

Новые рекорды бурения и многоствольного заканчивания в Западной Сибири

New Achievements in Multilateral Drilling and Completions in Western Siberia

Часть 2 - Part 2

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, Директор департамента инженерии;
ОАО «НОВАТЭК» Глебов Евгений Владимирович, Заместитель директора департамента по технологии 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, Director of Drilling Engineering Department;
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.

Это вторая часть данной статьи. Первая часть статьи опубликована в журнале ROGTEC, выпуск 43

Раствор

Раствор на углеводородной основе (РУО) давно и успешно используется на Юрхаровском НГКМ, строительство рассматриваемых скважин не стало исключением. Ниже приводится список преимуществ, позволивших РУО в свое время вытеснить традиционные для данного региона системы буровых растворов:

- Высокая стабильность ствола;
- Качественное первичное вскрытие;
- Предотвращение дифференциальных прихватов;
- Снижение коэффициента трения;
- Повышение надежности работы элементов КНБК.

Но при этом при строительстве рассматриваемых скважин применялась новая система бурового раствора на углеводородной основе (РУО), данная

This is the second part of this article. The first part ran in ROGTEC Issue 43

Drilling Mud

Oil-based mud (OBM) was successfully used at the Yurkhar OGCF as well as within the wells being considered in this article. Below is the list of their advantages, which enabled the re-placement of traditional, regional, drilling-mud systems with OBM:

- High wellbore stability
- High-quality initial penetration
- Prevention of differential sticking
- Friction ratio reduction
- Improved reliability of the BHA components.

But, at the same time, a new oil-based drilling-mud (OBM) system was applied to the wells under consideration; this system provided superior performance allowing the successful conclusion of drilling program.

система обеспечила превосходные характеристики бурения, позволившие успешно завершить бурение скважин.

Так как классический раствор на углеводородной основе обладает реологическими характеристиками, которые принимают широкий диапазон значений при различных температурах, то, следовательно, эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП) также будет обладать более широким диапазоном значений. Поэтому в рецептуре системы бурового раствора были применены новые химические реагенты, которые позволили добиться более плоского профиля реологических характеристик бурового раствора. Раствор, обладающий такими характеристиками, позволил производить строительство скважины в сложных горно-геологических условиях. Основными изменениями в рецептуре является использование разработанного пакета эмульгаторов и нового модификатора реологии, обеспечивающих инертность роста реологии с понижением температуры.

На основании имеющегося опыта и проектных данных для безаварийной проводки ERD скважин были поставлены цели:

- Поддержание ЭЦП в безопасном коридоре значений;
- Минимизировать риски осыпей/обвалов нестабильных интервалов, риск дифференциального прихвата, риск поглощения в высокопроницаемых пластах;
- Повысить качество очистки ствола скважины от выбуренной породы в верхних интервалах;
- Минимизировать риски поглощения при креплении скважины;
- Снизить коэффициент трения.

Основным осложнением при строительстве скважины в интервале эксплуатационной и потайной колонн является нестабильность ствола скважины в интервале Покурской свиты и кровли продуктивных пластов группы БУ, а также риск поглощения бурового раствора. Перед проведением работ была построена модель промывки скважины с помощью гидравлических расчетов в специальном программном пакете (графики №1-3, расчеты указаны для

As the classic oil-based mud has the rheological properties that take on a wide range of values under different temperature conditions, thus the equivalent circulating density (ECD) will also take on a wider range of values. For this reason, the new chemicals were added into the mud composition to enable a more stable profile of rheological properties of the drilling mud. The mud, with these properties, allowed the wells to be drilled under complicated geological conditions. The major modifications of the mud's composition included the use of a developed set of emulsifiers and a new rheology-modifier to ensure the stable growth of rheological properties through the temperature reduction range. Based on the past experience and project data, the following goals were set to provide a trouble-free ERD well drilling program:

- Keeping the ECD within a safe operating range
- Minimizing the risks of collapses in non-stable sections, the differential sticking risk, and the risk of mud loss in highly permeable formations
- Improving the quality of wellbore cleanout and removal of drill cuttings from the upper sections
- Minimizing the risks of mud loss while casing the wellbore
- Reducing the friction ratio

Whilst constructing the section for production-casing and the tie-back strings, the main complications related to the wellbore's instability in the Pokur suite and top of BU-group formations, as well as to the risks of drilling mud loss. Prior to execution, a well cleanout model was built using the hydraulic calculations carried out with a special software package (charts No. 1-3, calculations relate

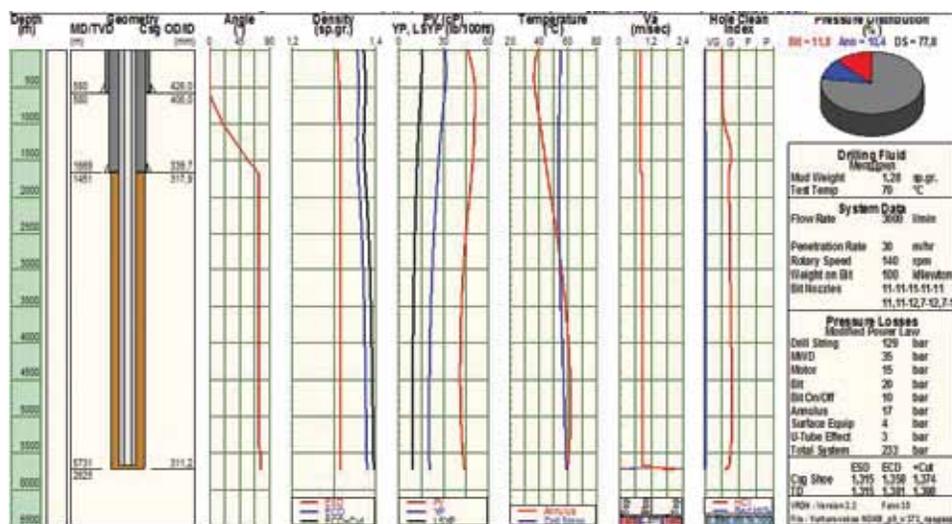


График 1. Гидравлические расчёты при бурении секции 311мм. Параметры бурового раствора для расчета: PV=34, YP=20, CHC=20/35, R6/3=13/12, UB=73/27. Критическая ЭЦП = 1,45 г/см³. Расчетная ЭЦП = 1,39 г/см³

Chart 1. Hydraulic Calculations for Drilling of 311mm Section
Drilling-mud parameters for calculation: PV=34, YP=20, GS=20/35, R6/3=13/12, MW=73/27 Critical ECD = 1.45 g/cm³. Estimated ECD = 1.39 g/cm³

секции под эксплуатационную колонну, аналогичные расчеты производились для каждой секции), под максимально допустимое значение ЭЦП подбирались оптимальные реологические параметры раствора и режимы бурения, из графиков видно, что расчетное ЭЦП не выше предельно допустимого (предельно допустимое ЭЦП-1,45г/см³).

При обновлении геомеханической модели в режиме реального времени производилось уточнение данных пределов градиента давления бурового раствора в скважине, при котором будет сохранена стабильность, как со стороны обрушений, так и со стороны гидроразрыва пласта. А также, не будет происходить проявления пластового флюида в скважину. С точки зрения устойчивости ствола скважины плановые азимуты бурения не являлись самыми безопасными. Поэтому для обеспечения безаварийности проводки скважин требовались дополнительные решения, обеспечивающие приемлемые значения эквивалентной циркуляционной плотности при бурении.

Постоянный контроль эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП), контроль реологических параметров бурового раствора, актуализация и перерасчёты скоростей СПО и режимов бурения/промывок/проработок на основании рекомендации геомехаников позволили произвести строительство скважины в сложных горно-геологических условиях, требующих неукоснительного соблюдения всех параметров в “узком окне” допустимых значений. Применение геомеханики в реальном времени также позволило оперативно производить обработки бурового раствора для оптимизации параметров бурового раствора.



График 2. Зависимость индекса очистки от изменения МСП и производительности насосов (для секции 311мм)

Chart 2. Decontamination Index Correspondence to the IWP Changes and Pump Displacements (for 311 mm section)

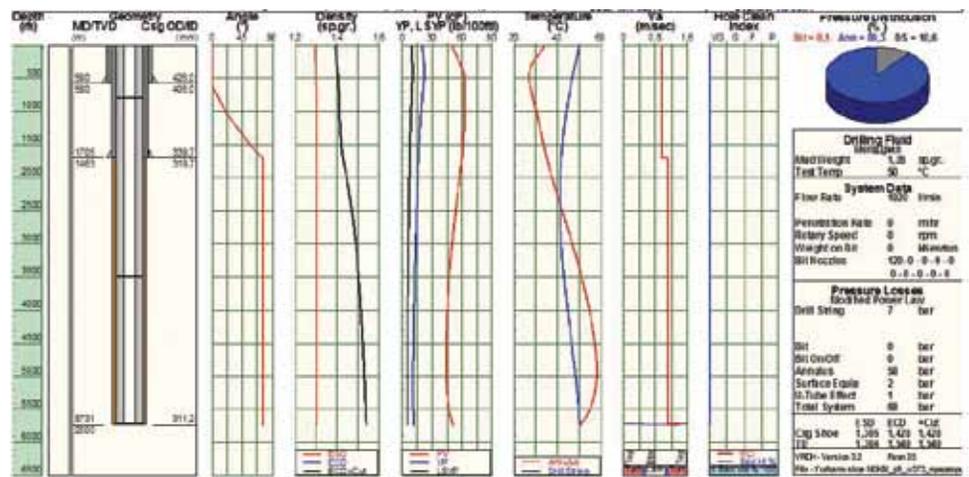


График 3. Гидравлические расчеты промывки после спуска 245мм обсадной колонны (перед цементированием). Реология планируемо снижена до PV=30, YP=12, CHC=10/18. Температура бурового раствора 50 °C

Chart 3. Hydraulic Calculations on the Washing Out after Descending of 245 mm Casing String (prior to cementing). The rheology reduced in a planned manner up to PV=30, YP=12, and GS=10/18. The drilling mud temperature is 50°C

to the sections below the operational string, and similar calculations were performed for each of the sections), as well as the rheological properties of drilling mud and modes were matched to the maximum allowed value of the ECD: it is apparent from the charts that the estimated ECD is not above the maximum allowed value (the maximum allowed ECD is 1.45 g/cm³).

During the real-time upgrade of the geotechnical model, the data was refined with the drilling-mud pressure gradient constrains, under which the wellbore stability will be protected from both collapses and fracturing, as

В случае признаков нестабильности ствола скважины (скачки давления, рост крутящего момента/неравномерность вращения БК, увеличения веса инструмента, выход обвального шлама на ситах) производились дополнительные промывки с прокачкой кольматирующих пачек, а также ограничения мех. скорости проходки и скорости движения бурильной колонны при промывках.

Выполнение данных мероприятий удалось безаварийно провести скважины в данной секции. Добиться снижения отфильтровывания и снизить риск поглощения позволили технологические операции по прокачке кольматационных пачек. Оптимальный фракционный состав кольматантов был подобран с помощью специального программного обеспечения (графики № 4-6). Из графиков видно, что расчёты по подбору фракционного состава полностью соответствуют полученным данным и перекрывают целевые значения.

При бурении скважин на Юрхаровском НГКМ наиболее значимыми как по частоте, так и по объемам потерь являются поглощения при промывке перед цементированием либо при цементировании обсадной колонны. Эти поглощения имеют ряд особенностей по сравнению с условиями процесса бурения. Малый кольцевой зазор существенно увеличивает эквивалентную циркуляционную плотность и, таким образом, увеличивается вероятность гидроразрыва пласта. При спущенной обсадной колонне мероприятия по ликвидации поглощений бурового раствора затруднены. Между тем, поглощения влекут не только потери бурового раствора, но и снижают вероятность успешного цементирования обсадной колонны.

