

# Новосибирский НТЦ: Интегрированное техническое и технологическое сопровождение с применением геофизических и геомеханических исследований в процессе бурения в Нижневартовском районе

## NNTC Research & Development Center: Integrated LWD, Mud Logging and Geomechanical Surveys While Drilling in the Nizhnevartovsk District

Каюров Н.К.<sup>1,5</sup>, Донцов Э.Н.<sup>2</sup>, Людиновец А.М.<sup>2</sup>, Гадиулин А.Э.<sup>3</sup>, Прохoshин А.С.<sup>4</sup>, Еремин В.Н.<sup>1</sup>, Коробейников А.Ю.<sup>6</sup>, Ульянов В.Н.<sup>5</sup>  
ООО НППГА «Луч»,  
ПАО «Варьеганнефтегаз»  
ООО «Центр Экспертной Поддержки и Технического Развития»  
ООО «Томский нефтяной научный центр»  
ООО «Новосибирский Научно-Технический Центр»,  
ООО «Орион Консалтинг и Сервисес Лимитед»

N. Kayurov<sup>1,5</sup>, E. Dontsov<sup>2</sup>, A. Lyudinovets, A<sup>2</sup>. Gadiulin<sup>3</sup>, A. Prokhoshin<sup>4</sup>,  
V. Eremin<sup>1</sup>, A. Korobeynikov<sup>6</sup>, V. Ulyanov<sup>5</sup>  
SPE «Looch»  
Varieganneftegaz  
Expert Support and Technical Development Center  
TNNC Tumen Oil Scientific Center  
NNTC Research & Development Center  
Orion Consulting and Services Ltd

**В** данной работе описан современный интегрированный подход к организации процесса бурения для целей оптимизации и уменьшения сроков строительства скважин и показывает успешность тесного сопряжения структур, отвечающих как за проектные, так и за технологические аспекты строительства скважин. Представленный опыт является уникальным для отечественных компаний и выполнен с привлечением преимущественно собственных технических и методических разработок.

### Введение

Современные, постоянно ухудшающиеся, условия бурения требуют более глубокого и всестороннего технологического подхода к процессу планирования и собственно строительства скважин. Разработанные на сегодняшний день технологические решения позволяют решать широкий спектр задач для уменьшения рисков, и, как следствие, уменьшения времени бурения и заканчивания скважин. Но зачастую эти решения жестко сегментированы и не

**T**his article presents the study of an integrated approach to drilling process management with the aim to optimize and reduce well construction time. It demonstrates successful integration of well construction design and technology aspects. The described experience is unique for Russian companies and based mostly on Russian techniques.

### Introduction

Nowadays more wells require a deeper and more comprehensive technological approach to planning and construction of the wells. Today's design concepts make it possible to solve a wide range of tasks to mitigate risks and to eventually reduce the time for well drilling and completion. However, such solutions are often strictly restrained to segments and not coordinated on both the operation level and decision making level. To handle such inconsistency, an integrated approach to drilling support was applied with the following envisaged:

- Pre-engineering geomechanical and technological

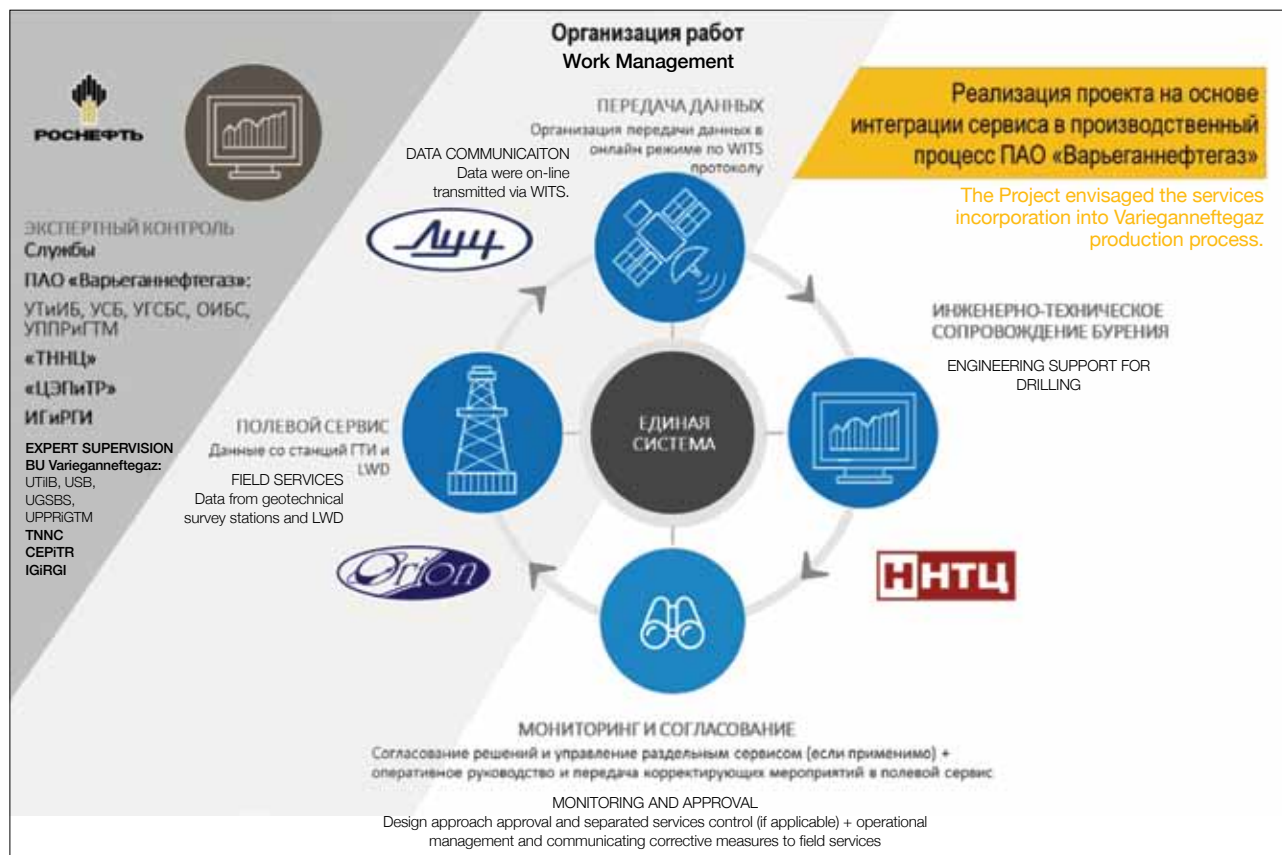


Рис. 1. Схема организации интегрированного сопровождения  
Fig. 1. Integrated Support Organization Chart

взаимодействуют друг с другом как на операционном уровне, так и на уровне принятия решений.

