

Schlumberger

Бокарёв А.Ю., Леонтьев Д.С., Мингазов А. Н., Голованова Л.С., Ахундов М.Г. (ООО «Технологическая Компания Шлюмберже»), Гребнев П.В. (ООО «РН-Юганскнефтегаз»), Четвериков Д.М. ПАО «НК «Роснефть»

Bokarev A.Y., Leontyev D.S., Mingazov A.N., Golovanova L.S., Akhundov M.G
(Schlumberger), Grebnev P.V. (LLC «RN-Uganskneftegaz»), Chetverikov D.M. PJSC NK Rosneft

Роснефть и Шлюмберже разрабатывают рынок локального высокотехнологичного оборудования для бурения скважин

PJSC NK Rosneft and Schlumberger Develop a Local High-Tech Drilling Equipment Market

На месторождении ООО «РН-Юганскнефтегаз» впервые была применена высокотехнологичная КНБК для бурения двухколонной скважины с применением прибора нейтронно-плотностного каротажа российского производства LWD172-2ННК-ГГКЛП-ЗГК

Введение

В целях повышения эффективности бурения ПАО «НК «Роснефть» вот уже несколько лет успешно реализует строительство скважин двухколонной конструкции [1]. Такая технология проектирования является инновационной, предполагающей исключение целого этапа работ

The First Use of Russian neutron-density tool in a Triple Combo BHA at the oilfield of LLC «RN-Uganskneftegaz» for drilling of optimized casing design wells

Introduction

To improve well construction efficiency Rosneft has been successfully implementing two-string wells design for several years now [1]. The approach is quite innovative, it excludes a whole stage in well construction cycle, in particular the running of the 178mm production casing. Two sections of the production casing and liner are combined into a 178/140mm casing. This approach helps to reduce the well construction time by an average of 7 days.

в цикле бурения скважины, а именно - спуск и крепление 178 мм эксплуатационной колонны. Две секции под эксплуатационную колонну и хвостовик объединены в комбинированную 178/140 мм колонну. Благодаря такому подходу время строительства скважин сокращается в среднем на 7 дней. Одним из ключевых этапов эффективности строительства скважин данного типа является применение высокотехнологичного оборудования в составе КНБК, включающего роторно-управляемую систему и приборы LWD (Logging while drilling) для оценки свойств пласта в реальном времени. Первоначально применялись LWD приборы западного производства. Однако, в последние несколько лет стратегии как нефтегазодобывающих, так и сервисных компаний направлены на локализацию и внедрение российского высокотехнологичного оборудования LWD в составе КНБК. Статья описывает успешный опыт точечного внедрения таких технологий компаниями Шлюмберже и ПАО «НК «Роснефть».

Успешная интеграция прибора нейтронно-плотностного каротажа российского производства в КНБК

Нефтесервисные компании активно занимаются разработкой компоновки низа бурильной колонны (КНБК), состоящей на 100% из российского оборудования. Одним из примеров успешной реализации таких проектов является интеграция прибора радиоактивного каротажа российского производства. Приборы производства ЗАО «НПП Энергия» были выбраны для решения этой задачи. Приборы являются разработкой 2017 года и входят в реестр технологий одобренных ЭТС ГКЗ (Протокол №6 от 29.07.19). Экспертный совет оценил качество и полноту измерений аппарата. Однако, для раскрытия измерительного потенциала прибора для целей геонавигации и оперативного петрофизического сопровождения, была необходима интеграция прибора с высокоскоростной телеметрией. На базе российского завода «ГЕОФИТ» был разработан уникальный соединительный модуль, позволяющий совместить каротажные зонды производства ЗАО «НПП Энергия» с высокоскоростной телеметрией. Разработка модуля сделала возможным полностью интегрировать прибор ЗАО «НПП Энергия» в компоновку «Шлюмберже», обеспечив получение данных ГГК и ННК в реальном времени для геонавигации и оперативной оценки фильтрационных и емкостных свойств (ФЕС)

One of the key stages, which contributes to the efficiency of this type of well construction, is the use of high-tech equipment in the BHA (Bottom-Hole Assembly), including a Rotary Steerable System (RSS) and an LWD (Logging While Drilling) tool for formation evaluation in the real time. Originally, only international equipment was used. However, over the past few years, Russia has implemented an import substitution strategy and oil & gas companies are looking for locally made and manufactured Russian high-tech directional drilling (DD) and LWD equipment [4]. This article describes the successful experience of localizing such technologies for Rosneft.

Successful Integration of the Russian Neutron Density Logging Tool into the BHA

Oilfield service companies have been actively developing BHA's which are 100% Russian-made. One example of a successful implementation is the integration of the Russian nuclear logging tool. Tools manufactured by CJSC NPP Energia were chosen for this purpose. The tools were developed in 2017 and are included in the register of technologies approved by the Expert Technical Board of the State Committee for Mineral Reserves (Protocol No. 6 of 07/29/19). The expert Board assessed the quality and completeness of the measurements. However, to unlock the tools geosteering and operational petrophysical analysis measuring potential, it was necessary to integrate it with high-speed telemetry. This challenging task was handled by the GEOFIT Product Center. For more than 30 years GEOFIT has successfully manufactured drilling service equipment and continuously invests in Research and Development. Their engineering team designed an unique real-time connection module, that combined the logging tool with the high-speed telemetry system. The development of the module made it possible to fully integrate a Russian nuclear tool into the bottom hole assembly, providing the acquisition of density and porosity data in real time for geosteering and proactive reservoir characterization. The high speed telemetry tools can send downhole data to the surface using mud pulse telemetry with a bit rate up to 12 bit/sec without compression (up to 50 bit/sec with compression.) The connection module made it possible to fill this channel with CJSC NPP Energia Tools LWD121-2NNK-GGKLP (4.75") / LWD172-2NNK-GGKLP-3GK (6.75") measurements. In real terms, the bit rate transmits to the surface 5 curves and density images in real time with a data density of about 3 data points per meter.

