Технический регламент средств измерения для геомеханического сопровождения бурения

Technical Regulations for Measuring Instrumentation for Logging Operations

Торопецкий К.В.: ведущий эксперт «НовосибирскНИПИнефть»,
Каюров Н.К.: начальник отдела бурения ООО «НовосибирскНИПИнефть»,
Ульянов В.Н.: к.т.н., доцент кафедры геофизики НГУ, технический директор ООО «НовосибирскНИПИнефть»,
Борисов Г.А.: генеральный директор ООО «НовосибирскНИПИнефть»,
Шевцов Г.В.: специалист отдела моделирования ООО «НовосибирскНИПИнефть»,
Еремин В.Н.: исполнительный директор, главный конструктор ЗАО «НППГА «Луч»

K. Toropetskiy: Leading Expert, NovosibirskNIPIneft;
N. Kaurov: Drilling Manager, NovosibirskNIPIneft;
V. Ulianov: Doctor of Science, Geophysics Professor Assistant, Technical Director, NovosibirskNIPIneft;
G. Borisov: NovosibirskNIPIneft Director General;
G. Shevtsov: Simulation Engineer, NovosibirskNIPIneft;
V. Eremin: NPPGA Luch Executive Director, Chief Design Engineer

Введение

Строительство скважины – это технически сложный процесс, в ходе которого возникает ряд задач, сопряженных с применением широкого спектра технологий. На данный момент, в большинстве случаев, для решения каждой конкретной задачи используются отдельный инструмент, не связанный с остальными. При этом большой объем информации используется не эффективно или не используется вовсе. Мы предлагаем концепцию - комплексного подхода к строительству скважины от проектирования до освоения и разработки. Она направлена на оптимизацию процесса строительства скважины, контроль геолого -технологических параметров бурения, геомеханическое сопровождение бурения, основанное на уточнении 1D геомеханической модели, корректировке окна буримости и других параметров для минимизации повреждения пласта и предотвращения аварийных ситуаций, прогнозирование и предотвращение аварийных ситуаций, геонавигация и оптимизация входа в пласт основанное на применении

Introduction

Well construction is a complicated process from an engineering point of view involving a number of tasks relating to a wide range of technologies. In the most cases, each task is performed using a separate tool not related to the others. So a lot of data is used inefficiently or not used at all. We offer a concept of a comprehensive approach to the whole well construction cycle from designing to field development and production. It is aimed at optimizing the well construction process, to provide control of the geological and technical drilling parameters, MWD support of drilling operations based on adjusted 1D MWD models, correction of mud window and other parameters to minimize formation damage and to prevent emergency situations, forecasting and prevention of emergency situations, geosteering and optimization of the reservoir entry based on the original proprietary technologies. Fig. 1 shows the concept diagram.

The details of creating a 1D geological MWD model including open wellbore stability calculations are

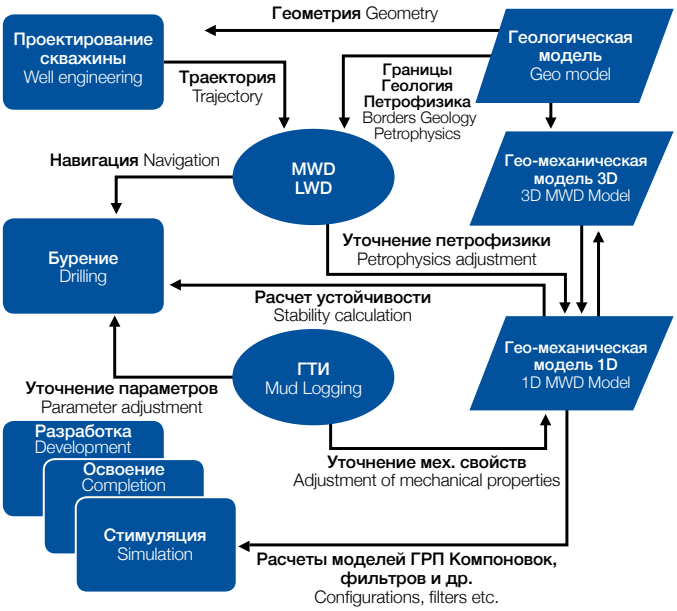

Рис. 1: Схема движения данных ГТИ/LWD при сопровождении бурения
Fig 1: Diagram of data flow MWD/LWD drilling support

оригинальных авторских методик. На рисунке 1 представлена схема представленной концепции.