Для устранения проблемы разрозненности решений был применен интегрированный подход к сопровождению бурения, который включал в себя:

- Проведение предпроектного геомеханического и технологического моделирования с целью подбора и оптимизации параметров бурения скважины;
- Техническое и технологическое сопровождение наклонно-направленного бурения
- Каротаж в процессе бурения;
- Геологическое сопровождение;
- Геомеханическое сопровождение;
- Обновление моделей механических свойств и устойчивости пород по полученным данным и настройка на последующее бурения.

Работы были организованы в рамках единой системы со всесторонней технической поддержкой служб ПАО «Варьеганнефтегаз» и проектных институтов НК «Роснефть» - «ТННЦ», «ЦЭПИТР» и «ИГиРГИ».

### Наклонно-направленное бурение и каротаж в процессе бурения

В процессе бурения был использован современный отечественный LWD-комплекс ЛУЧ-М-2014,

modelling in order to select and optimize the drilling parameters;

- Engineering and technological support for DD;
- LWD;
- Geosteering and Petrophysics survey
- Mud logging;
- Stress-strain properties and wellbore stability models adjustment based on acquired logging data and implemented for subsequent drilling operations.

The project was performed within a unified system and supported by RN-Varieganneftegaz and the Rosneft design institutes TNNC, CEPITR, IGIRGI.

### DD and LWD

The applied LWD tools included the Russian LWD complex LOOCH-M-2014 designed to obtain a complete set of drilling parameters and to provide quick and accurate conclusions in order to evaluate the reservoir's poro-perm properties and lithological differentiation. The following survey and logging methods were used:

- Gamma-Ray (GR);
- High-Frequency Induction Logging – VIKIZ Analogue (HF IL);
- Compensated neutron-neutron logging (CNNL);
- Gamma-gamma density logging (GGDL);
- Directional survey.

позволяющий получить полный комплекс каротажных данных с выдачей оперативных и окончательных заключений для оценки емкостных и фильтрационных свойств пласта и литологического расчленения. В применяемом комплексе были использованы следующие методы исследований и замеров:

- Интегральный гамма каротаж (ГК);
- Высоочастотный электромагнитный каротаж – ВИКИЗ в процессе бурения (ВИКПБ);
- Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННКт);
- Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКП);
- Инклинометрия.

Также в зависимости от решаемых задач в комплекс могут быть включены такие модули как боковой каротаж (БК), измерение затрубного давления, акустический каротаж и другие геофизические методы исследования. В LWD-комплексе ЛУЧ-М-2014 реализована регистрация ряда технологических параметров, таких как: расход промывочной жидкости, внутритрубное давление, поперечные и продольные вибрации.

Также комплекс всесторонне модернизируется как в отношении внутренней структуры, так и дополнения новыми методами измерения геофизических свойств. Так уже проходит процесс внедрения регистрации

Depending on the tasks, the complex modules are available for lateral logging (LL), annulus pressure logging, acoustic logging, and other geophysical logging techniques. LOOCH-M-2014 complex logs the following process parameters: circulation rate, pipe pressure, lateral and longitudinal vibrations.

The complex is subject to continuous modifications in the design and in view of recent geophysics measuring techniques. For example, registration of the azimuth density and micro lateral logging (producing images) data is integrated. It will enable the collection of important data on the structural behaviour of the formation in the wellbore, which is a high priority for geonavigation. With density and/or resistivity contrasts available, it will be possible to evaluate more accurately the local structural angles, localize well position in the log, and detail and adjust the 2D model. Images are also used to determine the structural elements and the fracture orientation, which is very important for carbonate logs sections. An acoustic profile logging module will be soon introduced to log the well bore profile. Thus it will be possible to consider the LWD qualitative technological peculiarities and to set up a liner packer running position. The plan also includes step-by-step design and integration of acoustic logging, drill-bit and gamma-gamma litho-density logging.

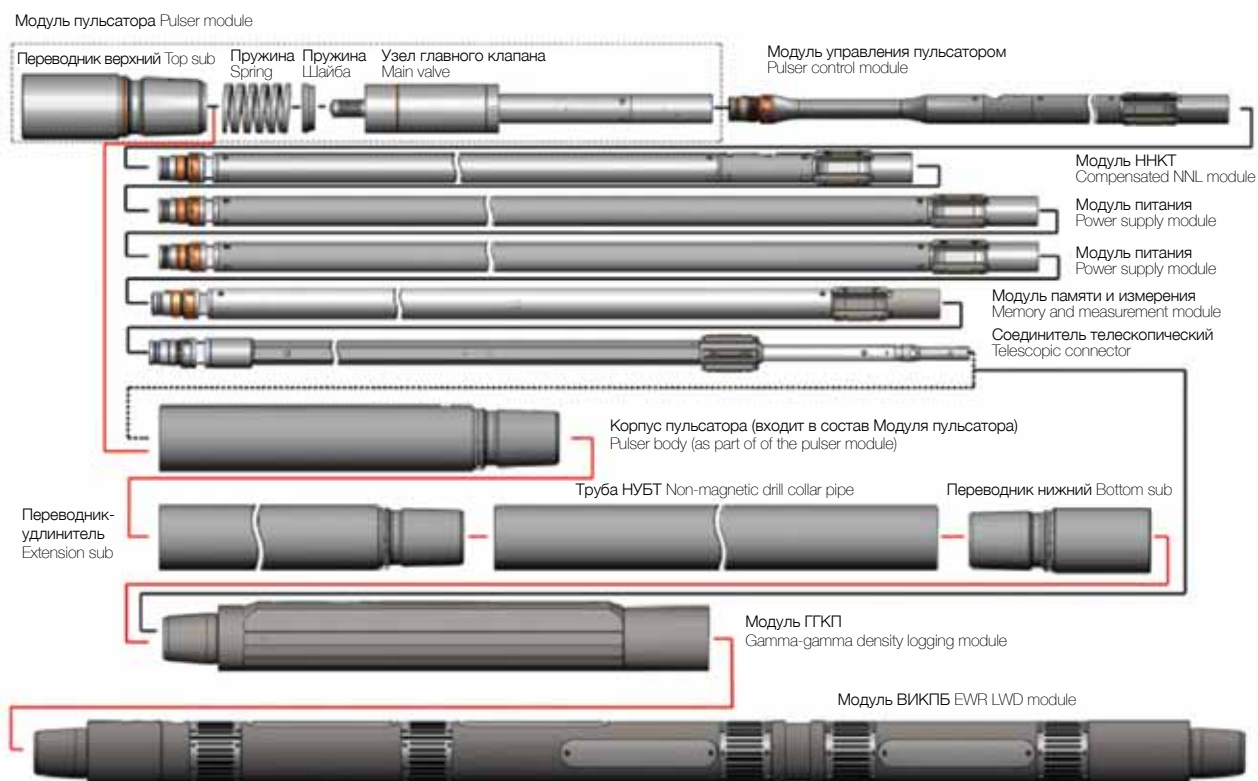


Рис. 2. Принципиальная схема LWD комплекса ЛУЧ-М-2014  
Fig. 2. LOOCH-M-2014 LWD Complex