		LWD121/LWD172	adnVISION475	EcoScope
Плотность	Погрешность измерения	±0.025-0.035 g/cc	±0.015 g/cc	±0.015 g/cc
	Прецизионность (при 20 м/ч и 2.5 г/см3)	±0.0075 g/cc	0.0045 g/cc	0.002 g/cc
	Активность ИИИ	0.5 Ci	1.7 Ci	1.7 Ci
	Вертикальное разрешение	25cm	15cm	15cm
Водородосодержание	Погрешность измерения	5-8%	5%	5%
	Прецизионность (при 20 м/ч и Кп=20%)	1%	0.5%	0.4%
	Активность ИИИ	6.5 Ci	10 Ci	PNG
	Вертикальное разрешение	50cm	30cm	54 cm
ФЭФ	Погрешность измерения	±0.2 pu	±0.12 pu	±0.1 pu
Имидж плотности		16 sectors	16 sectors	16 sectors

Таблица 1: Сопоставление измерительных характеристик приборов радиоактивного каротажа в процессе бурения производства ЗАО «НПП Энергия» и «Шлюмберже»

пластов. Телеметрические системы TeleScope/IMPulse имеют возможность передавать забойные данные по гидроканалу на поверхность со скоростью до 12 бит/с без сжатия (до 50 бит/с со сжатием). Соединительный модуль производства «ГЕОФИТ» позволил заполнить этот канал измерениями приборов LWD121-2ННК-ГГКЛП (4.75") / LWD172-2ННК-ГГКЛП-ЗГК (6.75"). В реальном выражении, такая скорость передачи позволила передавать 5 кривых и развертку плотности (имидж) в реальном времени с плотностью данных около 3 точек записи на метр.

В апреле 2019 года проведено первое опытно-промышленное испытание зонда ЗАО «НПП

In April 2019 the first carbonate pilot test of the LWD121-2NNK-GGKLP (4.75") tool, in connection with a Schlumberger neutron-density tool, adnVISION, in the was held. The comparison of the memory data from both tools, such as: density, porosity, density image, caliper showed a convergence within the nominal margin of error. The comparison of the measurements specifications of the tools is presented in [Table 1](#).

Currently this technology has been successfully deployed for in more than 20 wells (three- and two-string designs) for Rosneft. The tools are available in two sizes – 121mm and 172mm.

In Russia, the use of radioactive sources for nuclear

		LWD121/LWD172	adnVISION475	EcoScope
Density	Measurement error	±0.025-0.035 g/cc	±0.015 g/cc	±0.015 g/cc
	Precision (at 20 m/h and 2.5 g/cc)	±0.0075 g/cc	0.0045 g/cc	0.002 g/cc
	Source Activity	0.5 Ci	1.7 Ci	1.7 Ci
	Vertical Resolution	25cm	15cm	15cm
Hydrogen Content	Measurement error	5-8%	5%	5%
	Precision (at 20 m/h and porosity index=20%)	1%	0.5%	0.4%
	Source Activity	6.5 Ci	10 Ci	PNG
	Vertical Resolution	50cm	30cm	54 cm
PEF	Measurement error	±0.2 pu	±0.12 pu	±0.1 pu
Density Image		16 sectors	16 sectors	16 sectors

Table 1: Measurements characteristics comparison of CJSC NPP Energia and Schlumberger LWD Tools