Детали построения одномерных геолого-геомеханических моделей с расчетом устойчивости открытого ствола скважины подробно расписаны в наших более ранних работах [1-2]. Сопровождение бурения с применением комплекса исследований ГТИ/LWD наглядно показано на примере скважины Восточной Сибири в нашей работе [3]. Методические основы петрофизической интерпретации ГТИ были заложены Лукьяновым Э.Е. [4-7], и успешно применены ООО «НовосибирскНИПИнефть» в опытно-методических работах на реальных данных.

С точки зрения петрофизической интерпретации данные ГТИ/LWD в процессе бурения выгодно отличаются от ГИС тем, что фиксируются физические характеристики либо непосредственно в момент взаимодействия породоразрушающего инструмента с геологической средой (ГТИ), либо спустя минимальное время (LWD) после вскрытия, когда физические характеристики еще не искажены проникновением бурового раствора.

В текущей работы мы сосредоточимся на техническом регламенте проведения исследований, поставляющих входные данные для построения достоверных геолого-геомеханических моделей для целей сопровождения бурения.

Технический регламент проведения ГТИ

При строительстве скважины возникает множество факторов, способных как замедлять, так и ускорять

contained in our earlier works [1-2]. Drilling support including the application of comprehensive surveys (MWD and LWD) is demonstrated with the example of a well in Eastern Siberia in our work [3]. Methodical foundations of MWD petrophysical interpretation were established by E.E. Lukyanov [4-7] and successfully used by NovosibirskNIPIneft LTD in experimental and methodological works involving actual data.

From a petrophysical point of view, MWD and LWD data during drilling have an advantage over well logging data because they provide recording of physical characteristics either directly at the moment of tool interaction with the geologic environment (MWD) or after a minimal period of time (LWD) after penetration, when physical characteristics are not yet changed as a result of introducing muds.

In this work, we will focus on technical regulations for performing surveys providing input data for creation of reliable geological MWD models for drilling support.

Technical regulations for MWD

During well construction, there are multiple factors capable to hinder or accelerate well construction process. Negative factors hindering construction include low quality of initial and processed data from surface sensors of MWD tools and bottomhole telemetry sensors, insufficient professional skills of the staff, accidental external non-system factors, which cause an increase in the number of emergency situations and construction delays. Positive factors accelerating construction include, besides high quality of initial and processed data and well-trained staff, the introduction of new design parameters obtained through processing of both existing parameters and absolutely new parameters resulting from development of new instrument types.

Most manufacturers to different extents consider the requirements of RD 153-39.0-069-01 [8] and GOST P 53375-2009 [9] when developing and designing their equipment, some issues shall be noted which were not described in the regulatory documents because some modern electronic and engineering technologies did not exist at the moment of the document acceptance. Performing measurements with the up-to-date equipment allows accuracy to increase up to two decimal places within the range 0–100 and decrease the measurement error down to the four decimal places within the measurable range. The final error and accuracy of a sensor will depend only on the sensor design because the electronic and measuring parts will have neglectable influence to the measurements. The metrological problems of MWD sensors were considered in the works [6, 17-19].

процесс строительства. К отрицательным факторам, замедляющим строительство, следует относить низкое качество первичной и обработанной информации, полученной от наземных датчиков станции ГТИ и забойной телеметрии, недостаточно квалифицированный персонал, случайные внешние внесистемные факторы, вследствии чего увеличивается аварийность, затягиваются сроки строительства. К положительным факторам, ускоряющим процесс строительства следует отнести не только наличие качественной первичной и обработанной информации и хорошо обученный персонал, но и введение новых расчетных параметров, полученных в результате обработки как уже существующих параметров, так и абсолютно новых параметров, которые появились в результате разработки новых типов приборов.