азимутальной привязки данных плотностного и микробокового каротажа (формирование «имиджей»). Это позволит получать важную информацию о структурном поведении пластов в разрезе скважины, что наиболее актуально для целей геонавигации. При наличии контрастов плотностей и/или сопротивлений появится возможность более точно оценить локальные структурные углы в точках и уточнить положение скважины в разрезе, детализируется и корректируется двумерная модель. Имиджи, в том числе, используются для определения структурных элементов разрывных нарушений и ориентации трещиноватости, что особенно актуально для карбонатных разрезов. Также планируется в ближайшее время внедрить модуль акустической профилометрии для получения профиля стенки скважины. Это позволит качественно учитывать технологические особенности при проведении каротажа в процессе бурения, а также производить настройку для положения пакеров при спуске хвостовиков. Также планируется постепенная разработка и внедрение модулей акустического каротажа, наддольного модуля и модуля ГГЛП.

При бурении интервала под эксплуатационную колонку и пилотного ствола наклонно-направленных скважин (долото Ø220,7 мм) был использован LWD комплекс ЛУЧ-МК-2014 типоразмера 172 мм и для горизонтальных участков (долото Ø155.6 мм) – типоразмер 121 мм.

LWD-комплекс оснащен гидравлическим каналом связи, скоростные характеристики которого и система кодировки позволяет получать стабильный и качественный сигнал полного набора методов геофизических исследований в режиме «реального времени» при бурении с механической скоростью 40 – 60 м/ч, что подтверждается при сравнении данных, полученных из памяти прибора и комплекса окончательного каротажа на бурильных трубах.

Каждый интервал скважин, в котором был проведен комплекс каротажа в процессе бурения, был дополнительно исследован каротажом на кабеле и инструменте с применением аналогичных методов. При сравнении была обнаружена высокая степень сходимости по всем методам, а отличия не превышали погрешности измерения или обусловлены влиянием геолого-технологических условий из-за разного времени проведения измерений.

### Геологическое сопровождение

Представленный комплекс каротажа в процессе бурения позволяет решать задачи петрофизической оценки свойств пластов и насыщающего флюида не только после завершения бурения интервала

LWD LOOCH-MK-2014 complex Size 172mm was used while drilling the production string interval of pilot directional well (bit Ø 220.7mm), and Size 121mm for horizontal sections (bit Ø 155.6mm). The LWD tool is fitted with a hydraulic communication channel. Its speed and a decoding system gives a stable good on-line signal during geophysical logging whilst drilling at a rate of 40 to 60 m/h. This is confirmed by comparing tool memory data with final pipe-conveyed logging result.

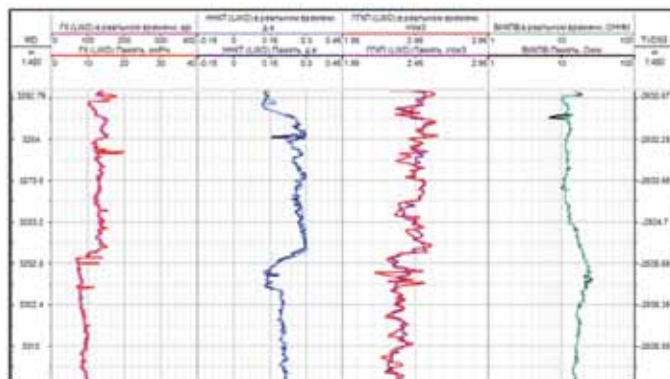


Рис. 3. Сравнение данных каротажа LWD, полученных в процессе бурения и из памяти прибора

Fig. 3. LWD Data vs. Memorized Data

In addition, each logged well interval was subject to wireline or pipe-conveyed logging with the same techniques applied.

The comparison shows a high level of repeatability for all techniques, while the variances do not exceed measurement errors or these are caused by geological and technological conditions due to different time of logging.

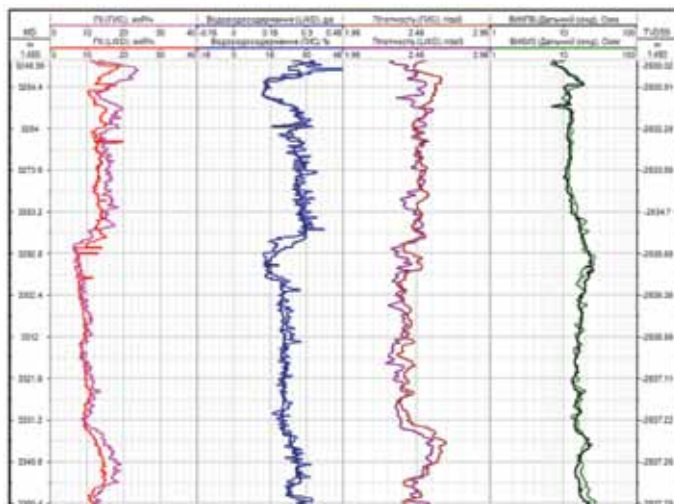


Рис. 4. Данные каротажа из памяти LWD-комплекса в сравнении с данными окончательного каротажа на бурильном инструменте

Fig. 4. LWD Complex Memory Data vs. Final Drilltool Logging Data

### Geological Survey

The LWD tool makes it possible to perform a petrophysical evaluation of the reservoir and saturated fluid properties

скважины, но и в процессе бурения в режиме реального времени.

Целевым горизонтом разрабатываемого месторождения являются пласты ЮВ1 васюганской свиты, представленные песчаниками от светло-серых до бурых, мелко-среднезернистых, среди песчаников отмечаются прослои алевролитов и аргиллитов. Песчаники являются нефтеносными и характеризуются латеральной и вертикальной неоднородностью, что осложняет процесс проводки горизонтальных стволов.

