Yurkhar field // article of SPE-176507, presented during SPE Russian Petroleum Technology Conference-2015, Russian Federation, Moscow, October 26-28, 2015.