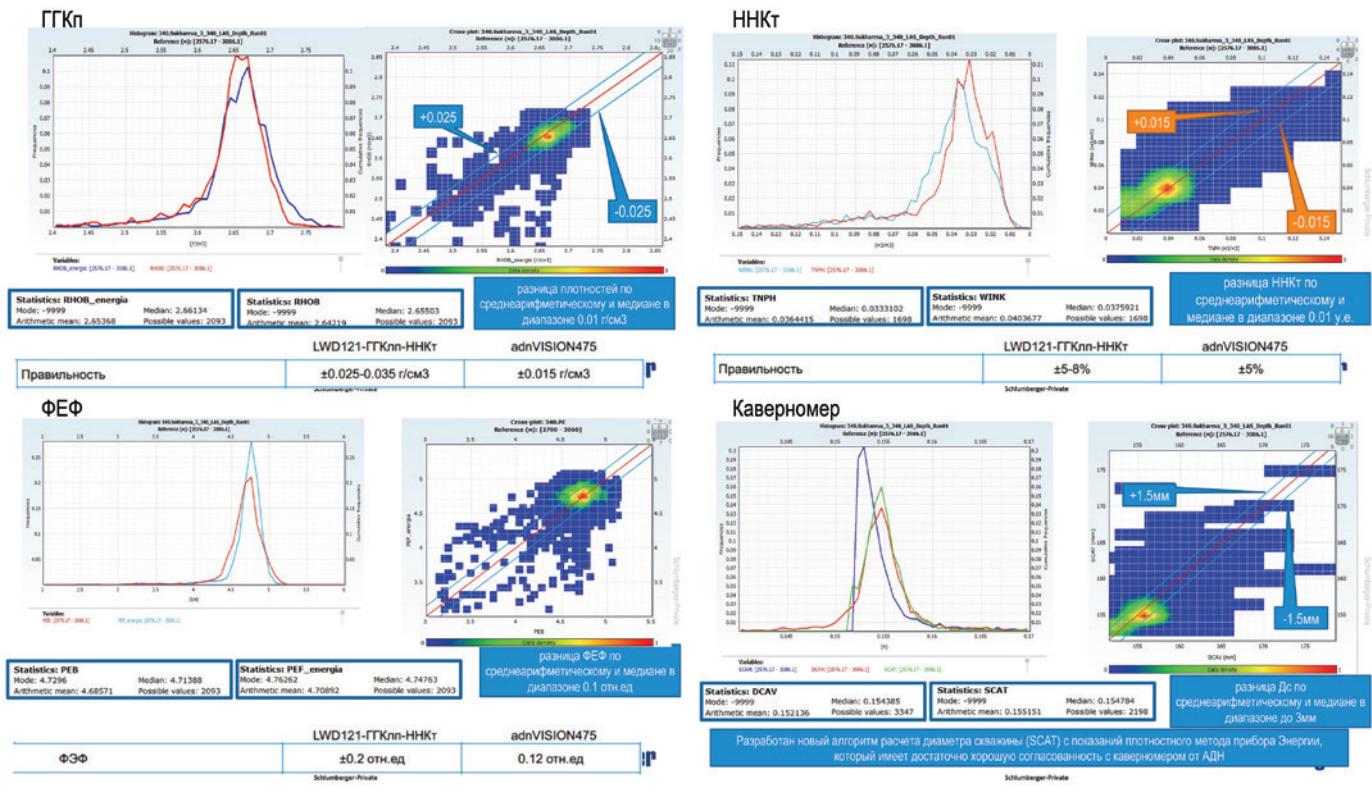


Рис. 1: Сравнение данных из памяти приборов 2ННК-ГГКЛП-LWD-121 и adnVISION 475

Fig. 1: 2NNK- GGKLP -LWD-121and adnVISION 475 Memory Data Comparison

«Энергия» LWD121-2ННК-ГГКЛП (4.75") в единой связке с прибором нейтронно-плотностного каротажа adnVISION475 в карбонатном разрезе. Выполнено прямое сопоставление измеряемых параметров. Сопоставление методов ГГКп, ННКт, Имидж, Каверномер из памяти обоих приборов показал сходимость в пределах паспортной погрешности измерений (Рис.1). Сопоставление паспортных характеристик приборов представлены в Таблице 1.

На текущий момент описываемая технология успешно применена при бурении более 20 скважин (двухколонной и трехколонной конструкции) на объектах ПАО «НК «Роснефть» в двух типах размеров LWD121 и LWD172.

Применение радиоактивных источников в приборах LWD компании Энергия требует соблюдения высочайших стандартов безопасности для сохранения жизни и здоровья полевого и технического персонала. Мировые стандарты, процедуры и технические решения по обращению с радиоактивными источниками применительно к российскому прибору LWD находятся на различных этапах внедрения в операционную деятельность, включая конструктивные изменения в дизайн

LWD Tools must comply with the highest safety standards to ensure employees health and safety. Standards, procedures and technical decisions for handling radioactive sources used in nuclear tools are now at different deployment stages. Also, modifications in the tool's design are being implemented together with tool's manufacturer. For example, neutron source plugs and handling tools have been modified for faster source handling operations and reduced personnel exposure time, the tool's stabilizer wear resistance has been increased with the addition of laser cladding, the organization of the calibration facility and the calibration methodology optimization was improved, as well as the creation of regular equipment verifications and source integrity and photo inventory auditing.

Special training programs for field and technical personnel were organized at the Schlumberger Training Center, Tyumen, together with CJSC NPP Energia. In addition, a special knowledge repository was created, which consolidates technical information on the NPP Energia LWD tool, including the most recent updates on procedures, firmware, technical regulations, lessons learnt on failures and other important information.

прибора, выполняемые совместно с заводом изготавителем. Например, изменение конструкции заглушки посадочного места источниководержателя, пересмотр инструмента для загрузки/выгрузки ИИИ для ускорения операций и снижению времени облучения персонала, увеличение износостойкости калибратора прибора методом лазерной наплавки, организация калибровочного цеха и подбор оптимальной методологии калибровки, создание установки для регулярной поверки целостности источников и их фотоинвентаризации.

На базе Сибирского Учебного Центра Шлюмберже в городе Тюмень при поддержке компании НПП Энергия организованы специальные программы обучения полевого и технического персонала для обеспечения необходимых компетенций сотрудников, работающих с оборудованием LWD НПП Энергии. Создан портал, консолидирующий техническую информацию о приборе LWD компании НПП Энергия, включая самые свежие обновления процедур, прошивок ПО, технических регламентов, изученных уроков по отказам и другая важная информация.

Успешное использование приборов LWD172-2ННК-ГГКЛП-3ГК и технологии многопластового картирования на скважине с двухколонной конструкцией ПАО «НК «Роснефть»

После успешных работ с прибором 2ННК-ГГКЛП-LWD-121 (4.75") принято решение отработать технологию для бурения облегченных конструкций скважин ООО РН-Юганскнефтегаз. В скважинах таких конструкций эксплуатационная колонна и хвостовик комбинируются в одну колонну и спускаются вместе. Секция под комбинированную колонну бурится одним долблением. 4 февраля 2021 года было завершено бурение первой скважины двухколонной конструкции с применением российского прибора нейтронно-плотностного каротажа LWD172-2ННК-ГГКЛП-3ГК совместно с прибором многопластового картирования разреза.

В рамках испытаний была поставлена задача пробурить облегченную 2-х колонную конструкцию скважины с геологическим сопровождением в пласте ЮС2 на одном из месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз».