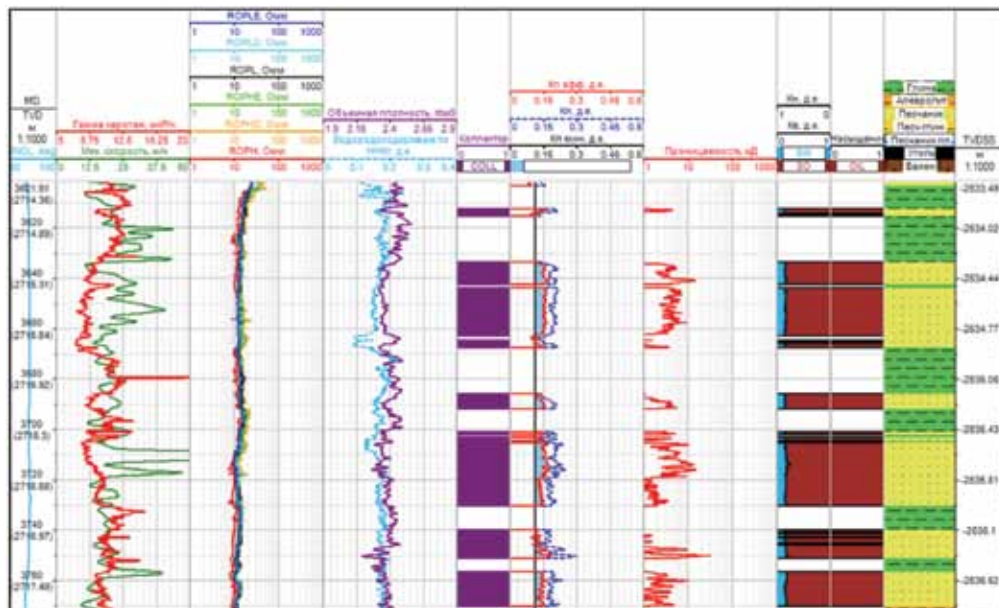


Рис. 5. Окончательная интерпретация данных каротажа в процессе бурения с определением ФЕС и насыщения

Fig. 5. Final Interpretation of LWD Data and Determination of Poro-Perm and Saturation

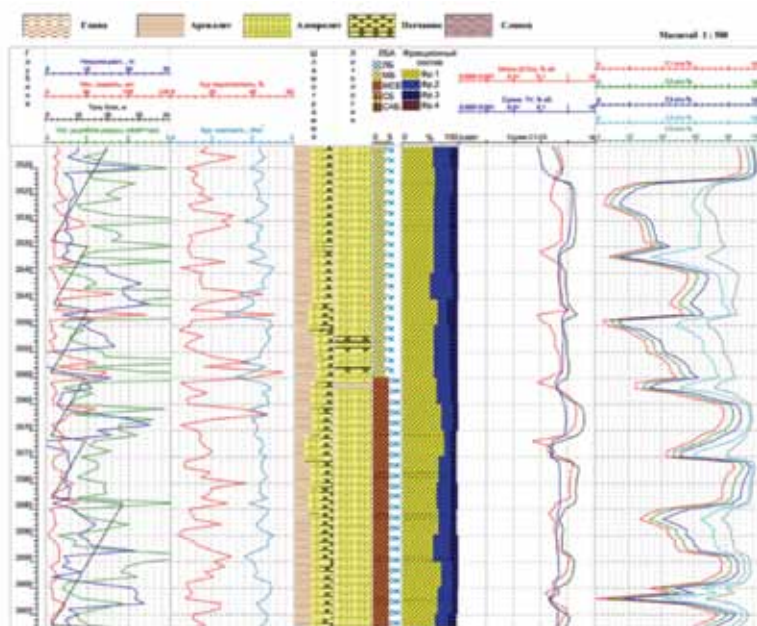


Рис. 6. Планшет с данными исследований шлама и интерпретацией технологических параметров

Fig. 6. Masterlog with Cuttings Survey and Surface Logging Interpretation

В процессе интерпретации данных ГИС при бурении наклонно-направленных скважин и пилотных стволов были выделены нефтенасыщенные пропластки, эффективной мощностью до 4 м, пористостью 12-18%, проницаемостью до 10-20 мД и нефтенасыщенностью 51-66%.

Также был использован расширенный анализ данных технологических параметров и шламового материала. Применение методик энергокаротажа позволяло получать псевдопетрофизические параметры (буровая

not only after drilling but also while drilling on realtime basis.

The target horizon at the field under development are YuV1 reservoir in Vasyugan Suite composed of light-gray to brown, fine-grained sandstones; sandstones interbedded with siltstone and claystone layers. The sandstones are oil-bearing and characterized by lateral and vertical heterogeneity that makes horizontal tracking difficult. Based on logging data interpretation while drilling directional and pilot wells, oil-saturated interlayers were singled out: effective thickness up to 4m, porosity 12 to 18%, permeability 10 to 20 mD and oil saturation 51 to 66%.



Enhanced analysis of the drilling parameters and cuttings was also performed. Power logging techniques enabled acquiring pseudo-petrophysical parameters (drilling porosity and density) that reflected characteristics of rock interacting with a bit. In addition to widely used methods, the enhanced study of cuttings included measurements of density, carbonate content and fractional analysis.

With described techniques and LWD data interpretation, UGSBS engineers timely optimized the trajectory and



пористость и плотность), отражающие свойства горных пород в процессе их взаимодействия с долотом. Расширенные исследования шлама, помимо широко используемых методик, включали в себя измерения плотности, карбонатометрию и фракционный анализ.

Описанный комплекс методик в совокупности с интерпретацией данных LWD в процессе бурения, позволял специалистам службы УГСБС своевременно оптимизировать траекторию и проводить скважину в нефтенасыщенных породах, которые обладают улучшенными коллекторскими свойствами.

### Геомеханическое сопровождение в процессе бурения

Для целей уменьшения рисков в процессе бурения производилось одномерное геомеханическое сопровождение, которое включало в себя: анализ априорной информации и построение предбуровой геомеханической модели и модели устойчивости ствола, построение модели устойчивости в процессе бурения по данным LWD и технологических исследований, построение постбуровой геомеханической модели по данным каротажа из памяти.

Основные интервалы с осложнениями были приурочены к неустойчивым аргиллитам низа мегийонской и георгиевской свит. В процессе моделирования и последовательной калибровки модели были подобраны плотности бурового раствора. При бурении интервала под эксплуатационную колонну и пилотного ствола был рекомендован буровой раствор плотностью 1,20-1,23 г/см<sup>3</sup>, при подходе к неустойчивым горизонтам аргиллитов увеличение до 1,25. В горизонтальном участке было рекомендовано применение бурового раствора плотностью 1,09-1,12 г/см<sup>3</sup>.