Одной из превентивных мер по снижению вероятности потери циркуляции при креплении — применение технологии Integrated Borehole Strengthening Solution (i-BOSS). Данная технология подразумевает подбор специализированных кольматантов и их концентраций на основе значений коэффициента Пуассона и модуля Юнга. При превышении напряжений в горных породах (вызванных давлением циркуляции бурового раствора) над значением упругой деформации возникают трещины микрогидроразрывов породы.

well as from formation-fluid flow into the well. In terms of well-bore stability, the planned drilling azimuths were not the safest. Therefore, to ensure the trouble free operations while drilling, additional factors are required in order to provide the acceptable values of the equivalent circulating density measured while drilling.

The continuous monitoring of the equivalent circulating density (ECD) as well as the rheological parameters of the drilling mud, updated and recalculated tripping rates and drilling/cleanout/reaming modes based on the recommendations from the geomechanics engineers, enabled the construction of well under the complicated geological conditions requiring a strict observance of all the parameters within narrow range of allowed values. Additionally, a real-time application and updating of the geomechanics allows for the optimization of the drilling mud.



График 4. Подбор кольматантов для пластов БУ0 - БУ 30.Рекомендуемый состав кольматирующей пачки: CalciumCarbonate MEDIUM – 175кг/м³ (70%); CalciumCarbonate FINE – 75кг/м³ (30%).

Chart 4. Selection of Colmatants for BT0 - BT30 Formations. The recommended composition of collimation pack is as follows: Calcium Carbonate MEDIUM – 175 kg/m³ (70 per cent), and Calcium Carbonate FINE – 75 kg/m³ (30 per cent)

If there were signs of wellbore instability (pressure spikes, increase of torque/uneven drillstring rotation, increased weight on bit, and occurrence of caved cuttings on the screens), the additional cleanouts with circulating bridging agents were performed, as well as the penetration rate and drillstring speed were subjected to limitations during the cleanouts. These measures enabled a trouble-free drilling of this section.

The technological operations on circulation of bridging agents allowed the reduction of seepages and loss risks. The optimal fractional composition of bridging agents was blended with special software (charts No. 4-6). The chart shows that the calculations applied to blend the fractional composition are in full concordance with the data received and they overlap the target values.



График 5. Подбор кольматантов для пластов БУ4 – БУ70. Рекомендуемый состав кольматирующей пачки: Calcium Carbonate MEDIUM – 40кг/м³ (20%), Calcium Carbonate FINE – 160кг/м³ (80%)
 Chart 5. Selection of Colmatants for BT4 - BT70 Formations. The recommended composition of collimation pack is as follows: Calcium Carbonate MEDIUM – 40 kg/m³ (20 per cent), Calcium Carbonate FINE – 160 kg/m³ (80%)



График 6. Подбор кольматантов для пластов БУ80 – БУ83 (покрышка БУ80 представлена «шоколадными глинами», БУ81, БУ82, БУ83 пласты, находящиеся в разработке, со сниженным пластовым давлением). Рекомендуемый состав кольматирующей пачки: Calcium Carbonate MEDIUM – 140кг/м³ (55%), Calcium Carbonate FINE – 110кг/м³ (45%)
 Chart 6. Selection of Colmatants for BT80 - BT83 Formations (the cap over BT80 formation is represented by “chocolate clays”, BT81, BT82, and BT83 formations, which are under development, have a reduced formation pressure). The recommended composition of collimation pack is as follows: Calcium Carbonate MEDIUM – 140 kg/m³ (55 per cent), and Calcium Carbonate FINE – 110 kg/m³ (45%)

При правильно подобранном кольматирующем составе, тот заполняет собой трещины и не дает им сомкнуться при снятии напряжений. Напряженное состояние горных пород в таком случае выше, чем было до появления трещин. Как следствие, давление гидроразрыва пород становится выше.

Перед спуском обсадной колонны в открытом стволе производилась установка кольматирующей пачки i-BOSS, также были подобраны оптимальные

While drilling the wells on the Yurkhar OGCF, the most significant by both frequency and volume of losses was the lost circulation from the cleanouts performed before or during the casing cementing. This lost circulation has some peculiarities compared to the drilling conditions. The small annular gap significantly increases the equivalent circular density and therefore, increases the probability of fracturing. While the casing string is lowered, the drilling mud lost circulation treatment is hindered. Meanwhile, the lost circulation implies not only the drilling mud loss, but it reduces the likelihood of a successful casing-string cement job.

One of the preventive measures for reduction of lost circulation probability when casing, is an application of Integrated Borehole Strengthening Solution (i-BOSS) technology. This technology implies the blending of special-purpose bridging agents and their compounds on a basis of the Poisson's ratio and Young's modulus values. If the rock stresses (caused by drilling mud circulation pressure) exceed the elastic deformation values, the micro fractures appear in the rock. In case of a properly blended bridging agent, the agent bridges across the fractures and does not let them to close up when the stresses have been released. In such case, the rock stresses become higher than they were before the appearance of fractures. As a result, the fracture gradient pressure increases.

Before running the casing string into the open borehole, an i-BOSS bridging agent was pumped and the optimal formula of grouting mixtures (spacer and cement mortar) were defined enabling the absence of losses during the cementing.

When drilling a section for the tie-back string and the liner, a special-purpose lubricating additive was included to

рецептуры тампонаж-ных смесей (буферных жидкостей и цементных растворов), в результате чего добились отсутствия поглощений во время цементирования.

В интервале бурения под потайную колонну и под хвостовик была успешно использована специальная смазывающая добавка для растворов на углеводородной основе. Применение данной добавки позволило значительно снизить коэффициент трения, это подтверждается снижением крутящего момента (см. Рисунки 15.A -15.Б – скв.1-А и 3-А), улучшением равномерности вращения БК, снижением уровня вибраций, увеличением МСП и улучшением дохождения нагрузки на породоразрушающий инструмент.

Очистка ствола скважины

Очистка ствола скважины во время бурения секции под хвостовик являлась серьезной задачей в связи со значительным снижением расходов промывочной жидкости, в свою очередь используемых для обеспечения безопасных диапазонов ЭЦП. Для интервала открытого ствола соотношение диаметров инструмента к диаметру ствола, точнее их площади сечения (PHAR), составляло значение 2.34 и для верхних обсаженных интервалов выше потайной колонны 178 мм составляло диапазон от 2.18 до 4.7 (Таблица № 2), расход бурового раствора на протяжении всей секции 155.6 мм составлял 600 л/мин (160 гал/мин) (см. Рисунок 16) при этом скорости восходящего потока промывочной жидкости составляли значения от 20.2 до 57 м/мин (Таблица №2). Данные условия четко описывают картину осложненной очистки ствола скважины в интервалах “большого

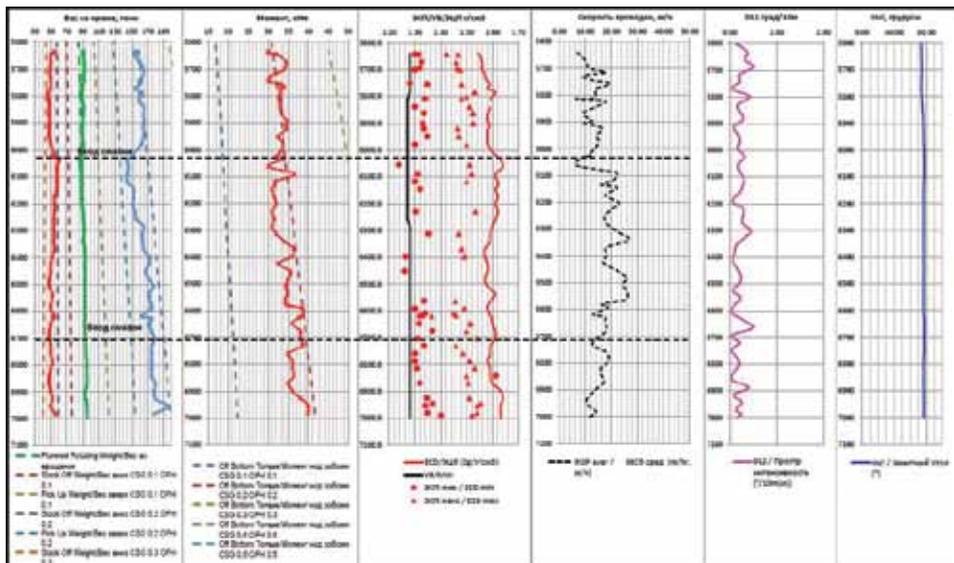


Рисунок 15.A. Эффект от ввода специальной смазки EMI-1017 для РУО (скв.№ 1-А, секция 215.9мм)

Figure 15.A. Result of Adding EMI-1017 Special-Purpose Lubricant for OBM (well No.1-A, 215.9 mm section)

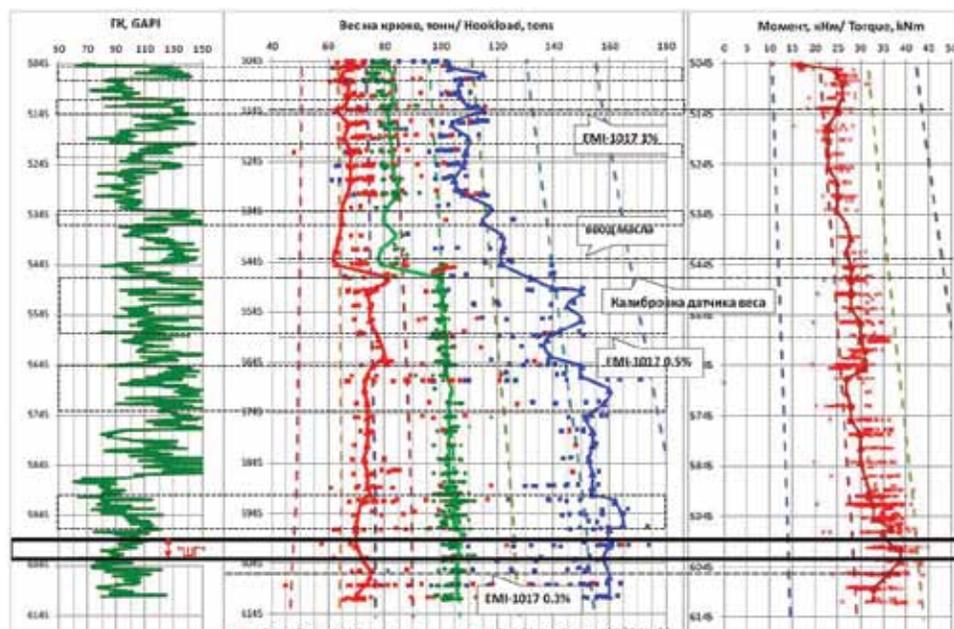


Рисунок 15.Б. Эффект от ввода специальной смазки EMI-1017 для РУО (скв.№ 3-А, секция 215.9мм)

Figure 15.B. Result of Adding EMI-1017 Special-Purpose Lubricant for OBM (well No.3-A, 215.9 mm section)

the oil-based mud, which was successfully applied. This additive allowed for a significant reduction in the friction ratio, which is confirmed by the reduction of torque (see Figures 15.A - 15.B – No. 1-A and 3-A), an improvement in the rotation of the drillstring, decrease in vibration, increase of IWP, and improvement in application of the weight on bit.