2-х колонная конструкция состояла из следующих секций открытого ствола:

Successful Deployment of LWD172-2NNK-GGKLP-3GK Tool Together with Multilayer Bed Boundary Detection Tool for Drilling Two-String Wells at a Rosneft Field

After successful jobs with Russian neutron density tools for a three-string well it was decided to apply this experience when drilling a two-string well at RN-Yuganskneftegaz field's. In such wells the production casing and liner are combined in one casing and are run together. The section for combined casing is drilled in one bit run. On the 4th of February 2021 the first two-string well using a Russian neutron-density tool and multilayer bed boundary detection tool was drilled.

The objective was to drill a two-string well in the oilfield of LLC «RN-Uganskneftegaz» (Jurassic age formation) with geosteering.

The two-string well was composed of the following open hole sections:

- 11 5/8 inch section [295,3mm] for conductor casing till 1137m MD (measured depth)
- 8 11/16 inch section [220,7 mm] for combined casing till 4411m MD

Total length of 220.7 mm HS interval was 3274m. Section was drilled within one bit run. Oil based mud (OBM) with a density of 1.32 g/cc was used.

As mentioned previously, drilling two-string wells reduces the well construction time by 7 days on average compared to a three- string well.

There were two main objectives when drilling this well: Petrophysical: oil reservoir rock characterization while drilling. The volume and quality of the data should be high enough for a reliable localization of the productive intervals and the well completion design.

Geological: real-time geosteering. The objective was to proactively adjust the well's trajectory to achieve the optimal position within the best section of the reservoir. The data should help proactively assess the structure and well's location relative to the productive and unproductive layers.

- The petrophysical objective was achieved by a set of azimuthal bulk density and neutron measurements from the LWD172-2NNK-GGKLP-3GK tool, while the gamma-ray and resistivity measurements were obtained from the bed boundary detection tool. Based on the available petrophysical sediment

- Секция 11 5/8 дюйма [295,3 мм] для технической колонны до глубины 1137 метров
- Секция 8 11/16 дюйма [220,7 мм] для комбинированной колонны до глубины 4411 метров.

Длина интервала бурения диаметром 220.7 мм составила 3274 м. Секция была пробурена за одно долбление. Для бурения использовался раствор на углеводородной основе плотностью 1.32 г/см³.

Как было сказано выше, скважины с двухколонной конструкцией выигрывают в среднем 7 дней от срока строительства скважин с трёхколонной конструкцией.

В рассматриваемой скважине перед аппаратурой ГИС в процессе бурения были поставлены 2 основные задачи:

- Петрофизическая: оперативная оценка ФЕС пород-коллекторов в процессе бурения. Объем и качество получаемой информации должны быть достаточными для достоверной локализации продуктивных интервалов и дизайна заканчивания скважины.

model, it was possible to perform the formation evaluation of the YUS2 reservoir in real time. The existing complex made it possible to reliably estimate the porosity, permeability and water saturation coefficients in reservoir conditions. The Russian nuclear tool memory data compared to its data in real time is presented in Figure 2.

- The geological objective was defined by the complex reservoir structure of the target layer YUS2, confined to the Tyumen suite. This layer is characterized by the lateral variability of rocks and is represented by alternating sandy-silty rocks and shales. Despite the relatively large reservoir thickness, the effective thickness varies and can be as low as 2-4m. Thus, it is very important to ensure high-quality geosteering in the horizontal wellbore. The horizontal section was designed in the direction of the wing of the structure. Consequently, continuous bedding monitoring was required to ensure efficient reservoir penetration.

This objective was achieved with the help of density image measurements from a nuclear tool and directional electromagnetic measurement inversion