Несмотря на то, что большинство производителей в той или иной степени учитывают требования РД 153-39.0-069-01 [8] и ГОСТ Р 53375-2009 [9], при разработке и проектировании оборудования, следует отметить некоторые моменты, которые не описаны в руководящих документах, ввиду отсутствия на момент принятия документа современных электронно-технических технологий. Выполнение измерительной части на современной базе, позволяет повысить точность до сотых долей в диапазоне от нуля до ста единиц и снизить погрешность измерений до сотых процентов в измеряемом диапазоне. Конечная погрешность и точность всего датчика будет зависеть только от конструктивного исполнения самого датчика, так как электронная и измерительная часть, будет иметь пренебрежимо малое влияние на измерения. Проблемы метрологии датчиков ГТИ рассмотрены в работах [6, 17-19].

На данный момент, низкое качество первичной информации, полученных от наземных датчиков ГТИ, обусловлено следующими причинами:

- Конструктивное исполнение;
- Устаревшая элементная база;
- Низкая точность и высокая погрешность;
- Некачественные линии связи;
- Неправильный монтаж датчиков на буровой;
- Нарушение регламентов и сроков проведения поверочных работ;

Устранение этих причин позволит значительно повысить качество первичной информации. В связи с этим, предлагается следующая модель «идеального» датчика.

Датчик должен состоять из следующих элементов: первичный преобразователь, преобразующий

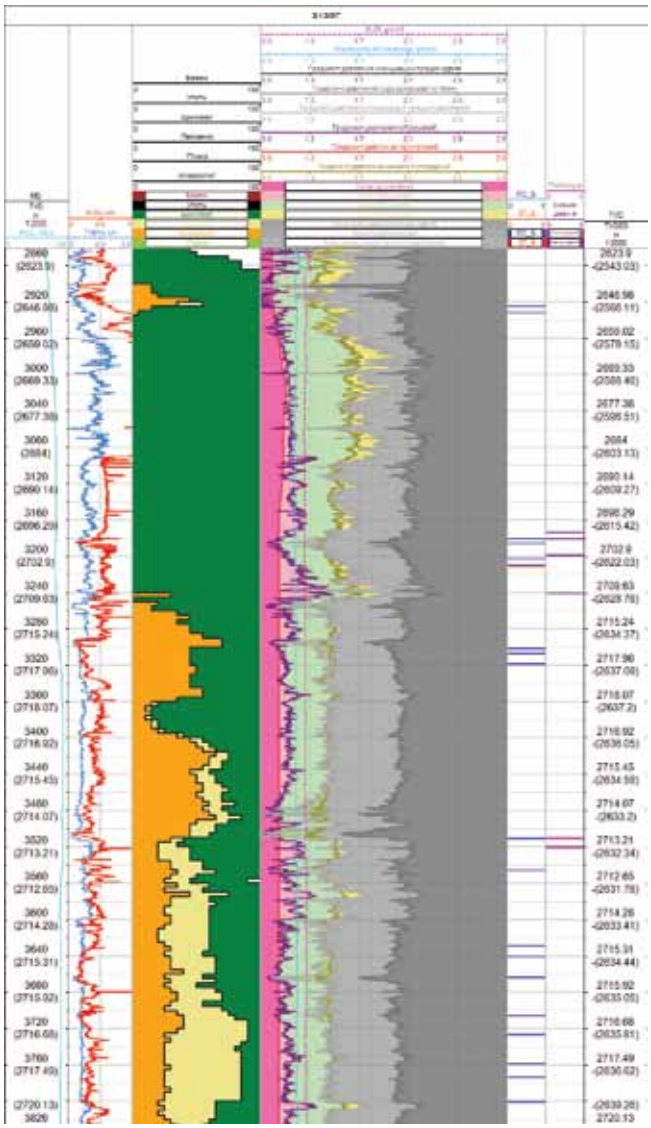

Рис. 2: Пример построения геолого-геомеханической модели и расчет устойчивости ствола скважины
Fig 2: Example of geological MWD model creation and wellbore stability calculation

Currently, the low quality of initial data from the surface MWD sensors is due to the following reasons:

- design;
- obsolete components;
- low accuracy and high measurement error;
- low quality of communication lines;
- incorrect sensor installation at drilling site;
- violation of regulations and schedules for verification.