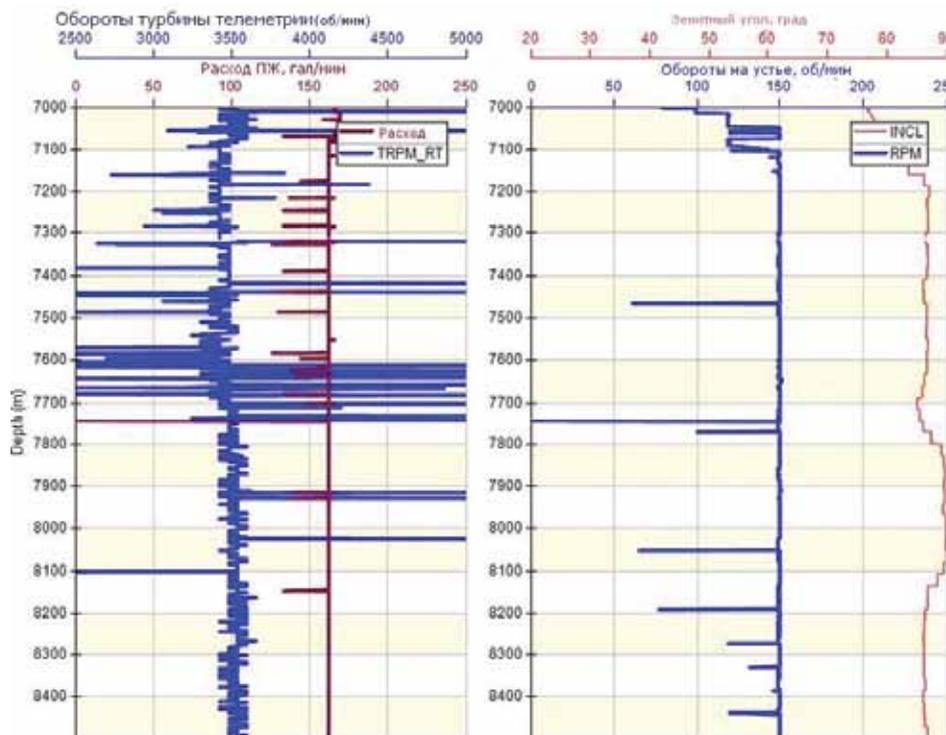


Рисунок 16. Параметры расхода раствора и оборотов ротора на поверхности во время бурения секции 155.6 мм

Figure 16. Mud Flow and Rotor Revolution Parameters while Drilling 155.6 mm Section

Wellbore Cleanout

Cleaning the wellbore while drilling the liner section was a major challenge because of the significant drop in fluid consumption, which in turn is used, to ensure a safe range of ECD. As regards to the open hole section, the ratio between the tool diameter and wellbore diameter, or rather between their cross-section areas (PHAR), was 2.34, and for the upper cased sections above the 178 mm tie-back string it ranged from 2.18 to 4.7 (Table No. 2), the drilling mud flow rate throughout the whole 155.6 mm section was 600 l/min (160 gal/min) (see Figure 16), while the upstream fluid speed ranged from 20.2 to 57 m/min (Table No. 2). These terms provide a clear picture of a complicated cleanout of wellbore in the «large-diameter» sections, which is conditioned by the need to reduce the equivalent circulating density ranges.

диаметра», которая вызвана необходимостью снижения диапазонов эквивалентной циркуляционной плотности. Разработка стратегии по очистке ствола скважины,

The development of a wellbore cleanout strategy, as well as the patient and precise adherence to this strategy including; careful monitoring of the friction ratios in the wells compared to the flow-charts

Элемент колонны String Component	Наруж Диаметр мм Outer Diameter, mm	Диам ствола мм Borehole Diameter, mm	Длина м Length, m	Глубина по стволу, м Measured Depth, m	Зенитный угол, град Inclination, deg.	Скорость восх потока Upstream Speed	Соот-ние диам-в Diameter Ratio	Режим потока Flow Behavior	Расход ПЖ Л/мин Fluid Consumption, l/min
КНБК ВНА	122,000	155,575	49,00	8495,00	86,80	78,7400	1,6200	Ламинарный Laminar	600.00
СБТ 101.6 мм HWDP 101.6 mm	101,600	155,575	3685,00	8495,00	86,80	56,7773	2,3400	Ламинарный Laminar	600.00
		159,420			76,70	52,0886	2,3400	Ламинарный Laminar	600.00
		220,497			74,06	20,1726	4,7000	Ламинарный Laminar	600.00
СБТ 127 мм HWDP 127 mm	127,000	220,497	2115,00	4761,30	74,30	24,1787	3,0100	Ламинарный Laminar	600.00
		222,377			74,00	23,5579	3,0600	Ламинарный Laminar	600.00
СБТ 149.3 мм HWDP 149.3 mm	149,225	220,497	2645,00	2645,94	73,40	28,8331	2,2000	Ламинарный Laminar	600.00
		220,497			9,70	29,7686	2,1800	Ламинарный Laminar	600.00

Таб.2 . Соотношение диаметров бурильного инструмента и ствола скважины, распределение скоростей восходящего потока промывочной жидкости во время бурения секции 155.6 мм

Table 2. The Ratio of Drilling Tool Diameter to Bore Diameter and the Upstream Fluid Speed Distribution when Drilling in 155.6 mm Section

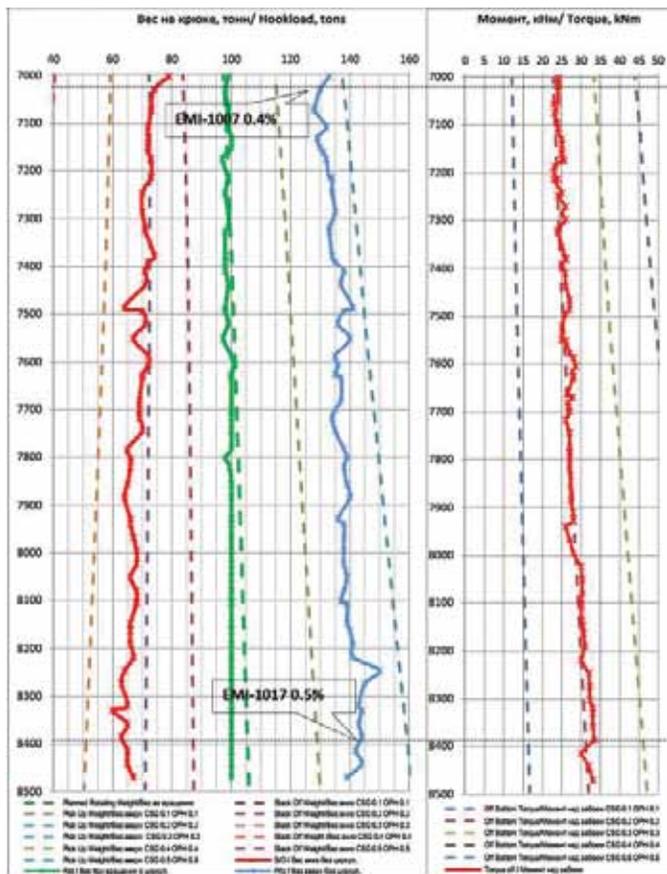


Рисунок 17. Дорожные карты весов (бурение 155.6 мм)
 Figure 17. Weight Flow Charts (155.6 mm drilling)

а также терпеливое и точное следование данной стратегии, внимательное слежение за тенденциями трения в скважине на основе дорожных карт (см. Рисунки 17 и 18), использование раствора на углеводородной основе со специально подобранной рецептурой и своевременные рекомендации в процессе бурения и спуско-подъемных операций позволили успешно завершить бурение горизонтальных секций без осложнений, а также провести спуск хвостовика без вращения на всех скважинах проекта, несмотря на значительные возможные проблемы, связанные с очисткой ствола скважины.

Реализация вышеуказанных мероприятий и технологических решений, нацеленных на минимизацию возможных рисков при строительстве скважин, позволили безаварийно произвести строительство и добиться сокращения времени.

Крепление обсадными колоннами

Для успешного спуска эксплуатационных обсадных колонн на плановые глубины требовалось привлечение самых современных разработок в этой области. Предварительные расчеты показали, что успех традиционного спуска зависит

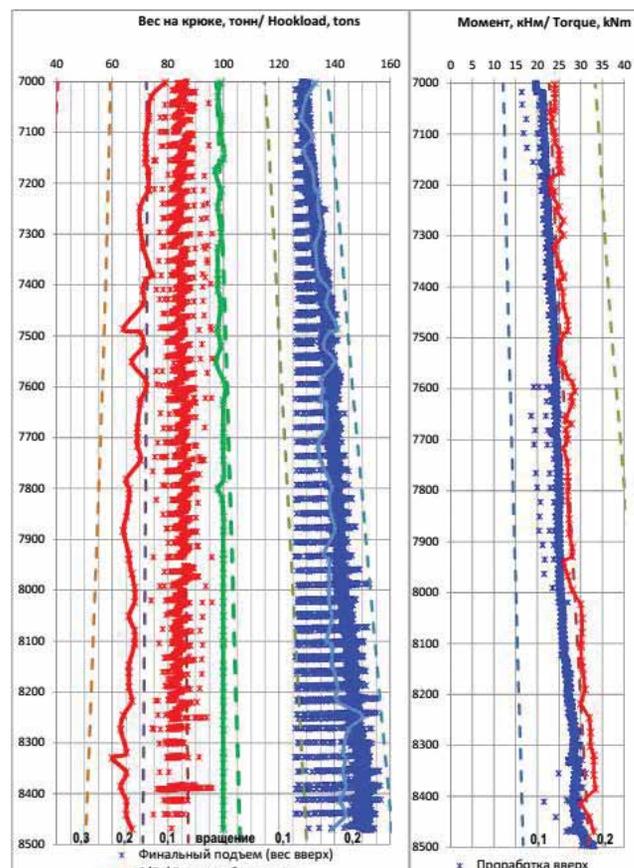


Рисунок 18. Дорожная карта весов при подъеме КНБК
 Figure 18. Weight Flow Chart for Hoisting BHA

(see Figures 17 and 18), the use of oil-based mud with specially blended formulas, and timely recommendations provided during drilling and tripping operations, have enabled a successful and trouble-free drilling of the horizontal sections, as well as running the liner without rotation in all the wells in the project through to the possible and significant challenges related to the cleanout of the wellbores.

Lining with Casing

The successful running of the production casing strings to the planned depths required the implementation of the most up-to-date solutions available in the industry. The preliminary calculations suggested that the traditional lowering modes can be successful, subject to numerous factors such as the quality of wellbore (adherence to the path, absence of doglegs), cleanouts of the drill cuttings, and the use of centralizers. To facilitate the running of the production string to a depth of 5626 m, the following set of technological solutions were proposed at the planning stage:

- Running the string with rotation and circulation – a special device enables not only the spinning-up of pipes, but also the rotation of pipes (with simultaneous cleanout) when running is hampered

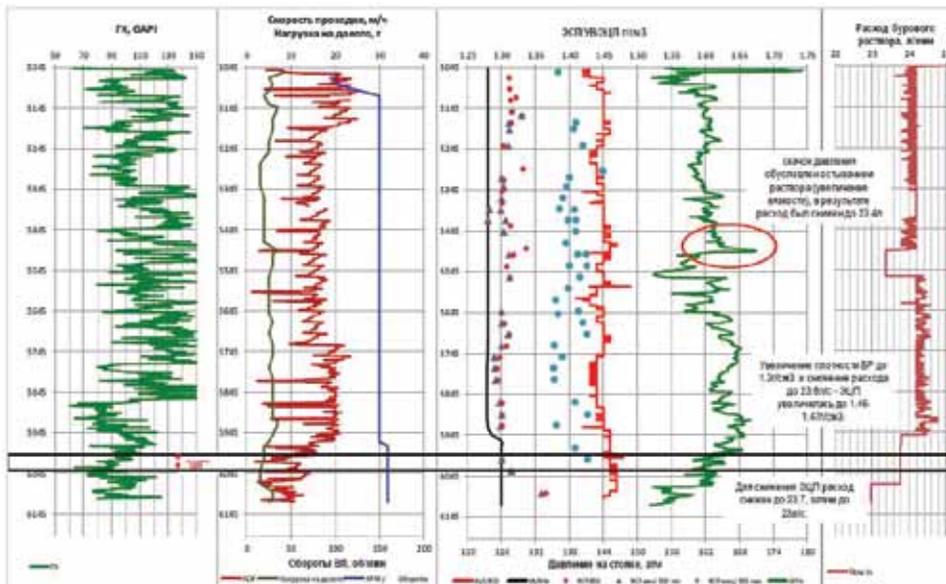


Рисунок 19.А. Диаграммы из оперативного рапорта геомеханической службы (скв.№ 3-А, секция 215.9мм)