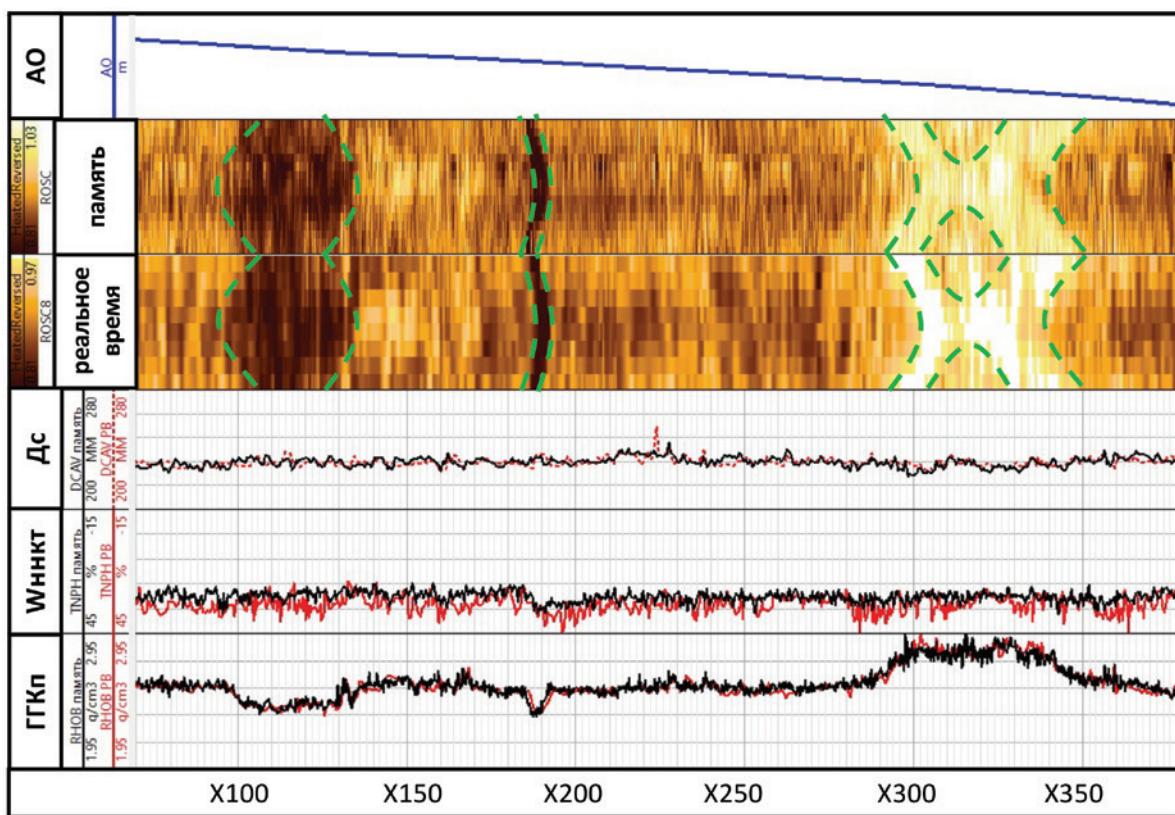


Рис. 2: Сопоставление данных реального времени и из памяти прибора LWD172-2ННК-ГКЛП-3ГК на месторождении ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Fig. 2: Comparison of Russian-made nuclear tool memory data with its data in real-time at the oilfield of LLC «RN-Uganskneftegaz»

- Геологическая: сопровождение траектории скважины в реальном времени. Задача состояла в проактивной корректировке траектории скважины для ее расположения в интервале наилучших коллекторских свойств. Получаемая информация должна помогать оперативно оценивать положение структуры и расположение скважины относительно продуктивных и непродуктивных пропластков.

Петрофизическая задача решалась комплексом измерений азимутальной объемной плотности пород и водородосодержанием от прибора LWD172-2ННК-ГГКЛП-ЗГК, показания гамма-каротажа и удельных электрических сопротивлений регистрировались прибором многопластового картирования разреза. На основании имеющейся петрофизической модели отложений специалисты ПАО «НК «Роснефть» смогли в реальном времени оценивать фильтрационные свойства коллекторов пласта ЮС2. Имеющийся комплекс позволил достоверно оценить коэффициенты пористости, проницаемости и водонасыщенности в пластовых условиях. На [Рисунке 2](#) представлено сопоставление данных ГИС прибора LWD172-2ННК-ГГКЛП-ЗГК в реальном времени и из памяти приборов.

Геологическую задачу обуславливает сложное строение коллекторов целевого пласта ЮС2, приуроченного к тюменской свите. Данный пласт характеризуется латеральной изменчивостью пород и представлен чередованием песчано-алевритистых пород и аргиллитов. Несмотря на относительно большую мощность пласта, эффективная мощность сильно варьируется и может составлять всего 2-4 м. В таких условиях обеспечение качественной проводки горизонтального ствола является важной задачей. Бурение горизонтальной секции было запроектировано в направлении крыла структуры, как следствие необходим непрерывный контроль залегания пласта, для обеспечения эффективной проходки по коллектору. Эта задача была решена применением измерений развертки (имиджа) плотности (LWD172-2ННК-ГГКЛП-ЗГК) и инверсии направленных электромагнитных измерений прибора многопластового картирования границ. За счет имиджа плотности оценивался угол залегания структуры, а с помощью инверсии – расстояния до границ пластов. Также трассирование границ картографом

from a multilayer bed boundary detection service. Density images helped to define the formation's dip angles and the inversion helps define the distance to the bed boundaries. In addition, tracing the bed boundaries using the boundary detection tool can also be used to estimate dip angles. This allows to evaluate the quality of the density image interpretation by comparing the different measurements and providing the conclusion about the application of the density images for geosteering. The comparison of inversion data from multilayer bed boundary detection tool and interpretation of density images in real time showed good convergence of the calculated dip angles ([Fig. 3](#)). This means that quality of density image data from the Russian neutron-density tool is considered satisfactory for geosteering. All measurements were available in real time due to connection of the nuclear tool with a high-speed mud-pulse telemetry.

Both objectives were successfully achieved. The set of measurements helped to demonstrate not only the ability to determine the reservoir rock properties in real time, but also the possibility of geosteering using density images dip interpretation in real-time. The combination of LWD172-2NNK-GGKLP-3GK and multilayer bed boundary detection tool would improve net-to-gross (NTG) to 25% in same formation environment.

Density Image

The geological objective was successfully achieved, among the other things, due to the measurements of the density image. Density images provides an outline of the measured properties changes along the circumference of the well. This data is extremely important for geosteering, because it provides information about the dip angles of the structure. Image measurements are not just a simple integral parameter, but an array of data.

It's crucial to transmit such a significant amount of data to the surface reliably. This objective is traditionally achieved using a combination of two solutions - the use of high-speed downhole telemetry (> 4 bit / s) and data compression algorithms. Image arrays are presented in 16 channels. Each channel (sector) represents a density value with an angle of 22.5°. To compress such arrays a Discrete Cosine Transform (DCT) algorithm is used and it is similar to JPEG compression.

Array fragments of 16x16 pixels were taken, encoded and divided into packets, which are transmitted in

позволяет оценить угол залегания. Это дает возможность оценить качество интерпретации плотностного имиджа, за счет сопоставления информации, получаемой разными измерениями, и сделать вывод о применимости плотностного имиджа для геонавигации. Сопоставление данных инверсии многопластового картирования и интерпретации имиджей плотности в режиме реального времени показали хорошую сходимость рассчитанных углов залегания пласта (Рис.3). В связи с этим качество данных имиджа плотности прибора LWD172-2ННК-ГГКЛП-ЗГК считается удовлетворительным для целей геонавигации.