Также был проведен анализ траектории на предмет стабильности ствола скважины. Было обнаружено, что проект бурения предполагал расположение горизонтальных скважин близко

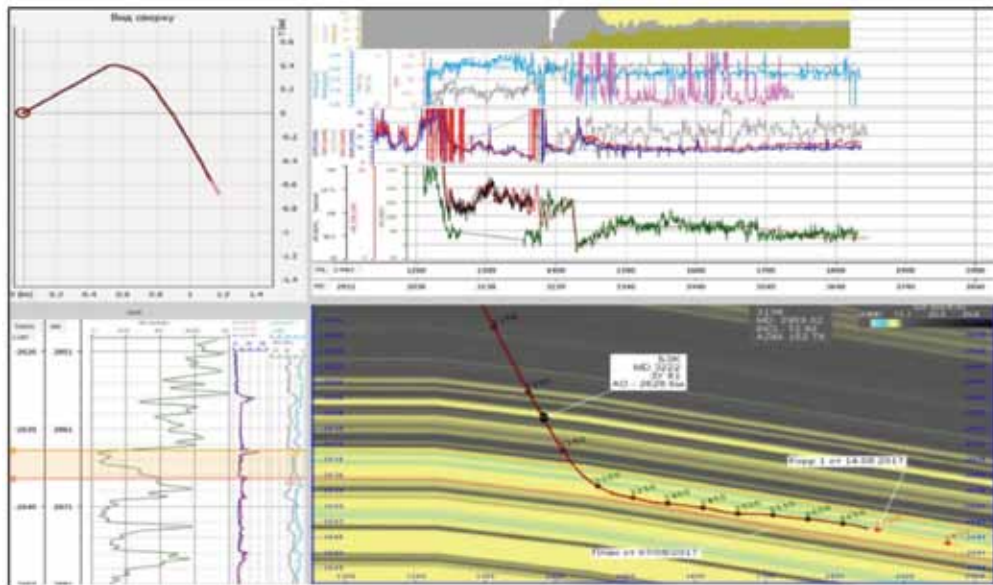


Рис. 7. Пример геологического сопровождения с оптимизированной траекторией  
Fig. 7. Example of Geo Survey with Optimized Trajectory

track the well in oil-saturated rock that has better reservoir features.

### Geomechanical Survey while Drilling

To reduce risks while drilling, a 1D geomechanical survey was performed including: Analysis of a priori information and pre-drilling geomechanical and a wellbore stability models, adjustment of models while drilling basing on the LWD data and technological studies, post-drilling geomechanical model basing on the logging memory data.

The main complicated intervals occurred in unstable shales in the bottom part of Megion and Georg Suites. Modeling and successive model calibration resulted in proper mud density determination.

While drilling the production interval and pilot well, the recommended mud density was 1,20 to 1.23 g/cm<sup>3</sup> which increase to 1.25 when approaching the unstable shale horizons. For the horizontal section, the recommended mud density was 1.09 to 1.12 g/cm<sup>3</sup>.

In addition, the trajectory was studied to determine the wellbore stability. It was discovered that the drilling program expected the horizontal well location to be close to the maximum fracturing stress that affects both rock stability in the borehole environment and the hydraulic fracture propagation. Unfortunately, the considerable drilling azimuth deviation requires more time for and deeper elaboration of design. However, the trajectories were optimized as much as possible to minimize well construction risks.

Priori stability models were based on the projected well trajectories and further improved by adjustments of

## Параметры бурения Drilling Parameters

№ рейса / Trip No.	11
Тип долота / Bit type	БИТ 155.6 (ВТ)
Глубина скважины / MD	м 3820
Вертикальная глубина / TVD	м 2725.5
Зенитный угол / Inclination	град deg 89.39
Азимут / Azimuth	град deg 159
Нагрузка на долото / Weight on bit (WOB)	т 3-10
Обороты ВСП / Top drive speed	Об/мин rpm 20-40
Кол-во рабочих буровых насосов / Mud Motorsbeing Rup	2
Виты буровых насосов / Pump liners	мм 140/165
Давление / Pressure	Атм. 150-178
Расход пром. жидкости / Mud usage	л/сек l/s 14
Процесс Process	СПО rd tp operations

## Параметры бурового раствора Mud Parameters

Пл-ть Density	Вязк Viscosity	ДНС DS	СНС SS	ВО WL	Тв фаза sand	PH	ВЗ ST
г/см3	сек	дПа/сПа	дПа/сПа	мл/30 сек	%		чмн/л/мин
1.08	45-55	20-30	6-10/10-18	≤ 5	≤ 0.5	8.5-11	Проект/Design
1.10	45	24	6/12	4.6	0.2	10	6.00
1.10	45	21	6/14	4.8	0.2	9.5	23.00

## Расчетные данные Design data

Глубина по стволу Measured length	Глубина по вертикали LWD	Зенитный угол Inclination	Плотность бурового раствора Mud density	ЭЦП ECD	Градиент обрешения Collater gradient	Градиент поглощения Lost circulation gradient
м	м	град/deg	г/см3 / g/cm3	град/deg	град/deg	град/deg
2901.2	2635.47	64.65	1.219	1.297	1.2	1.475
3199.6	2705.9	80.83	1.257	1.335	1.28	1.57
3517.2	2721.8	89.89	1.096	1.239	0.98	1.42
3725.8	3724.1	89.33	1.082	1.233	0.99	1.42
3798.6	2725.2	89.31	1.092	1.246	0.99	1.43

## Комментарий:

Интервалы потенциальных обрушений: 1000.1-1176.5 м, 1227.1-1232 м, 1253.6-1292.1 м, 1303.1-1508.7 м, 1652.7-1703.5, 1762.7-1822 м, 2101.3-2110.1 м, 2238.9-2415.2 м, 2673-2677 м, 2770-2774 м, 2805-2921 м, 2945-2970 м, 3070-3099 м, 3121-3145 м, 3176-3222 м, 3267-3800 м.

## Рекомендации:

При проработке контролировать эквивалентную циркуляционную плотность (ЭЦП) при бурении (давление нагнетания и расход) и спуско-подъемных операциях (во избежание эффекта свабирования или поршневания ограничить скорость СПО до 0.2-0.3 м/с в интервалах осложнений и до 0.4 во всем стволе). При повышении газопоказания подготовить ВУС. Проверить состав фракций колыматанта. Контроль долива.

## Comment:

Collapsible intervals: 1000.1-1176.5 m, 1227.1-1232 m, 1253.6-1292.1 m, 1303.1-1508.7 m, 1652.7-1703.5, 1762.7-1822 m, 2101.3-2110.1 m, 2238.9-2415.2 m, 2673-2677 m, 2770-2774 m, 2805-2921 m, 2945-2970 m, 3070-3099 m, 3121-3145 m, 3176-3222 m, 3267-3800 m.

## Recommendations:

In the design work, the control equivalent circulating density (ECD) while drilling (injection pressure and flowrate) and round trip operations (to avoid swabbing, reduce rd tr operations to 0.2-0.3 m/s in complicated intervals and to 0.4 m/s through the wellbore). Prepare coal-water slurry in case of exceeded gas shows. Check LCM fraction composition. Monitor makeup.