Figure 19.A Charts from the Operation Report of the Geomechanics Team (well No. 3-A, 215.9 mm section)

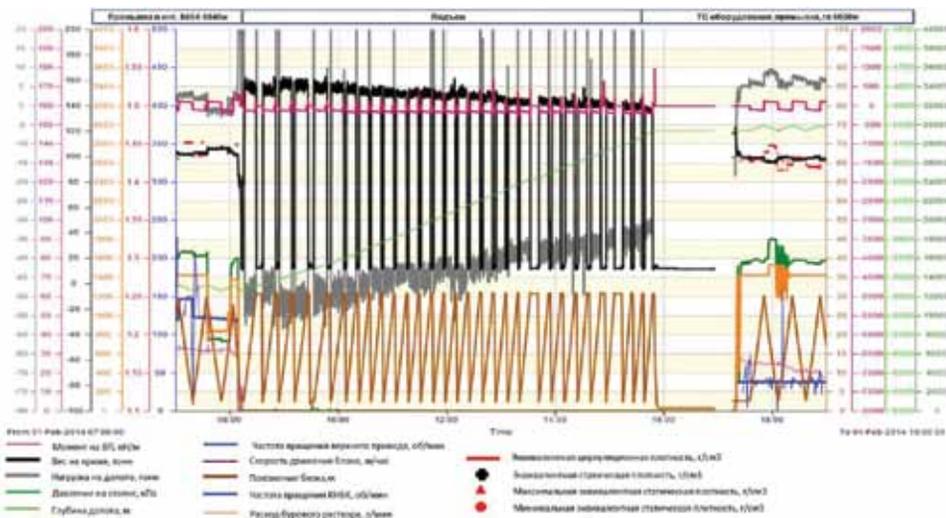


Рисунок 19.Б. Диаграммы из оперативного рапорта геомеханической службы (скв.№ 3-А, секция 215.9мм)

Figure 19.B. Charts from the Operation Report of the Geomechanics Team (well No. 3-A, 215.9 mm section)

от многих факторов, таких как качество ствола скважины (соблюдение траектории, отсутствие интервалов резкого изменения направления скважины), очистки ствола от выбуренного шлама и применения центраторов. Для облегчения спуска эксплуатационной колонны на глубину 5626 м на стадии планирования был предложен следующий комплекс технологических решений:

- Спуск колонны с вращением и циркуляцией – специальное устройство, позволяет не только свинчивать трубы, но и обеспечивает вращение

- Automated elevator and links
- Special composite casing-string centralizers allowing the significant friction reduction whilst running the casing (to 0.15-0.20)
- TesTORK™ wireless system to measure the torque and torsion angles
- Pipes with premium threaded junctions to ensure the running of the 244.5 mm heavy casing string with rotation

A hydraulically-activated device is used to lower the casing string with rotation (see Figure 20). During the operation, the device should be installed into the casing pipe and packed off forming a tight bond, which allows:

- Casing-pipe twisting
- String pulling and pushing (reciprocating)
- String rotation
- Cleanout
- Combining the afore-mentioned operations if required

A special composite centralizer (see Figure 21) provides a decreased friction ratio, when contacting the borehole walls, which considerably increases the successfulness of running the casing-string into the planned ERD-wellbore bottom [10]. The centralizer is made of a durable material ensuring the proper centralization of a casing string in order to provide a high quality of cementing operations. Its ellipsoid shape enables smooth drilling in the tight-spot and cutting-bed sections.

The features of special centralizers are as follows:

- Low friction ratio
- Exploitable at temperatures from -40°C to +245°C
- Chemically stable
- Easy to use – low weight
- Usable for casing strings, liners, and filters
- Ergonomic design facilitating the circulation of drilling mud and cement mortar, and reducing the ECD thereby
- Rotatable

(одновременно с промывкой) при осложненном спуске;

- Автоматизированные штропа и элеватор;
- Композитные специальные центраторы обсадной колонны, позволяющие значительно снизить трение при спуске (до 0.15-0.20);
- Беспроводная система измерения крутящего момента и углов поворота TestTORK™;
- Для обеспечения спуска тяжелой 244.5 мм обсадной колонны с вращением были запланированы трубы с премиальными резьбовыми соединениями.

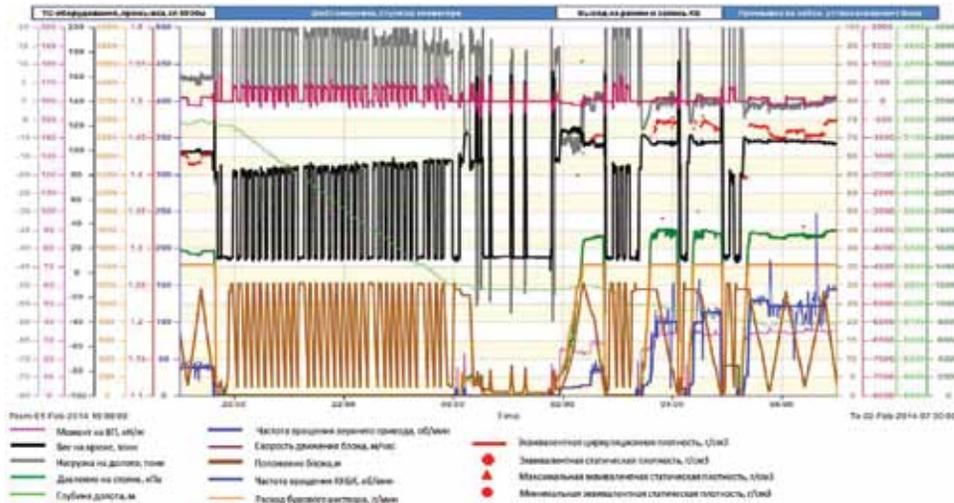


Рисунок 19.В. Диаграммы из оперативного рапорта геомеханической службы (скв.№ 3-А, секция 215.9мм)

Figure 19.C. Charts from Operation Report of Geomechanics Unit (well No. 3-A, 215.9 mm section)

Устройство для спуска обсадной колонны с вращением представляет собой гидравлически активируемый прибор (см. Рисунок 20). В процессе работ прибор устанавливается в обсадную трубу и пакеруется, тем самым образуется герметичное соединение, позволяющее:

- Скручивать обсадные трубы
- Тянуть и толкать (расхаживать) колонну;
- Вращать колонну;
- Производить промывку;
- При необходимости комбинировать вышеперечисленные действия.

Специальный композитный центратор (см. Рисунок 21) имеет сниженный коэффициент трения при контакте со стенками скважины, что позволяет значительно увеличить вероятность успешного спуска обсадной колонны до проектного забоя скважины с БОВ[10]. Центратор изготовлен из прочного материала, обеспечивающего хорошую централизацию обсадной колонны для качественных цементных работ. Эллипсоидная форма позволяет без осложнений проходить интервалы сужения ствола и скопления шлама.

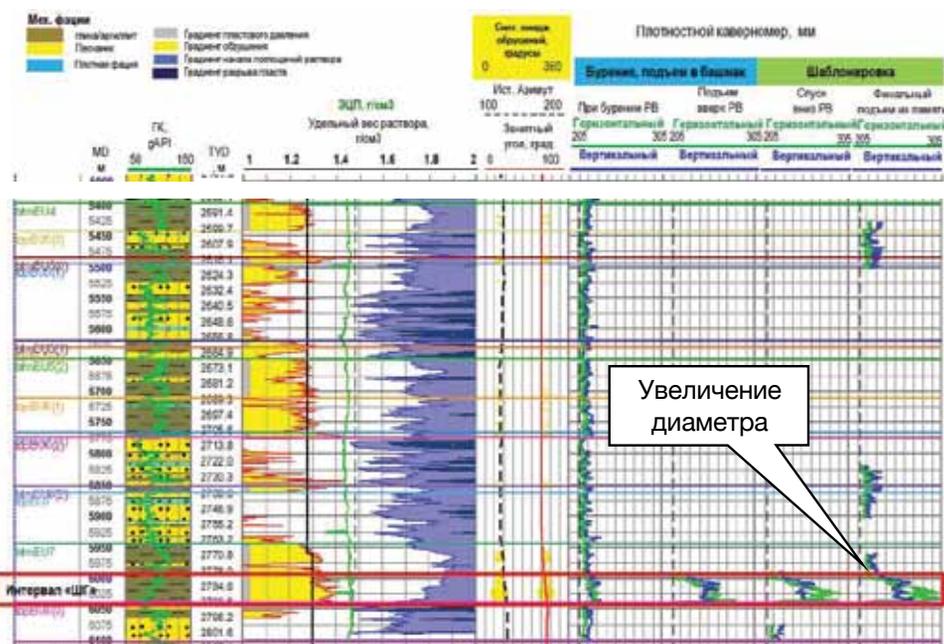


Рисунок 19.Г. Диаграммы из оперативного рапорта геомеханической службы (скв.№ 3-А, секция 215.9мм)

Figure 19.D. Charts from the Operation Report of the Geomechanics Team (well No. 3-A, 215.9 mm section)

Overall 378 centralizers were placed into well No. 1-A, and 342 centralizers – into well No. 3-A.

The thorough preparation of the wellbore and the application of the above-mentioned technologies enabled a successful running of the 244.5 mm casing string. Besides, as no rotation of the casing string was required whilst running (see Figure 22 – Weight Chart during Descent), while the hookload reserve was more than 100 tons.



Рисунок 20. Система Спуска Обсадных Колонн(ССОК) – Casing Drive System™.

Figure 20. Casing Running Tool – Casing Drive System™ (CDS)

Характеристики спец.центраторов:

- Низкий коэффициент трения;
- Используется от -40°C до 245°C;
- Химически инертный;
- Легкий в использовании – малый вес;
- Используется для обсадной колонны, хвостовиков, фильтров;
- Эргономичный дизайн облегчает прохождение бурового и цементного растворов и тем самым снижающий значения ЭЦП;
- Можно вращать.

В скважину № 1-А было спущено 378 центраторов, в скв.№ 3-А– 342 центратора.

Тщательная подготовка ствола скважины и применение технологий, озвученных выше, позволили

The cement mixtures specifically designed for the Yurkhar OGCF contained special-purpose additives which were used during the ERD-well construction:

- To counteract the gas migration – gas blockers
- To prevent the cement loss – bridging agents

The special formula of spacers ensured an effective clean-out of the oil-based mud, due to:

- Reduced interphase stresses
- Liquefied oil basis for the drilling mud
- Decreased viscosity ratio at the interphase boundary
- Modified wetting properties of the string and formation surfaces - from hydrophobic to hydrophilic

The cementing of the production strings of the ERD wells was performed in one step with raising** DON'T LIKE THIS TERM the cement to the wellhead. While preparing the string centering design, it was succeeded to raise the eccentricity ratio to over 80-85 per cent in the most important sections (target formation, problem areas, and drift angle buildup sections) and to at least 70 per cent in

the open-hole section. The absence of annular oil and water production is an indication of the uniform distribution of cement in the borehole annulus and the achievement of the laboratory testing parameters of the cement's compressing strength.

Special Equipment for the Tie-Back String and for Running the Liner

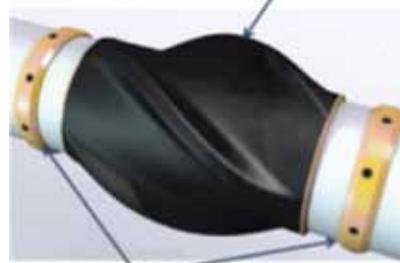
A reaming shoe was applied to drill in the unstable clay section whilst running the tie-back string (see Figure 23).

- This equipment includes a torpedo-shaped casing shoe with a special hydraulic rotary drive;
- The calibrator-shoe provides the wellbore reaming whilst running the casing string/liner with circulation, while the string itself is not rotating.

A borehole swivel (see Figure 24) was successfully used to descend the liner into the well No. 1-A.