Все измерения были доступны в реальном времени благодаря сопряжению приборов ГИС с высокоскоростной гидроимпульсной телеметрией.

Обе поставленные задачи были успешно выполнены. Благодаря комплексу измерений продемонстрирована не только способность определения ФЕС пород в режиме реального времени, но и возможность геонавигации с помощью интерпретации плотностного имиджа. Комбинация приборов LWD172-2ННК-ГГКЛП-ЗГК и многопластового картирования разреза, позволит увеличить прирост эффективной проходки по коллектору на 25%.

Имидж плотности

Успешное выполнение геологической задачи было обусловлено, в том числе, измерениями плотностного имиджа. Имидж (развертка измерений) дает представление об изменении измеряемых свойств по окружности скважины. Эти сведения крайне важны при геологическом сопровождении, потому что дают информацию об углах наклона структуры. Измерения имиджа

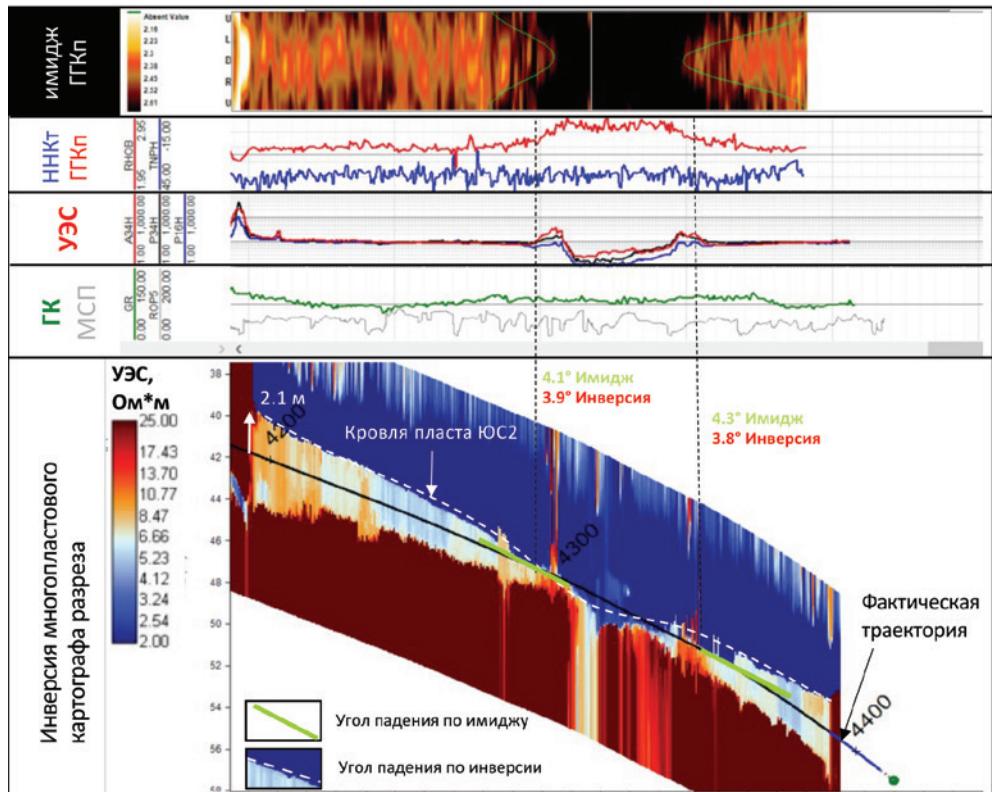


Рис. 3: Сопоставление интерпретации углов залегания по имиджу LWD172-2ННК-ГГКЛП-ЗГК и инверсии технологии многопластового картирования

Fig. 3: Comparison of dip angles derived from nuclear tool image interpretation and boundary detection tool measurements inversion

a row via downhole telemetry. This increases the information compression efficiency several fold.

During the implementation of Russian radioactive tools, the project team faced the absence of built-in density image compression algorithms. Implementation takes resources and time. When the compression algorithms are absent in real time, all channels have to be transmitted as separate curves, which will inevitably lead to insufficient real time data density.

At the initial stage of the neutron-density tool's implementation, an interesting solution was proposed that made it possible to transmit an acceptable quality of the density image without the need for compression algorithms. To implement the transfer of the density images without compression, it was decided to optimize the array itself. In other words, it was necessary to reduce the size of the array to a minimum. At the same time, the minimum size must be sufficient to fulfil the geological objective – the estimation of structure's dip angles in the drilling direction. The optimization was conducted step by step and the result was controlled at each stage:

— это не простой интегральный параметр, а массив данных. Важной задачей является достоверно передать существенный объем данных с забоя на поверхность. Эта задача традиционно выполняется с помощью комбинации двух технологических решений – использование высокоскоростных забойных телесистем (>4 бит/с) и алгоритмов сжатия. Массив имиджа плотности представлен в виде 16 каналов, каждый из которых представляет значение плотности из сектора развертки с углом 22.5°. При сжатии такого массива используется алгоритм DCT (Dual Cosine Transformation), аналогичный алгоритму сжатия изображений JPEG. При этом берется фрагмент массива 16x16 пикселей, кодируется и разбивается на пакеты, которые поочередно передается через забойную телесистему. Добивается эффективность сжатия информации в несколько раз.

При внедрении прибора ЗАО «НПП Энергия» команда столкнулась с отсутствием встроенных алгоритмов сжатия имиджа плотности. Внедрение требует ресурсов и времени. При отсутствии алгоритмов сжатия приходится передавать все каналы в виде отдельных кривых, что неминуемо приведет к недостаточной плотности данных в реальном времени.