## Стереораграммы / Stereograms

3789m

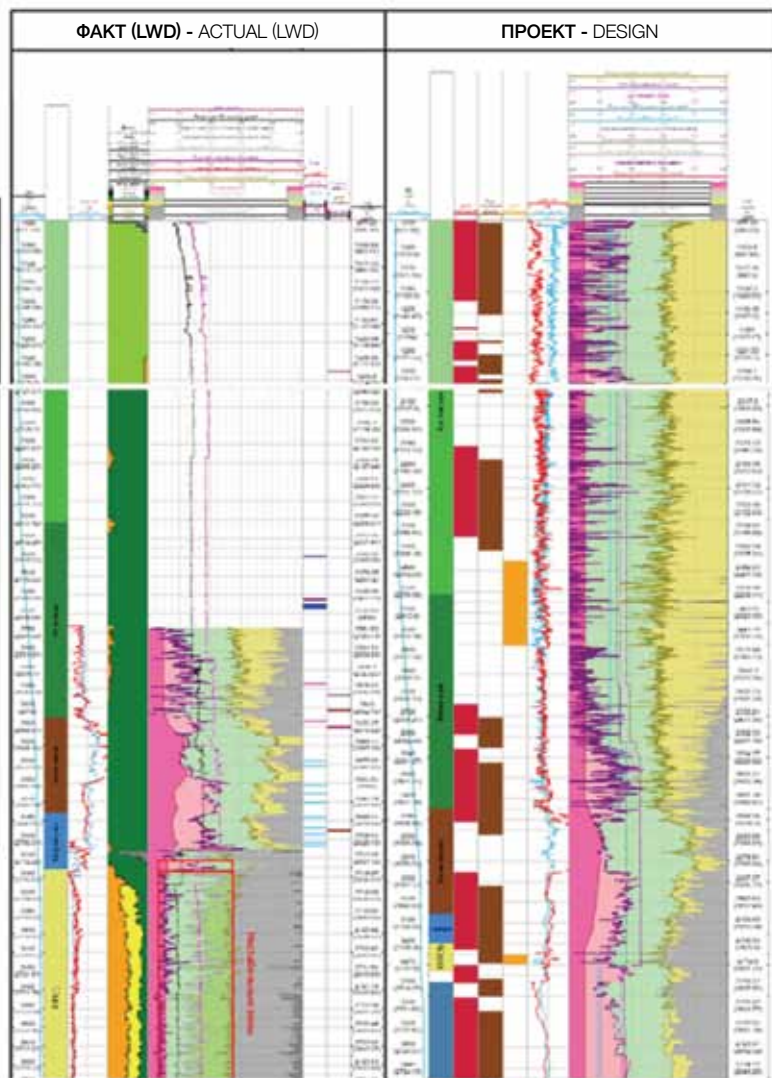
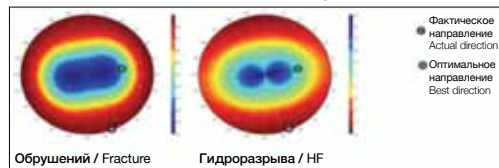


Рис. 8. Пример геомеханического сопровождения бурения горизонтальной скважины в процессе бурения

Fig. 8. Example of Geomechanical Survey while Drilling for Horizontal Drilling

к максимальному горизонтальному стрессу, что отрицательно сказывается как на устойчивости пород околоскважинного пространства, так и на распространение трещин ГРП. К сожалению, значительное изменение азимута бурения требует больше времени и более глубокой проработки проекта. Тем не менее, траектории были максимально оптимизированы с целью снижения рисков в процессе строительства скважин.

Априорные модели устойчивости были построены по проектным траекториям скважин и сопровождалась в процессе и корректировались совместно с уточнением геологической обстановки, геомеханических свойств и изменения траектории.

Построенные геомеханические модели согласуются с фактическими данными, и проведенные процедуры на этом этапе позволили уменьшить осложнения

geological environment, geomechanics and trajectory changes.

The geomechanical models correspond to the actual data; the procedures performed at this stage reduced problems while drilling and trip operations by 30%.

## Technological Survey while Drilling

The technological survey included a priori calculations of penetration rate, weights, torque and loads during well construction and technological survey with state-of-art process controls used on the rig site and in the LWD system. The most operating problems related to the Frolov and Georg Suite intervals. In the intervals, high vertical heterogeneity of the mechanical properties (demonstrated by geomechanical model) altered the rock's contrast mechanics, including strength. This resulted in high transverse vibrations while drilling (up to 30G vs. 10 maximum allowable), even damaged BHA, high wear and tear of bits and centralizers.

при бурении и спуско-подъемных операциях на 30%.

### Технологическое сопровождение бурения

Технологическое сопровождение включало в себя как априорные расчеты механической скорости, весов, моментов и нагрузок, возникающих при строительстве скважин, так и технологическое сопровождение при помощи современного оборудования технологического контроля на буровой и в системе LWD.

Наибольшее количество технологических осложнений было связано с интервалами фроловской и георгиевской свит. Из-за высокой вертикальной неоднородности механических свойств (что было показано при геомеханическом моделировании) для данных интервалов было свойственно переслаивание пород с контрастными механическими свойствами, отвечающими в том числе и за жесткость. Это приводило к возникновению высоких поперечных вибраций при бурении (до 30G, при максимально допустимых 10), вплоть до выхода элементов КНБК из строя, повышенной отработке долот и центрирующих элементов. Получение данных о вибрациях с телесистемы и наблюдение за данными на поверхности позволило подобрать технологические параметры (нагрузку на долото и обороты инструмента), снизившие возникающие вибрации в 5-10 раз.

Также в кровле георгиевской свиты был предсказан интервал резкого падения механической скорости, что связано с высокими прочностными свойствами. Наличие этого интервала подтвердилось в процессе бурения.

### Выводы

Проведенный анализ инженерных и организационных решений, а также достигнутых результатов доказывает актуальность интегрированного подхода, создания полноценной системы, а также всестороннего и тесного взаимодействия между всеми участниками процесса бурения.