- Significant increase in the application of load to the liner (reduction of the so-called «buck-ling» effect – lowered risk of tool jackknifing)

Тело из термопластика
Thermoplastic body



Стопорные кольца
Locking rings

Рисунок 21. Специальный композитный центратор

Figure 21. Special Composite Centralizer

успешно спустить 244.5 мм обсадную колонну. При этом спуск колонны не потребовал вращения обсадной колонны (см. Рисунок 22 - график весов при спуске), а запас веса на крюке составлял более 100 т.

При строительстве скважин с БОВ использовались тампонажные растворы специально, разработанные для Юрхаровского НГКМ, имеющие в своем составе специальные добавки для:

- Борьбы с миграцией газа - газоблокаторы;
- Предотвращения поглощений цементного раствора - кольматанты.

Специальные рецептуры буферных жидкостей, обеспечили эффективный вымыв раствора на углеводородной основе, благодаря:

- Снижению межфазных напряжений;
- Разжижению масляной основы бурового раствора;
- Снижению отношения значений вязкости на границе раздела фаз;
- Изменению смачиваемости поверхности колонны и породы с гидрофобной на гидрофильную;



Рисунок 23. Прорабатывающий турбобашмак
Figure 23. Reaming Turbo Shoe

Цементирование эксплуатационных колонн скважин с БОВ было выполнено в одну ступень с поднятием цементного раствора до устья. При подготовке дизайна по центрированию колонн удалось добиться показателей коэффициента эксцентricности более 80-85% в наиболее важных интервалах (продуктивный пласт, проблемные зоны, интервалы интенсивного набора параметров кривизны) и не менее 70% в интервале открытого ствола скважины. Отсутствие межколонных углеводородных и водных проявлений говорит о том, что цементный камень в колонном пространстве равномерно распределился и достиг лабораторных значений прочности на сжатие.

Скважина 373 спуск 245мм ОК
Descent of 245mm CS into Wellbore 373

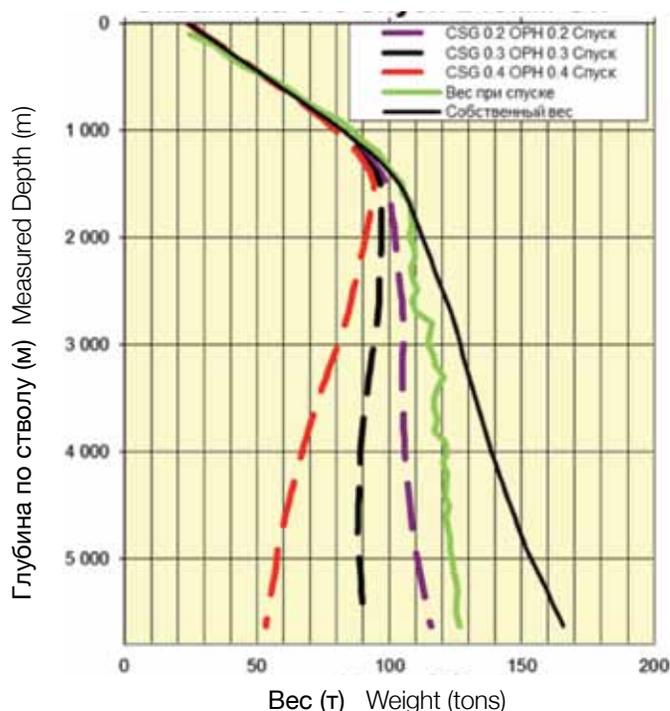


Рисунок 22. график весов при спуске 245мм ОК (скв. 1-А)
Figure 22. Weights Chart during 245 mm CS Descent (Well No. 1-A)

- Descent of liner with rotation of the transportation string
- The liner itself is not rotating

Geo-Steering in the Target Horizon

Construction of these wells is complicated by an availability of various geological ambiguities occasioned by insufficient information about structural and lithologic fabrics. Deposits are represented by the discrete reservoir sandy rock beds separated with the massive shale streaks (see Figure 25).

As the deposits are localized at a deep depth, there is uncertainty regarding the position of productive bed boundaries. If the horizontal ERD wells are significantly remote from the drilled exploration wells, an uncertainty appears in behavior of structure, which can be



Рисунок 24. Скважинный вертлюг Swivel Master
Figure 24. Swivel Master

Специализированная оснастка для потайной колонны и спуска хвостовика

Для прохождения интервала нестабильных глин при спуске потайной колонны использовался прорабатывающий башмак (см. Рисунок 23).

- Оборудование представляет собой прорабатывающий торпедообразный башмак обсадной колонны со специальным гидравлическим приводом вращения.
- Башмак-калибратор обеспечивающий проработку ствола скважины при спуске обсадной колонны/ хвостовика при подаче циркуляции через него, сама колонна при этом не вращается
- Значительно увеличивает доведение нагрузки на хвостовик (снижение т.н. «buckling» эффекта – уменьшает риск складывания инструмента).
- Спуск хвостовика с вращением транспортной колонны.
- Сам хвостовик при этом не вращается.

Геонавигация в целевом горизонте

Строительство таких скважин осложняется наличием множества геологических неопределённостей, вызванных отсутствием достаточной информации о структурном и литологическом строении. Залежи представлены разобщенными пластами песчаных пород-коллекторов, разделенными массивными глинистыми перемычками (см. Рисунок 25).

С учетом локализации залежей на значительной глубине возникает также неопределенность положения границ продуктивных пластов. При значительном удалении горизонтальных скважин БОВ от пробуренных разведочных скважин, возникает неопределенность в поведении структуры, которая может быть вызвана локальными структурными или стратиграфическими процессами. Необходимость привязки к стратиграфическим маркерам при бурении скважин БОВ особенно актуальна, в связи с увеличением вероятной накопленной погрешности замеров инклинометрии (т.н. эллипс неопределенности), которая может составлять десятки метров по вертикали для скважин такой конструкции.

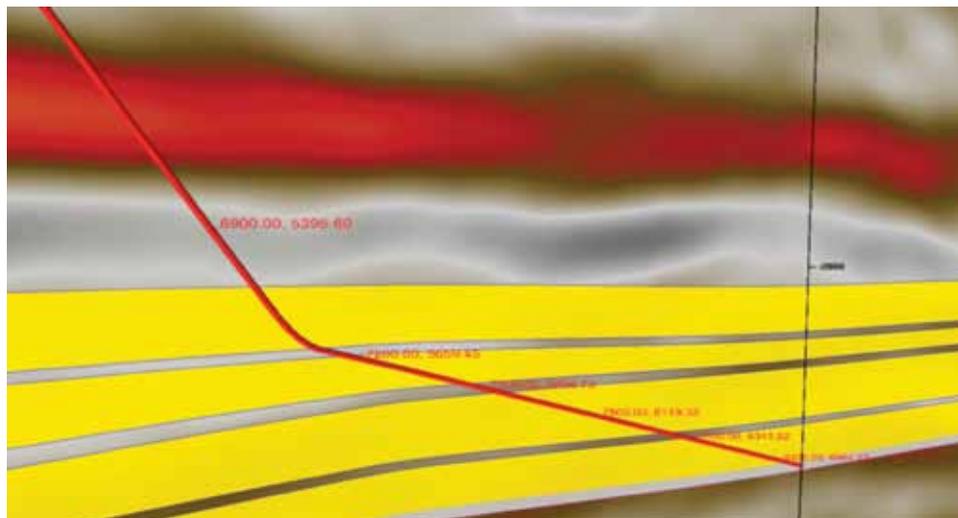


Рисунок 25. Профиль скважины на сейсмическом разрезе с выделенными целевыми интервалами (желтый), глинистые межпластовые перемычки (серый). Цифры вдоль траектории обозначают глубину в метрах по стволу, через запятую горизонтальный отход от устья скважины в метрах

Figure 25. Wellbore Profile at the Seismic Cross-Section with the Highlighted Target Intervals (in yellow) and Interstratal Shale Streaks (in gray). The figures along the well path are indicating of bore depth in meters and, separated with comma, of horizontal step-out distance from the wellhead in meters

conditioned by the local structural or stratigraphic processes. When drilling the ERD wells, the need for reference to stratigraphic markers is particularly topical because of increase of the probable aggregate errors in the MWD inclination measurements (so-called ellipse of errors), which can total tens of meters for such wells. Under the specified conditions, it seems to be insufficient to provide the simple geometric approach and there is a need for application of the comprehensive approach to the well-drilling operations, which requires a use of the full range of geo-steering techniques. Application of full set of surveys for geo-steering during the multiple intersection proved its relevance during the construction of record ERD-wells in the mainland Russia.

For optimal placement of horizontal bore of the extended-reach wells on the Yurkhar field, a set of logs was used when drilling (a gamma-ray logging, resistivity, density and neutron porosity), which enabled a reliable real-time assessment of the porosity and permeability properties (PPP) of penetrated section. Thereby, it succeeded to optimize the costs by elimination of a need for repeated geophysical surveys in the open wellbore after drilling, which also reduced the risk of complications associated with the stability of wellbore rocks during the overwriting. The assessment of structural features was carried out on a basis of interpretation of azimuthal measurements (density image).

The target production horizon is associated with the sediments of the Valanzhin OGC of the Tangalov suite.

В указанных условиях простой геометрический подход к бурению скважин недостаточен, необходимо применение комплексного подхода к процессу проводки скважин, предусматривающего использование полного спектра методов геонавигации. Применение полномасштабного комплекса исследований в процессе геонавигации при многопластовом пересечении доказало свою актуальность в процессе строительства рекордных скважин с большим отходом от вертикали в пределах материковой части России.

Для оптимального размещения горизонтального ствола скважин с большим отходом на Юрхаровском месторождении был использован комплекс каротажа во время бурения (гамма каротаж, сопротивление, плотность и нейтронная пористость), позволяющий в режиме реального времени выполнять надежную оценку фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) вскрываемого разреза. Таким образом, удалось добиться оптимизации затрат посредством исключения необходимости повторного проведения геофизических исследований в открытом стволе после бурения, что также снизило риски осложнений связанных со стабильностью пород ствола скважины при перезаписи. Оценка структурного залегания во время бурения производилась на основе интерпретации азимутальных измерений (имиджи плотности).

Целевой продуктивный горизонт, связан с отложениями Валанжинского НГК Тангаловской свиты. Свита состоит из чередования слоев песчаников, алевролитов и аргиллитов. Для задачи многопластового пересечения продуктивных интервалов горизонтальной секции, выработана оптимальная стратегия проводки ствола скважины, которая заключалась в более резком прохождении глинистых перемычек и зон глинизации между продуктивными интервалами и последующее выполаживание в интервалах наилучших коллекторских свойств. Помимо геологических задач данная стратегия оптимизировала профиль скважины для снижения рисков связанных со стабильностью глинистых пород, которые могли привести к технологическим осложнениям.