На начальном этапе промышленного использования было предложено интересное решение, которое позволило передавать приемлемое качество имиджа плотности без алгоритмов сжатия. Для реализации передачи имиджа плотности без сжатия было решено идти по пути оптимизации самого массива. Другими словами, необходимо уменьшить размер массива до минимального. При этом минимальный размер обязательно должен удовлетворять условию выполнения поставленной задачи – оценки угла залегания пластов в направлении бурения.

Оптимизация выполнялась поэтапно с контролем результата на каждом этапе:

1 Этап. Уменьшение секторности с 16 до 8 секторов. Позволил уменьшить размер массива в 2 раза.

2 Этап. Снижение размера или битности передаваемого значения. Позволил оптимизировать размер передаваемого параметра еще в 2 раза: с 8 до 4 бит. Оптимизация битности была достигнута сужением диапазона измерений

Step 1. Reducing the sector size from 16 to 8 sectors. This allowed a reduction in the size of the array by 2 times

Step 2. Reducing transmitted value size (or bitness). This allowed optimization of the size of the transmitted parameter by two times more: from 8 to 4 bits. Optimization of bitness was achieved by narrowing the measurement range and reducing the measurement discreteness. To be precise, if we have in mind the idea of the expected measurement range, then there is no need to reserve all possible density values, but to narrow the range by reducing the bitness.

To reduce the discreteness, the principle of practical sufficiency was also used. It is necessary to have such discrete values so that the layers can be identified on the log. In other words, if the layers are sufficiently contrasting, then there is no need in having too sensitive image - the processing result will be the same.

This allowed a 4 fold reduction in the amount of transmitted data whilst still achieving the same quality of the compressed image. All mathematical transformations are conducted in real-time in the connection module, which was mentioned earlier in the article. An image optimization example is presented in Fig. 4 The solution satisfied the objectives, nevertheless the next step was to implement the density image compression algorithms to be able to transmit 16 sector density images in real time.

It is worth mentioning that at the time of writing this article, a 16-sector density image real time solution was tested and implemented while drilling two-string well.

Results

When deploying new geophysical equipment the primary objective is to evaluate the data quality and confirm the declared characteristics. The radioactive tools manufactured by CJSC NPP Energia have successfully passed the comparison test against their foreign analogs.

An integrated approach for drilling two-string wells using Russian technology and multilayer bed boundary detection tools ensured that the well construction time was optimized and improved the KPIs. The main results and conclusions are the following:

1. The first successful independent run using a Russian nuclear tool in real time, for a two-string well

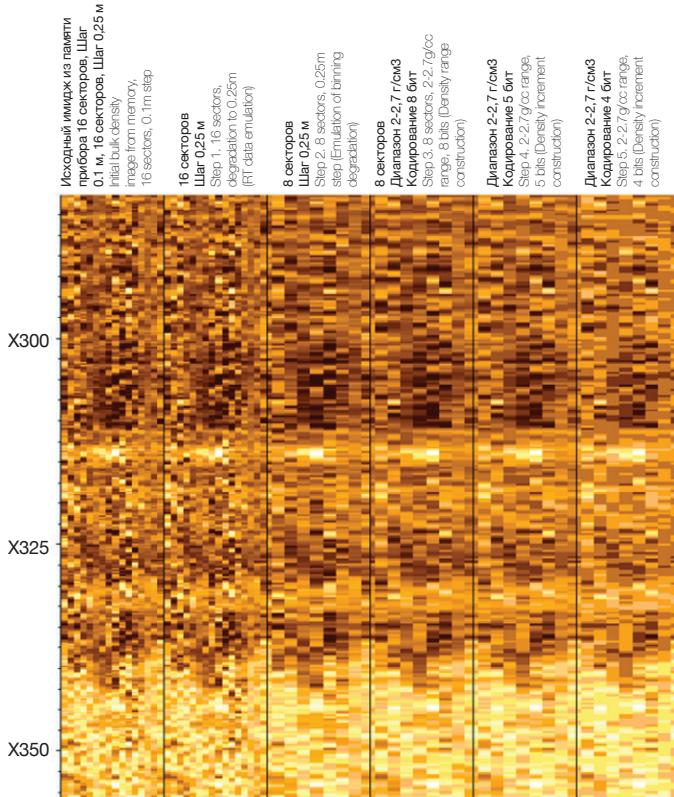


Рис. 4: Пример ступенчатой оптимизации имиджа плотности для передачи в реальном времени без использования алгоритмов сжатия

Fig. 4: Step-by-step density image optimization for real-time transmission without using compression algorithms

и снижением дискретности измерений. А именно, если есть представления об ожидаемом диапазоне измерений, то нет необходимости резервировать значения плотности всех возможных отложений, а сузить диапазон, уменьшив битность контейнера для передачи пакета данных. Для снижения дискретности был также использован принцип практической достаточности. Необходимо иметь такую дискретность значений, чтобы пропластки могли быть выделены на развертке. Другими словами, если пропластки достаточно контрастны, то нет никакого смысла иметь избыточно чувствительный имидж – результат обработки будет аналогичный.

Таким образом удалось снизить объем передаваемых данных в 4 раза, что позволило приблизиться к значениям сжатого имиджа. Все математические преобразования выполняются в соединительном модуле производства «ГЕОФИТ». Пример оптимизации имиджа представлен на Рисунке 4. Хотя решение и удовлетворяет текущим задачам, следующим этапом работы является внедрение алгоритмов сжатия для имиджа

was performed without using a foreign back-up analog in the same BHA

2. Radioactive logging tools LWD172-2NNK-GGKLP-3GK (6 «) and LWD121-2NNK-GGKLP (4.75«) are fully compliant with the required characteristics. Their deployment can be scaled up for a wide range of industrial use.
3. Proactive geosteering using a Russian radioactive tool and multilayer bed boundary detection service, while drilling wells at the oilfield of LLC «RN-Uganskneftegaz», can potentially increase the NTG by 25%.