Данные работы позволили сделать следующие

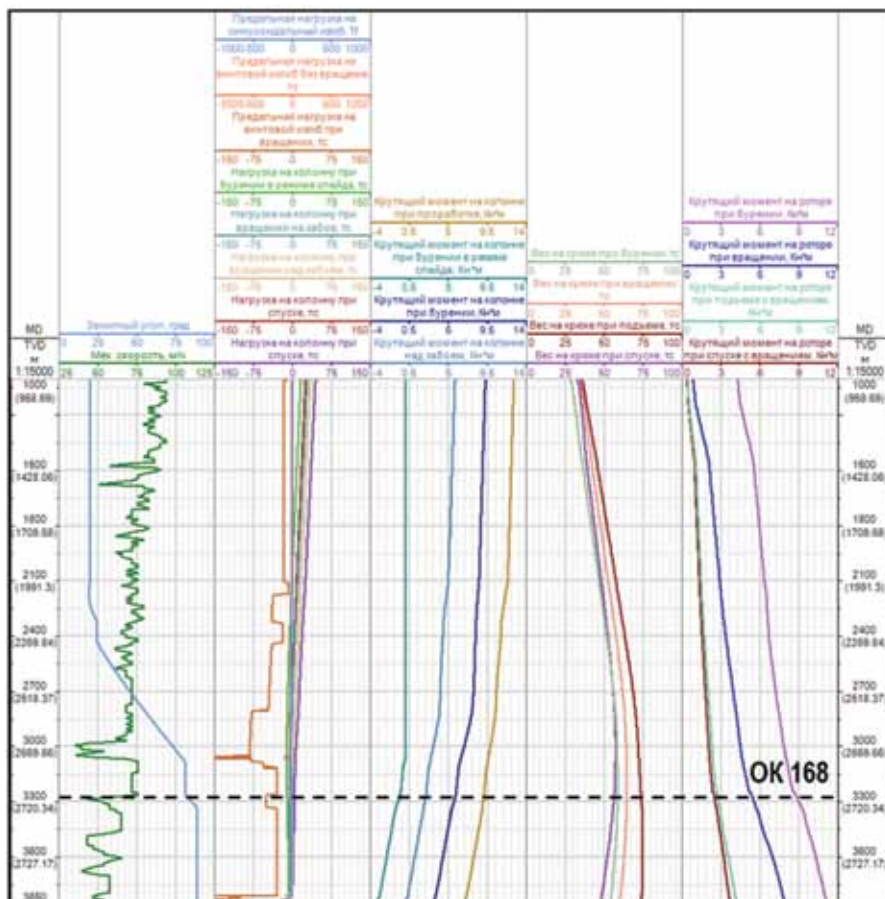


Рис. 9. Карта механической скорости, весов и моментов при бурении горизонтальной скважины

Fig. 9. Diagram of Drilling Rate, Weights and Moments for Horizontal Drilling

Vibration data from downhole tools and surface data monitoring allowed to establish drilling parameters (WOD, tool rpm) which would reduce the vibrations by 5 to 10 times.

Also, it was possible to identify an interval in the top of Georg Suite where drop in ROP was expected due to the high strength properties. The interval existence was confirmed while drilling.

### Conclusions

The performed analysis of engineering and organizational solutions and achieved results demonstrate how important it is to apply integrated approach, create full-scale system and provide comprehensive and close interface between all disciplines.

These works led to the following conclusions:

- LOOCH-M-2014 LWD system supply open hole logging data while drilling for geological, petrophysical and other interpretations, also used for conclusions and reserve calculation;
- Geological and technological survey according to all standards will help timely anticipate or eliminate drilling problems;



# ВЫВОДЫ:

- Телесистема ЛУЧ-М-2014 с комплексом LWD позволяет решать задачи по геофизическому исследованию открытого ствола скважины в процессе бурения для геологической, петрофизической и других интерпретаций, а также выдачи заключений и подсчета запасов;
- Проведение комплекса геолого-технологического сопровождения, соответствующего всем стандартам, позволит своевременно упреждать или ликвидировать осложнения.
- Комплекс геомеханического моделирования, при обеспечении достаточным комплексом исследований, позволит подобрать оптимальные режимы, направления и свойства буровых растворов для более успешного бурения скважин.

Данные факторы, в совокупности с работоспособной системой, позволяют добиваться значительного сокращения сроков строительства скважин. Уже на данном этапе было достигнуто уменьшение сроков строительства одной скважины на:

- 1,6 суток относительно проектных расчетов;
- 5,3 суток относительно стандартного подхода с проведением ГИС в открытом стволе.

При отработке технологии и постановке ее на постоянной основе, планируемая экономия сроков строительства достигнет 3,8 и 7,4 суток, соответственно.

## Литература

1. Аппаратура и интерпретационная база электромагнитного каротажа в процессе бурения / К.Н. Каюров, В.Н. Еремин, М.И. Эпов, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 49–55.
2. Аппаратурно-методическое обеспечение электромагнитного каротажа в процессе бурения /

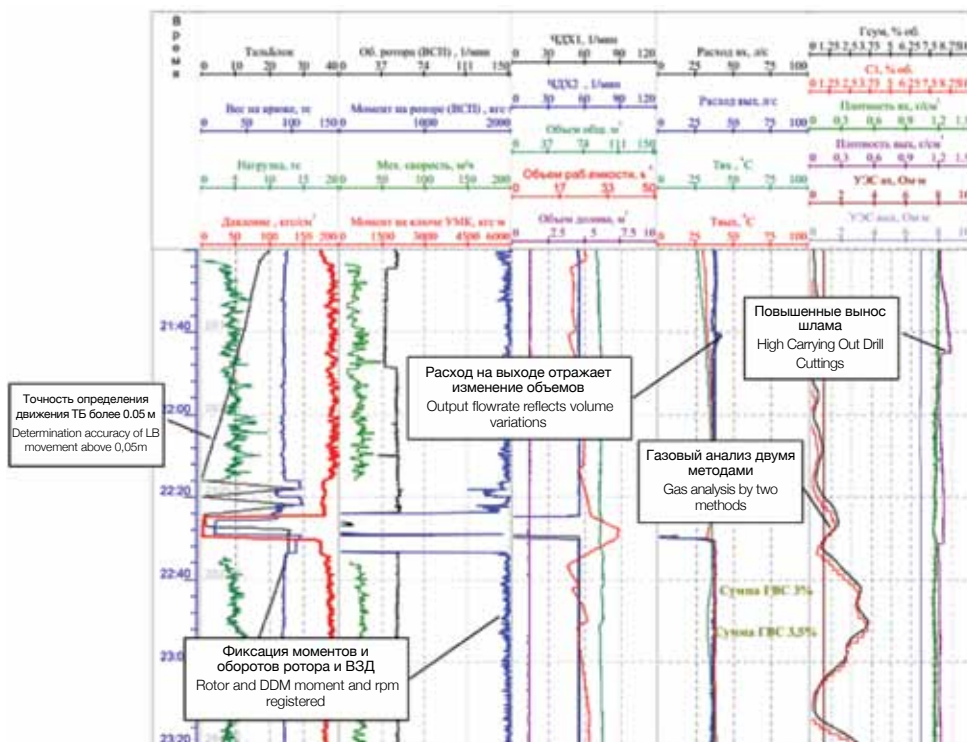


Рис. 10. Планшет технологического сопровождения процесса бурения  
Fig. 10. While Drilling Technological Survey Panel

- Geomechanical modeling in case of sufficient set of drilling data will facilitate determination of optimal drilling parameters, trajectory and mud properties for successful drilling.

Such factors coupled with the efficient system will considerably reduce well construction time. At this stage, single well construction period has been already reduced by:

- 1.6 days vs. the estimation;
- 5.3 days vs. standard approach with logging in open hole

With the technology elaborated and permanently applied, the planned construction days saving will be 3.8 and 7.4 days respectively.