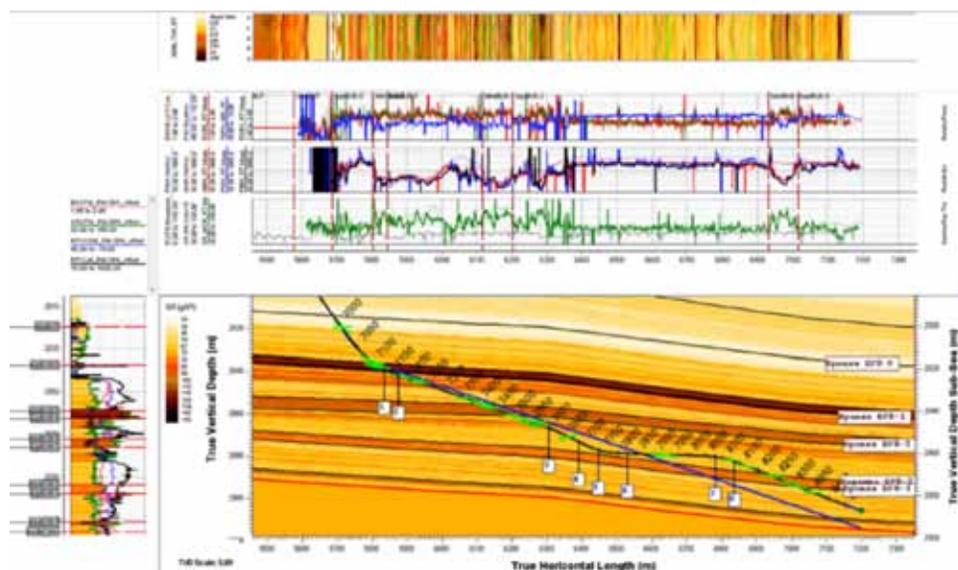


Рисунок 26. Оптимизированный профиль скважины БОВ с распределением свойств ГК по разрезу. На планшете представлены данные каротажа (real-time), а также имидж плотности и результаты его интерпретации

Figure 26. Optimized ERD Wellbore Profile with Distribution of GR Properties throughout the Section. The tablet represents the (real-time) logging data as well as the density image and its interpretation results

The suite consists of the alternating beds of sandstone, siltstone and mudstone. An optimal wellbore drilling strategy was developed to solve the multiple productive formation intersection task, which implies a more abrupt drilling in the shale streaks and shale-out zones between the productive sections, as well as the subsequent landing in the sections of the best reservoir properties. Beside of the geological challenges, this strategy optimized the wellbore profile in order to reduce the risks associated with the clay rock stability, which could lead to the technological complications.

Continuous correlation of the drilled section and definition of the wellbore position relative to stratigraphic markers were carried out on a basis of the incoming real-time GIS data (GR log, electrical resistivity, neutron density log). In accordance with the density image interpretation, the local bedding angles were defined enabling the refinement of structural model. This set of studies proved its effectiveness for such structure of deposit, especially when penetrating the shale streaks between productive sections, the contrasted density allowed the assessment of bedding angles with a high confidence. The information on structural bedding allowed the calculation of stratigraphic thickness of penetrating beds and the forecast of its changes in the azimuth of drilling. This set of information enabled the timely adjustments to the planned path when drilling, which allowed the optimization of profile for both execution of geological tasks and reduction of technological risks (see Figure 26).

На основе данных ГИС, поступающих в режиме реального времени (ГК, УЭС, нейтронно-плотностной каротаж), производилась непрерывная корреляция разреза с пробуренными скважинами и определение положения ствола скважины относительно стратиграфических маркеров. По данным интерпретации плотностного имиджа определены локальные углы залегания пластов, позволяя уточнять структурную модель. Данный комплекс исследований доказал свою эффективность в условиях строения месторождения, в особенности при пересечении глинистых перемычек между продуктивными интервалами, контраст плотности позволял оценивать углы залегания структуры с высокой достоверностью. Информация о структурном залегании позволяла производить расчёты стратиграфических толщин вскрываемых пластов и прогнозировать их изменение в азимуте бурения. Данный набор информации в процессе бурения позволял вносить своевременные изменения в проектную траекторию скважины, что позволило оптимизировать профиль, как для выполнения геологических задач, так и для снижения технологических рисков (см. Рисунок 26).

Корректировки проектной траектории горизонтальной секции скважины вызваны значительными изменениями вертикальной мощности пластов (от 2,5 до 12 м), структурными особенностями в азимуте бурения (вариации +/- 2.5 град.), латеральной невыдержанностью коллекторских свойств.

В процессе геонавигации выявлена существенная структурная и локальная изменчивость в азимуте бурения (см. Рисунок 27). Однако используемый комплекс данных ГИС поступающих в реальном времени для целей геонавигации скважины позволил снизить влияние встреченных неопределенностей на выполнение геологических целей. На основе интерпретации азимутальных измерений внесены своевременные корректировки в траекторию для оптимального расположения ствола скважины в интервале наилучших ФЕС коллектора, выделяемых в процессе бурения.

Благодаря выработанному комплексному подходу к

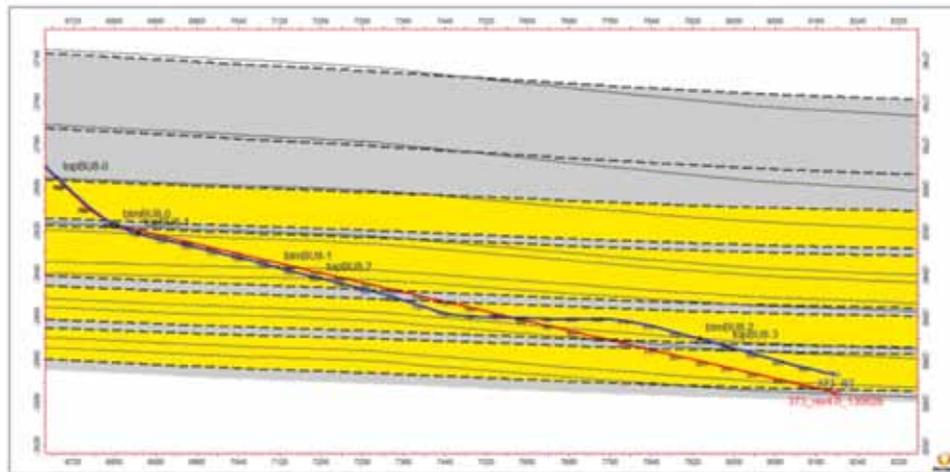


Рисунок 27. Сравнение планового и фактического профиля с учетом обновленной модели. Пунктиром обозначены обновленные поверхности. Сплошной линией – первоначальная модель

Figure 27. The Comparison of Planned and Actual Profiles Subject to Updated Model. Updated surfaces are indicated with dotted line; a solid line indicates the initial model

The adjustments to the planned path in the horizontal section of wellbore were caused by the significant changes of vertical bed thickness (from 2.5 to 12 m), the structural features in the azimuth of drilling (varying by +/- 2.5 deg.), and the lateral unevenness of reservoir properties.

During the geo-steering, a significant structural and local variability was revealed in the azimuth of drilling (see Figure 27). However, the applied set of incoming real-time GIS data for geo-steering purposes allowed the reduction of encountered uncertainty impact on the achievement of geological targets. Based on the interpretation of azimuthal measurements, the timely adjustments of the path were performed to optimize the wellbore position in the section of the best reservoir PPP specified during the drilling operations.

Due to the developed comprehensive approach to the geo-steering program, the effective length of borehole within the productive reservoirs was increased compared to the planned length. The analysis of azimuthal data (image) during drilling operations decreased the structural uncertainty and allowed the reduction of penetration into the shale sections by 14 per cent at the average, as well as the maximization of penetration in the section of the best reservoir PPP.

For the first time in the mainland Russia, an advanced Acoustic Logging was applied during the drilling operations at the well construction on the Yurkhar field. Before proceeding to the project implementation, the petrophysicists of the GIS interpretation team performed the preparation and planning activities based on the data on neighboring wells provided by the Customer.

геонавигации, эффективная длина ствола, проложенная в пределах продуктивных коллекторов, была увеличена в сравнении с плановой. Анализ азимутальных данных (имиджей) во время бурения существенно снизил структурную неопределённость и позволил снизить проходку в глинистых интервалах в среднем на 14%, а также максимально увеличить проходку непосредственно в интервале наилучших ФЕС коллектора.

В процессе строительства рассматриваемых скважин Юрхаровского месторождения впервые на континентальной части России был применен передовой комплекс Акустического Каротажа в процессе бурения. Прежде чем приступить к реализации проекта петрофизиками группы интерпретации ГИС была проведена подготовка и планирование на основании данных, предоставленных Заказчиком по соседним скважинам.

Предоставленные данные позволили оптимально подобрать параметры для комплекса Акустического Каротажа для получения достоверных данных, как в реальном времени, так и из памяти прибора.

В процессе бурения командой петрофизиков выполнялся круглосуточный мониторинг и обработка данных в реальном времени (см. Рисунок 28), а также, производилась поддержка группы геомехаников. По окончании бурения данные из памяти АК прибора были обработаны группой интерпретации ГИС.

Комплекс акустического каротажа в процессе бурения совместно со стандартным комплексом в процессе бурения позволил решить геомеханические задачи такие как: расчёт механических свойств горных пород и обновление модели стабильности ствола скважины в режиме реального времени.

На основании данных ГИС, полученных из памяти приборов (ГК, УЭС, нейтронно-плотностной каротаж,

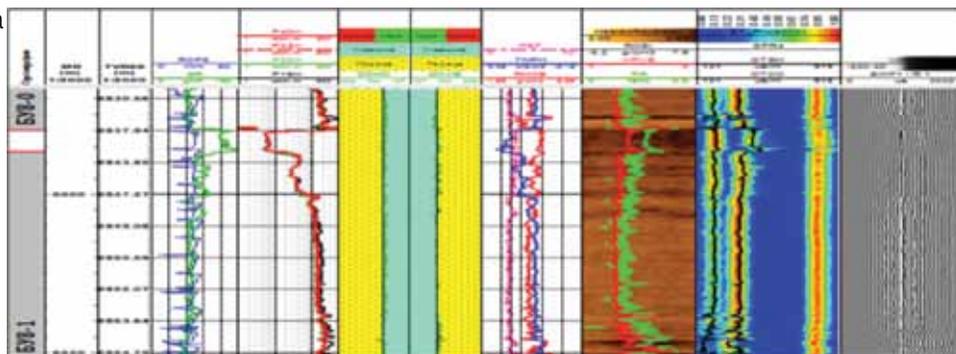


Рисунок 28. Обработанные данные Акустического Каротажа совместно с данными стандартного каротажа в процессе бурения, а также рассчитанные пластические свойства горных пород

Figure 28. Acoustic and Standard Log Data Processed When Drilling, and Estimated Plastic Properties of Rocks

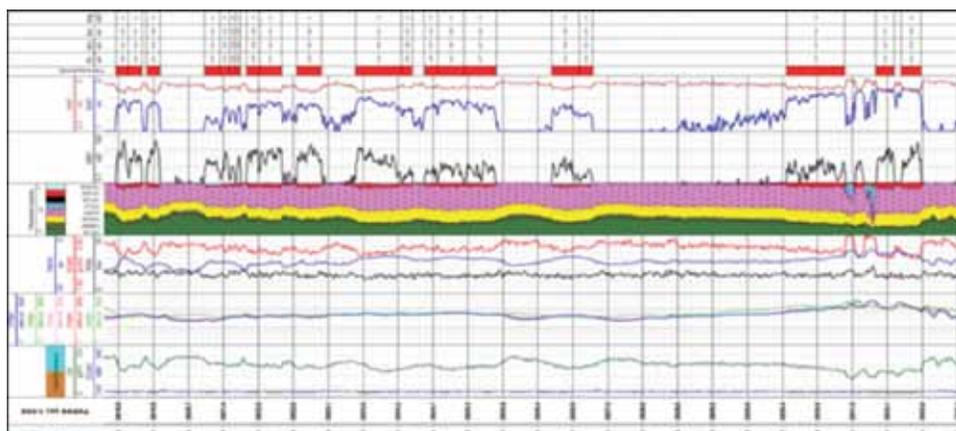


Рисунок 29. Окончательная интерпретация на основании данных в процессе бурения. Рассчитанные ФЕС, выделенный характер насыщения по результатам объемной модели

Figure 29. Final Interpretation Based on the Data Received When Drilling. The estimated PPP and the defined saturation behavior according to the 3D-model results

These data allowed the selection of optimal parameters for Acoustic Logging to obtain both the reliable real-time data and the data stored in device memory.

The team of petrophysicists carried out 24-hour monitoring and real-time data processing when drilling (see Figure 28), as well as provided a support to the geomechanics team. Upon the completion of drilling works, the data stored in the AL device memory were processed by the GIS interpretation team. The set of acoustic logs maintained when drilling, along with the standard set of logs maintained during the drilling operations, allowed the solution of geomechanics tasks, such as: the calculation of mechanical properties of rocks and the real-time update of wellbore stability model.

A quantitative interpretation was carried out on a basis of the GIS data obtained from device memory (GR log,

фотоэлектрический фактор), а также данных, предоставленных заказчиком (керновые данные, главы подсчета запасов) была произведена количественная интерпретация.