Conclusion

Russian localization in the oil and gas industry is developing smoothly and it is a natural process that enables cost savings and a reduced dependence on any imported equipment. It also helps to bring the production capacities closer to the customer and create new local products that meet and exceed the requirements of the Russian market.

The NPP Energia nuclear logging tool in the BHA is a vivid example of the symbiosis of the best Russian solutions and advanced Schlumberger technologies, which helps implements the program of import substitution and localization in the oil and gas industry in Russia. Since this radioactive tool was successfully deployed, the Russian drilling market has obtained a fully domestic triple-combo BHA which is aiming to expand accessibility and efficiency of high-tech drilling service for Russia-based oilfield companies.

References

1. Rosneft: Reducing Drilling Time - Combined Production String and Multi Stage Fracturing Completions R. Giniatullin, V. Kireev, E. Pilipetc, R. Gazimov D. Krepostnov, M. Mishakov (NK Rosneft), R. Galimullin, V. Khlebnikov, P. Medvedev (RN-Center of Expertise and Support) // ROGTEC – 2017. – № 48. – p. 14–22. https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2017/04/01-PJSC_NK_Rosneft_-Reducing-Drilling-Time-Combined-Production-String-and-Multi-Stage-Fracturing-Completions.pdf
2. Rosneft. Drilling two-string well has reduced well construction time by 7 days https://www.slb.ru/upload/iblock/da1/15_dg_7732_integrated_PJSC_NK_Rosneft_vankoskoye_rus.pdf

плотностного каротажа ЗАО «НПП Энергия» с целью передачи 16 секторного имиджа в реальном времени.

Стоит отметить, что на момент написания данной статьи был успешно протестирован и реализован процесс передачи 16 секторного имиджа плотности в процессе бурения для скважины с двухколонной конструкцией.

Полученные результаты

Первостепенной задачей начальной стадии применения нового геофизического оборудования является оценка качества измерений и подтверждение заявленных характеристик. Приборы радиоактивного каротажа ЗАО «НПП Энергия» успешно прошли процедуру сопоставления с западными аналогами.

Комплексный подход к бурению 2-х колонной конструкции скважины с применением российской технологии и прибора картирования обеспечил оптимизацию времени строительства скважины и улучшение производственных показателей. Среди основных результатов и выводов можно выделить следующее:

1. Проведено первое успешное самостоятельное применение прибора LWD172-2HНК-ГГКЛП-ЗГК в реальном времени на двухколонной скважине без подстраховки зарубежным аналогом.

2. Приборы радиоактивного каротажа LWD172-2HНК-ГГКЛП-ЗГК (6") и LWD121-2HНК-ГГКЛП (4.75") производства ЗАО «НПП Энергия» полностью соответствуют заявленным характеристикам. Их использование может быть масштабировано для широкого промышленного применения.

3. Проактивная геонавигация с применением приборов LWD172-2HНК-ГГКЛП-ЗГК и картографа границ пластов PeriScope HD при строительстве скважины на месторождении ООО «РН-Юганскнефтегаз» потенциально способна увеличить эффективную проходку по коллектору на 25%.

Заключение

Локализация в нефтегазовом сервисе органично развивается и является естественным процессом, позволяющим снижать затраты, сокращать зависимость от ранее ввозимого импортного оборудования, приближать производственные мощности к заказчику и создавать новые

3. Presentation «Logging while drilling using LWD121-2NNK-GGKLP and LWD172-2NNK-GGKLP-3GK tools developed and manufactured by NPP Energia for calculation of oil and gas reserves» Chermenskiy V.G., Emelyanov A.V., Mezhenskaya T.E., Vorobyev A.N. (ООО НПП Энергия) Velizhanin V.A., Kryuchatov D.N., Isyangulov R.U. (ОАО “Когалымнефтеgefisica”) https://power-np.ru/f/nvs_lwd_energy_sept_2019.pdf

4. Sakhalin Energy Investment Company used first in project history Russian PDM. <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/news/5937/>

отечественные продукты, максимально отвечающие требованиям российского рынка.

Прибор радиоактивного каротажа компании НПП Энергия в составе широко применяемую КНБК – это яркий пример симбиоза лучших отечественных достижений и передовых технологических разработок «Шлюмберже», реализующий программу импортозамещения и локализации нефтегазовой отрасли России.

Список литературы

1. Две скважины вместо одной – сокращение сроков бурения. Сложнее – Глубже – Быстрее / Р.Р. Гиниатуллин, В.В. Киреев, Е.Ю. Пилипец [и др.] // ROGTEC Российские нефтегазовые технологии. – 2017. – № 48. – С. 14–22. <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2017/04/01-Rosneft-Reducing-Drilling-Time-Combined-Production-String-and-Multi-Stage-Fracturing-Completions.pdf>

2. Роснефть. Переход на облегченную конструкцию скважин сократил время строительства скважин на 7 дней https://www.slb.ru/upload/iblock/da1/15_dg_7732_integrated_rosneft_vankoskoye_rus.pdf

3. Доклад «Применение данных каротажа в процессе бурения с использованием комплексных приборов LWD121-2HНК-ГГКЛП и LWD172-2HНК-ГГКЛП-ЗГК разработки и производства ООО «НПП Энергия» для целей подсчета запасов» https://power-np.ru/f/nvs_lwd_energy_sept_2019.pdf

4. Sakhalin Energy Investment Company used first in project history Russian PDM. <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/news/5937/>