## References

1. Resistivity LWD Tools and Interpretation / K. Kayurov, V. Eremin, M. Epov, V. Glinskikh, K. Sukhorukova, M. Nikitenko // Petroleum Industry. – 2014. – No. 12. – P. 49–55.
2. Resistivity LWD Tools and Techniques / V. Eremin, Yu. Volkanin, A. Tarasov // Karotazhnik – 2013. – No. 4. – P. 62–69.
3. E. Lukianov Petrophysical Drilling Simulation as Basis of Geo Survey Data Interpretation. - Novosibirsk: Istoricheskoe Nasledie Sibiri Publishing House, 2015. - p. 312.
4. Synopsis of Petrophysical Functions in 1D Geological-Geomechanical Simulation for Wellbore Stability while

В.Н. Еремин, Ю.М. Волканин,  
А.В. Тарасов // Каротажник. –  
2013. – № 4. – С. 62-69.

### 3. Лукьянов Э.Е.

Петрофизическая модель  
процесса бурения – основа  
интерпретации данных ГТИ. –  
Новосибирская: Издательский  
Дом «Историческое наследие  
Сибири», 2015. – 312 с.

4. Обзор петрофизических  
зависимостей для построения  
одномерных геолого-  
геомеханических моделей  
в задачах устойчивости  
ствола скважины при бурении  
/ К.В. Торопещкий, В.Н.  
Ульянов, Г.А. Борисов, Р.З.  
Курмангалиев, Н.К. Каюров,  
В.С. Аржанцев // Автоматизация,  
телемеханизация и связь в  
нефтяной промышленности. –  
М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. –  
№ 12. – С. 31-44.

5. Построение 1D физико-  
механических моделей и решение задач  
устойчивости ствола скважины и прискважинной  
зоны / К.В. Торопещкий, Н.К. Каюров, А.Н.  
Черемисин, М.А. Лушев, М.И. Самойлов,  
В.Н. Ульянов, Г.А. Борисов // Автоматизация,  
телемеханизация и связь в нефтяной  
промышленности. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. –  
№ 11. – С. 29-41.

6. Расширение методических возможностей ГТИ /  
Э.Е. Лукьянов // Каротажник. – 2008. – № 5. – С.  
42-59.

7. Технология сопровождения строительства  
скважин / К.В. Торопещкий, Н.К. Каюров, В.Н.  
Еремин, Э.Е. Лукьянов, В.Н. Ульянов, Г.В. Шевцов //  
Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной  
промышленности. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №  
12. – С. 4-15.

8. Penetration rate performance of bits / Warren T.M. //  
SPE Drilling Engineering. – 1987. – № 2. – Pp. 9-18. –  
doi:10.2118/13259-PA.

9. Theory and applications of a new generalized  
model for torque and drag / Aadnoy B.S., Djurhuus  
J. // Society of Petroleum Engineers. – 2008. –  
doi:10.2118/114684-MS.

ГРАФИК ДЕНЬ/ГЛУБИНА - DAY/LENGTH SCHEDULE

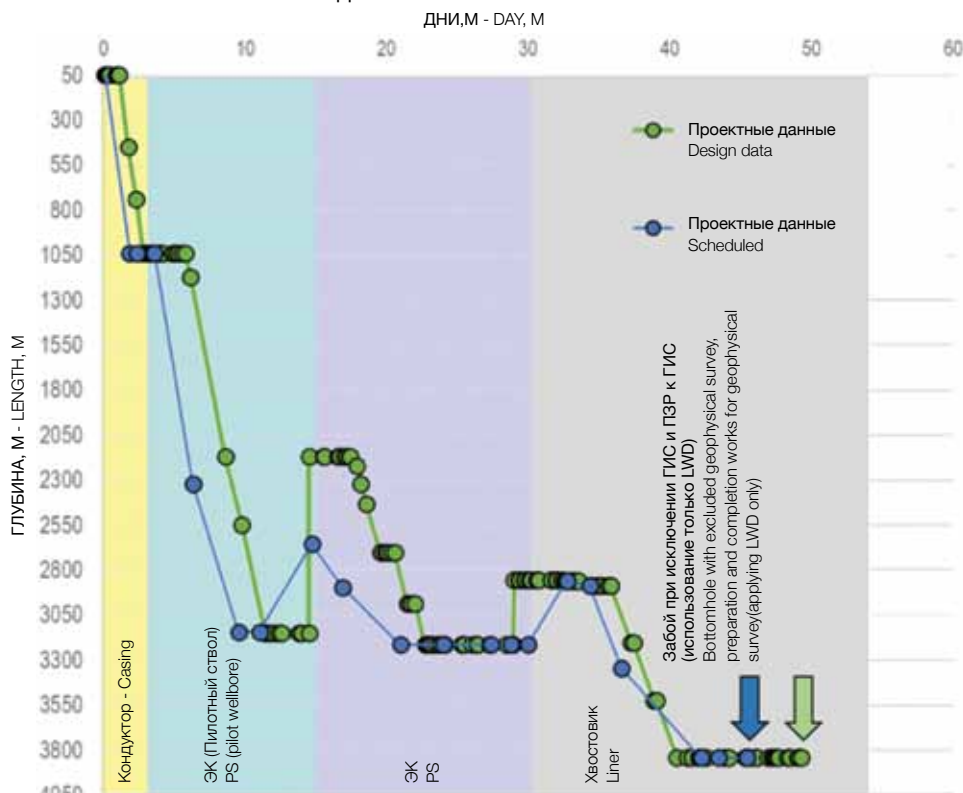


Рис. 11. График глубина-день для проектных и фактических данных  
Fig. 11. Day VS Depth (DVD) for Design and Actual Data

Drilling / K. Toropetskiy, V. Ulyanov, G. Borisov, R.  
Kurmangaliev, N. Kayurov, V. Arzhantsev // Automation,  
Telemetry and Communication in Petroleum Industry. -M.:  
VNIIOENG, 2016 – No. 12. - P. 31-44.

5. 1D Physical-Mechanical Modeling and Solving Problem  
for Well and Near-Wellbore Stability / K. Toropetskiy,  
N. Kayurov, A. Cheremisin, M. Lushev, M. Samoilov,  
V. Ulyanov, G. Borisov // Automation, Telemetry and  
Communication in Petroleum Industry. -M.: VNIIOENG,  
2016 – No. 11. - P. 29-41.

6. Enhancing Geo Survey Capabilities / E. Lukianov //  
Karotazhnik – 2008. – No. 5. - P. 42-59.

7. Well Construciton Survey Technology / K. Toropetskiy, N.  
Kayurov, V. Eremin, E. Lukianov, V. Ulyanov , G. Shevtsov  
// Automation, Telemetry and Communication in Petroleum  
Industry. -M.: VNIIOENG, 2017 – No. 12. - P. 4-15.

8. Penetration rate performance of bits / Warren T.M. //  
SPE Drilling Engineering. – 1987. – No. 2. – Pp. 9-18. –  
doi:10.2118/13259-PA.

9. Theory and applications of a new generalized model for  
torque and drag / Aadnoy B.S., Djurhuus J. // Society of  
Petroleum Engineers. – 2008. – doi:10.2118/114684-PA.