По данным каротажа в процессе бурения была построена петрофизическая модель через реализацию системного подхода, позволяющего произвести одновременное решение системы линейных и нелинейных петрофизических уравнений. Данными уравнениями являются показания соответствующих геофизических методов, обусловленные объемным содержанием компонент модели (минералов, флюидов) и их петрофизическими свойствами (параметрами).

На основании объемной петрофизической модели были рассчитаны основные фильтрационно-емкостные свойства, а также уточнена литология разреза и определен ха-рakter насыщения в коллекторах.

Петрофизическая интерпретация (см. Рисунок 29) позволила оценить эффективную длину ствола, проложенного в пределах продуктивных коллекторов и показала успешность комплексного подхода Геонавигации.

Рекордная многоствольная скважина

Многоствольное бурение и заканчивание является хорошо известным способом увеличения нефтегазоотдачи, который широко используется в настоящее время. Ствол скважины с несколькими разветвлениями – боковыми стволами – снижает общие затраты, увеличивает производительность и улучшает дренирование пласта-коллектора. Популярность такого подхода растет год от года, поскольку такие типы скважин помогают увеличить извлеченные запасы и позволяют облегчить управление залежью при ее эксплуатации. Однако стоит отметить, что строительство скважин со сложными профилями является очень сложной задачей с большой долей риска. Но последние достижения и развитие систем все более убеждают добывающие компании в том, что преимущества перевешивают недостатки. При бурении скважин с большими отходами такой подход становится еще более выгодным, однако растут и риски, с которыми такие работы обычно связаны.

Скважина №3-А Юрхаровского месторождения планировалась [11] как двуствольная скважина 3-го уровня заканчивания TAML.

Определение уровня многоствольного заканчивания TAML является ключевым критерием при планировании строительства многоствольной скважины. Уровень многоствольного заканчивания TAML определяется исходя из будущих целей и планов компании–оператора

electrical resistivity, neutron density log, photoelectric factor) as well as the data provided by the customer (core data, reserve calculation data).

A petrophysical model was built on a basis of the data logged when drilling, by applying a systematical approach in order to solve the set of linear and nonlinear petrophysical equations simultaneously. These equations represent the readings of corresponding geophysical tools conditioned by the cubic content of component model (minerals, fluids) and its petrophysical properties (parameters).

Based on a petrophysical cubic model, the basic porosity and permeability properties were estimated, the formation lithology was refined, and the saturation behavior of reservoirs was defined as well.

The petrophysical interpretation (see Figure 29) enabled an estimation of effective length of borehole in the productive reservoirs and showed the success of comprehensive approach to the geosteering.

Record Multilateral Well

The multilateral drilling and completion is a well-known way to increase gas and oil recovery, which is common practice nowadays. A wellbore with multilateral wells – sidetracks – reduces the total costs, increases the productivity, and improves the production of the reservoir. The acceptance of this technology grows year on year, as this type of well increases the recoverable reserves and facilitates the field's management during production. However, it is worthy to note that the complex well construction is a difficult and risk-bearing task. But the latest advancements and system development increasingly convince the producers that the positives outweigh the negatives. When drilling the wells with a large volume of waste this approach becomes even more profitable through the associated risks increase as well.

The well No. 3-A of the Yurkhar field was planned [11] as a bilateral wellbore with a TAML Level 3 completion.

The definition of the TAML level for the multilateral completion is a key criterion for the planning of multilaterals wells. The TAML level of the multilateral completion shall be defined on a basis of the operator's aims and objectives regarding the multilateral well (operation, maintenance, possible installation of bilateral completion systems, etc.) During the joint meeting, the TAML Level 3 completion (mechanical support of lateral junction) was selected for the completion of well No. 3-A of the Yurkhar field.

According to the planned path, the sidetrack would be of 1336 m in length. In order to decrease the possible

касательно многоствольной скважины (эксплуатация, ремонтные работы, возможность установки системы одновременно-раздельной эксплуатации и т.д.). В ходе совместного совещания, был определен уровень заканчивания TAML 3 (механическая изоляция стыка двух стволов) для скважины 3-А Юрхаровского месторождения.

Согласно планируемой траектории, боковой ствол имеет длину 1336 м. С целью снижения возможных рисков в процессе спуска хвостовика и последующей установки системы многоствольного заканчивания, было решено использовать двухсекционный дизайн хвостовика бокового ствола. Первая и самая длинная секция хвостовика должна спускаться отдельно от системы многоствольного заканчивания, на установочном инструменте, позволяющим производить, в случае необходимости, вращение компоновки в процессе спуска. Данная секция хвостовика, в соответствии с проектом заканчивания, должна быть спущена на 12 метров ниже вырезанного в колонне окна и состоять из скважинных фильтров и глухих труб хвостовика.

Вторая секция хвостовика, согласно дизайна заканчивания, представляет собой систему многоствольного заканчивания TAML 3, с секцией короткого хвостовика, для стыковки с первой секцией хвостовика бокового ствола. Успешное и безукоризненное выполнение работы по зарезке бокового ствола является ключевым фактором, который предопределяет общий успех проекта по строительству двуствольной скважины с большим отходом. Были проведены всесторонние исследования и анализ. Для анализа работы компоновки было использовано современное запатентованное инженерное программное обеспечение для симуляции процесса вырезки окна с целью определения следующих параметров:

- Определение геометрии окна в интервале вырезки и начала отхода;
- Оценка размера и формы секции в интервале вырезки, которая формируется в колонне и породе клином-отклонителем;
- Прогнозирование траектории заклонного шурфа;
- Расчет кривизны и эквивалентной

risks during the running of the liner and the subsequent installation of a multi-lateral completion system, it was decided to apply a two-sectional design of lateral liner. The first and the longest section of the liner shall be run separately from the multilateral completion system, by use of installation tool allowing the rotation of assembly during the run, if necessary. According to the completion design, this liner section shall be run 12 meters below the window cut in the string and shall be composed of the well screens and plug-ended liner pipes.

According to the completion design, the second section of liner represents a TAML Level 3 multilateral completion system with a short-liner section to join the first section of the lateral liner. Successful and faultless sidetracking is a key factor that pre-determines the overall success of the project on construction of the bilateral extended-reach well. Comprehensive surveys and analysis were carried out. In order to analyze the operation of the assembly, the real time patented engineering software for the simulation of the window cutting was used to define the following parameters:

- Define the window geometry in the cut and kickoff section
- Estimate the size and shape of the cut section formed by the whipstock
- Forecast the annular trajectory
- Calculate the drift angle and equivalent DSL for the subsequent drilling assemblies running through the kickoff section
- Calculate the drift angle and equivalent DLS for a liner running through the kickoff section
- Estimate the volume and mass of milled metal in

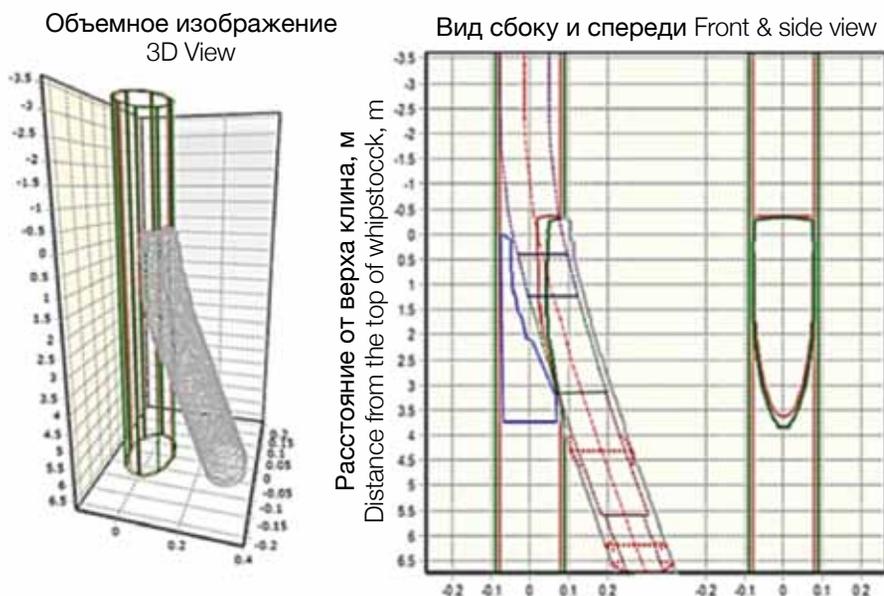


Рисунок 30. Юрхаровское месторождение, скважина № 3-А. Моделирование вырезки окна

Figure 30. Window Cut Modeling, Yurkhar field, well No. 3-A

пространственной интенсивности для следующих бурильных компоновок, проходящих в интервале зарезки бокового ствола;

- Расчет кривизны и эквивалентной пространственной интенсивности для хвостовика, проходящего в интервале зарезки бокового ствола;
- Оценка объема и массы расфрезерованного металла обсадной колонны;
- Анализ сил и нагрузок, действующих на бурильные колонны и сборку хвостовика при их прохождении в интервале окна.

Вышеуказанный анализ процесса вырезки окна и зарезки бокового ствола были проведены с целью того, чтобы понимать как вырезка полноразмерного окна в колонне 178 мм может быть осуществлена при высоких зенитных углах при большом отходе от вертикали - более 6000 м. При этом, необходимо ещё раз подчеркнуть, что вырезка технологического «окна» в 178мм потайной колонне («голова» подвески потайной колонны установлена на глубине 4541м, интервал вырезки «окна» 6054-6059м). Таким образом, осуществлен пропуск клина-отклонителя в комплекте с вырезающей компоновкой фрезов через подвеску потайной колонны и вырезка на рекордной в мировом масштабе глубине. Из-за этих же особенностей конструкции необходимо было подбирать клин-отклонителя с гидравлической активацией якоря и пакера, а также отстыковки, так как для механических якорей необходимо доведение нагрузки для активации, что на глубине 6054 метра (при отходе от вертикали почти 5 километров) с бурильным инструментом 101.6мм по расчётам не возможно.

Другим жестким требованием было обеспечение низких показателей пространственной интенсивности в интервале вырезки окна и отхода для установки системы заканчивания уровня TAML 3 с гарантией того, что герметичность её сочленений не будет нарушена. Моделирование также помогло удостовериться в том, пространственная интенсивность в интервале окна не оказывает негативного воздействия на последующие бурильные компоновки и компоновки заканчивания. Понимание поведения КНБК, используемых при бурении бокового ствола, частности их динамики, было ещё одним важным вопросом и задачей. Предложенная система могла быть сконфигурирована для применения в любых условиях эксплуатации с целью обеспечения возможности быстрого выполнения работ по вырезке окна высокого качества и зарезке бокового ствола. Такая система зарезки позволяет выполнять поставленные задачи в стальных обсадных колоннах. Фрезеры класса Премиум обеспечивают высокое качество работ по зарезке во всех существующих типах обсадных колонн, включая колонны, изготавливаемые из марок стали высоких групп прочности и

the casing string

- Analyze the forces and loads affecting the drillstring and the liner assembly when running through the kickoff section

The above-mentioned analysis of the window cutting and kickoff operations was conducted in order to understand how the full-size window can be milled in a 178 mm string with a high inclination and within over 6000 m of extended reach. Besides, it shall be stressed once again that cutting the window in a 178 mm tie-back string (the top of the tie-back string hanger is installed at a depth of 4541 m, and the window cutting section is between 6054 to 6059 m). 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. Because of the same structural features, it was required to select a whipstock completed with a hydraulically-activated anchor and packer as well as with a detachment, as the mechanical anchor requires a supply of load for activation which is impossible, as per calculations, at a depth of 6054 m (with about 5 kilometers of horizontal displacement) and with use of 101.6 mm drilling tool. Another stringent condition was to provide the low DLS in the window and kickoff section in order to install a TAML 3 Level completion system ensuring the tightness of its junctions. In addition, the modeling ensured that the DLS in the window section has no negative impact on the subsequent drilling and completion assemblies.

Another important issue and challenge was to understand the behavior of BHA during sidetracking, particularly its dynamics.

The suggested system can be configured to operate under any conditions in order to enable high-quality and rapid cutting and sidetracking. Such tracking system enables an execution of tasks in the steel casing strings. Premium class cutters provide a high quality of tracking operations in all the available types of casing strings, including the strings made of high-grade steel and chrome-plated, in any formation, including the most challenging, with a compressive strength up to 275 MPa. The past experience of similar operations performed in the larger diameter strings, coupled with the technical analysis and modeling, facilitated the designing of sidetracking system and the decision-making on the feasibility of a successful program at a depth of over 6000 m with achieving all the goals in one tripping operation. The cutting simulation software proved that a full-size window can be milled under a 77° inclination, at a depth of 6055 to 6059 m (19865-19880 ft) with spudding-in a 5 m hole; that the DLS in the kickoff section will not affect the subsequent drilling and completion strings. The low DLS values in the casing exit section were in compliance with the stringent requirements applied by a TAML 3 Level

хромированные колонны, в любых породах – до очень твердых - с пределом прочности при неограниченном сжатии до 275 Мпа.

Опыт, полученный ранее при проведении подобных работ в колоннах большего диаметра совместно с проведенным техническим анализом и моделированием, помогли спроектировать систему по зарезке бокового ствола и прийти к решению, что успешное выполнение работ осуществимо на глубине по стволу более 6000 м с достижением всех поставленных целей за одну спуско-подъемную операцию. Программное обеспечение для моделирования вырезки окна помогло убедиться в том, что полноразмерное окно может быть вырезано при 77° зенитном угле на глубине 6055-6059 м (19865 - 19880 фут) с забур-кой 5 м шурфа; что пространственная интенсивность в интервале зарезке не будет оказывать влияния на последующие бурильные колонны и колонны заканчивания. Низкие значения пространственной интенсивности в интервале выхода из колонны удовлетворяли жестким требованиям используемой системы заканчивания уровня TAML 3, обеспечивая условия для сохранения герметичности её узлов.

В дополнение к вышесказанному, для снижения рисков в процессе установки системы TAML 3, в производственных условиях Нового Уренгоя, был произведен тест на совместимость системы многоствольного заканчивания скважин с системой вырезки окна. После предоставления заказчиком трубы обсадной колонны, был создан макет технологического окна. Размеры окна были взяты из отчета по моделированию процесса вырезки. Для дополнительной проверки правильности формы окна, было произведено сравнение веса вырезанного металла макета окна, с весом, получившимся в результате произведенных расчетов. Результат – полное совпадение расчетного и фактического весов. Тест на совместимость показал, что система вырезки окна «Trackmaster Plus» полностью совместима с системой многоствольного заканчивания «Rapid Tieback».

Использование телеметрического оборудования, позволило успешно и корректно сориентировать компоновку для вырезки окна на глубине 6051.5 м. Технологическое окно было вырезано за одну спуско-подъемную операцию, в соответствии с дорожной картой на операцию по вырезке окна. После полного подъема компоновки тройного фреза был замерен износ фрезерующих элементов. Замеренный износ получился в диапазоне допустимых значений. После окончания бурения бокового ствола скважины, был произведен успешный спуск первой секции хвостовика, далее проведена операция по извлечению

completion system, therewith ensuring the tightness of its junctions.



Рисунок 31. Бурение бокового ствола
Figure 31. Sidetracking

In addition to the above, the compatibility of multilateral well completion system completed with a window-cutting system was tested in order to reduce the risks during the installation of the TAML 3 system under the production conditions at Novy Urengoy. After the Customer provided the casing pipes, the technological window model was created. The window dimensions were taken from the report on modeling the cutting operations. To validate an accuracy of the window's shape, the weight of model's metal cuttings was compared with the estimated weight. As a result, there was a complete conformity between the estimated and actual weights. The compatibility test confirmed that the TrackmasterPlus window-cutting system is fully compatible with the RapidTie-back multilateral completion system.

The use of MWD equipment enabled a successful and accurate determination of the attitude of the window cut

клина-отклонителя (с задействованием компоновки с телесистемой). Клин-отклонитель был успешно извлечен из скважины за одну спуско-подъемную операцию. Затем были осуществлены работы по спуску и соединению второй секции хвостовика бокового ствола.

Характерной особенностью процесса установки систем многоствольного заканчивания TAML 3 является определение низа технологического окна. Описанная выше операция является ключевой для определения ориентации «бокового модуля» системы многоствольного заканчивания TAML 3 в скважине. В случае некорректной установки «бокового модуля», заказчик не будет иметь возможность доступа в основной ствол скважины.

Важно отметить, что системы заканчивания TAML 3, в данный момент, используемые в отрасли, устанавливаются посредством подвешивания «бокового модуля» на низ технологического окна. Система заканчивания используемая на скважине №3-А имеет в своей конструкции расширяемую подвеску «бокового модуля», тем самым не зависит от формы низа окна. Расширяемая подвеска хвостовика имеет максимально-возможный проходной диаметр среди существующих на рынке систем многоствольного заканчивания TAML 3, а счет отсутствия гидравлических цилиндров на устанавливаемом в скважине оборудовании.

Расширяемая подвеска «бокового модуля» устанавливается в верхней части компоновки системы многоствольного заканчивания, которая подвешивает «боковой модуль» в обсадной колонне, после определения правильной ориентации «бокового модуля» относительно окна. Для определения положения «бокового модуля» относительно технологического окна, на скважине № 3-А использовался гидравлически-активируемый крюк, который позволяет определить корректную ориентацию с помощью разгрузки низ окна (см. Рисунок 33). Для скважин с большим отходом от вертикали, планируемая форма окна, зачастую, отличается от фактически полученной формы после вырезки окна, характеризуемой значительным увеличением длины окна. Применение расширяемой подвески хвостовика и гидравлически-активируемого крюка позволяет не привязываться в процессе установки системы к форме низа окна.

Для работы на скважинах с большим отходом от вертикали, была разработана и успешно применена на скважине № 3-А система многоствольного заканчивания с техническими решениями, учитывающими специфику установки систем TAML 3 и тем самым сочетающую в себе гидравлически-активируемый крюк и расширяемую подвеску хвостовика.

layout at a depth of 6051.5 m. The window was milled in one tripping operation in concordance with the window-cutting flow chart. After the hoisting of the triple cutter assembly, the cutter component wear was assessed. The assessed wear was within the tolerance range. After finishing the sidetracking, the first liner section was successfully run in, and then, the whipstock was extracted (using a MWD assembly). It was successfully extracted from the well by one tripping operation. Then, the running operations were performed with regard to the second lateral liner section.

A distinctive feature of the TAML 3 multilateral completion system is the definition of technological window bottom. The operation described above is a key for the determination of attitude of the «lateral module» of TAML 3 multilateral completion system within the well. In case of the incorrect attitude of «lateral module», the customer will not be able to access the main borehole.

It is important to note that the TAML 3 completion systems used in the industry nowadays should be installed by hanging the «lateral module» to the bottom of technological window. The completion system used at the well No. 3-A includes an expandable «lateral module LINER?» hanger, so it does not depend on a shape of the window bottom. The expandable hanger has the maximum possible drift diameter amongst those that are available in the market of TAML 3 multilateral completion systems, due to the absence of hydraulic cylinders on the equipment to be installed into the well.



Рисунок 32. Расширяемая подвеска системы многоствольного заканчивания

Figure 32. Expandable Hanger of Multilateral Completion System

After the correct determination of attitude of the «lateral module» relative to the window, the expandable «lateral module» hanger shall be installed at the top of the multilateral completion assembly that hangs the «lateral module» in the casing string. To provide the «lateral module» positioning relative to the technological window,



Рисунок 33. Гидравлический крюк
Figure 33. Hydraulic Hook

Выводы

Проведенная оценка инженерных, организационных решений, а также достигнутых результатов доказывает актуальность интегрированного подхода, создания системы бурения, а также тесного взаимодействия между всеми участниками строительства скважины. В совокупности данные факторы являются ключевыми для успешного воплощения технически сложных проектов, таких как скважины с большим отходом от вертикали мирового уровня, успешно пробуренные на Юрхаровском месторождении в Ямальском регионе.

Разработанные по назначению технологии и их комбинации в систему бурения являются экономически обоснованным решением для разработки месторождений с учетом, как региональных особенностей, так и существующих традиционных технологических ограничений. Успешное бурение трёх скважин со сверхдлинным отходом на Юрхаровском месторождении явилось результатом грамотных решений, принятых на основании накопленного опыта инженерами и специалистами ОАО «НОВАТЭК», ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» и ЗАО «Инвестгеосервис» в сочетании с использованием передового оборудования и инструментов для бурения. Комплекс этих факторов позволит так же успешно реализовывать дальнейшие более сложные проекты, минимизируя эксплуатационные риски, снижая затраты непроизводительного времени и повышая безопасность проводимых работ.

Ценный опыт полученный при строительстве скважин с большим отходом от вертикали на Валанжинские отложения Юрхаровского месторождения доказал компетентность и способность вовлеченных в кампанию специалистов перейти к планированию и бурению новых скважин с БОВ на геологические цели вышележащих Сеноманских отложений на Юрхаровском месторождении.

Использование технологий скважин с большим отходом от вертикали будет одной из важнейших и привлекательных характеристик большого количества проектов в Ямальском регионе в силу

a hydraulically-activated hook was used at the well No. 3-A, enabling the correct determination of attitude by discharging the window bottom (see Figure 33). In case of the extended-reach wells, the planned shape of window often differs from the actual shape of window after cutting, being characterized by a significant lengthwise expansion of the window. The use of an expandable liner hanger and hydraulically-activated hook allows the systems to remain connected irrespective of the shape of the window when installing the system.

To operate the ERD wells, a multilateral completion system, which uses the technical solutions specific to the installation of a TAML 3 system and combining a hydraulically-activated hook and an expandable liner hanger, was developed and successfully applied at the well No. 3-A.

Conclusions

The assessment of the engineering and organizational decisions and achievements proves the relevance of a comprehensive approach to the establishment of a drilling system, as well as the close cooperation between all parties during the well's construction. Taken together, they are the key factors in successfully implementing technically complicated projects, such as the world-class ERD wells successfully drilled on the Yurkhar field in the Yamal region.

The selected technologies and their combination into the drilling system is an economically feasible solution for the field's development, taking into consideration both regional particularities and the existing traditional technological constraints.

The successful drilling of three wellbores with an extra-long horizontal reach at the Yurkhar field became a result of wise decisions made on a basis of experience accumulated by the engineers and specialists of NOVATEK OJSC, NOVATEK-YURHAROVNEFTEGAZ LLC and Investgeoservice CJSC coupled with an advanced drilling equipment and tools. These set of factors will enable the successful implementation of subsequent and more complicated projects, thereby minimizing the operational risks, reducing the non-productive time, and increasing operational safety.

The valuable experience gained during construction of ERD wellbores at the Valanzhin deposits of the Yurkhar field proved the competence and ability of the specialists engaged in the company to plan and to drill new ERD wells, to the geological targets at the overlying Cenomanian deposits.

The use of extended-reach wellbore technologies will be one of the most important and attractive features of the

возможности разработки многих морских шельфовых месторождений с суши.

Благодарность

Авторы данной статьи благодарят ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», ОАО «НОВАТЭК» за разрешение на публикацию материала, содержащегося в данном документе. Мы также благодарим персонал всех компаний, работающих на месторождении, за вклад в проведение безопасных и успешных работ по строительству выдающихся скважин.

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.

large number of projects being implemented in the Yamal region as it enables the development of numerous offshore fields from dry land.

Acknowledgments

The authors hereof are thankful to the NOVATEK-YURKHAROVNEFTEGAZ LLC and NOVATEK OJSC for their permission of publishing the materials contained herein. We also appreciate the personnel of all companies engaged at the field, for their contribution to the safe and successful construction of these outstanding wells.

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; Vyalov 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.