Elimination of the above mentioned factors will significantly increase the quality of the initial data. Therefore, we can offer the following model of an ideal sensor.

The sensor shall include the following components: primary transducer to transform physical impacts into electrical signal; amplification and conversion unit to

MIOGE Moscow
ufi Approved Event
Лучший бренд в группе
Российские нефтегазовые выставки
MIOGE Moscow
ITE
15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ
18–21 июня 2018
МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • залы 13 и 14
www.mioge.ru
RPGC Moscow
14-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки
18–19 июня 2018
МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
www.oilgascongress.ru
ФАКТЫ MIOGE 2017
607 компаний-участников Выставки и Конгресса
35 стран-участников Выставки и Конгресса
18 500 посетителей
25 873 кв.м выставочной площади
50 мероприятий Конгресса и Технической программы Выставки
235 докладчиков
1 000 делегатов
ITE
ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mioge.ru
ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com
Совет Федерации ФС РФ
Государственная Дума ФС РФ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
Министерство природных ресурсов и экологии РФ
РСПП
Российский союз промышленников и предпринимателей
Союз нефтегазопромышленников России

физическое воздействие в электрический сигнал; блок усиления и преобразования электрического сигнала в код (различного рода усилители и АЦП); драйвер внешней шины данных, часы реального времени, резервный источник питания и микропроцессор, осуществляющий преобразование первичного кода и нормирование значений по тем или иным алгоритмам, обмен данными по внешней цифровой сети, хранение калибровок, нормирующих кривых и прочих метрологических метаданных. Кроме того, к датчикам и системе сбора данных нижнего уровня предъявляется ряд следующих требований:

1. Передача параметров в именованных единицах.

2. Датчики должен иметь термокомпенсирующие элементы, и содержать в себе алгоритмы, учитывающие влияние температуры на первичные измерения.

3. Наличие буферизации данных, на случай кратковременной потери связи.

4. Наличие резервного источника питания, при потере основного питания. Для экономии энергии должна отключаться вся ненужная периферия, продолжая при этом проводить измерения и буферизировать данные во внутренней памяти.

5. Синхронизация внутренниих часов реального времени по внешнему синхросигналу, получаемого по цифровой линии связи.

6. Наличие встроенной системы самодиагностики с функцией протоколирования, регистрирующие нарушения в работе элементов датчиков.

Все датчики и системы должны использовать единую цифровую сеть для передачи и обмена данными.

Реализация данных требований стала возможной благодаря развитию электронной элементной базы с низким и ультранизким потреблением. Благодаря появлению широкому появлению нового типа аналогово-цифровых преобразователей со встроенным сигма-дельта фильтром можно поднять разрешающую способность датчиков, обрабатывающих аналоговые сигналы до 16-ти разрядов, без увеличения погрешности измерения. Для каждого конкретного типа буровой установки места установки датчиков должны быть обоснованы и согласованы с заказчиком и буровым подрядчиком соответствующим документом.

Ниже приведены датчики, усовершенствованные в соответствии с данными требованиями.

convert the electric signal into code (various types of amplifiers and ADCs); driver data bus, real-time clock, back-up power source and microprocessor unit for primary code conversion and signal normalization using some algorithms, data exchange through external network, storage of calibrations, normalization curves, and other metrological meta-data. Besides of that, the following requirements are applied to the sensors and lower-level data acquisition system.

1. Parameter transmission using actual units.

2. The sensors shall have temperature compensation units and contain algorithms considering temperature influence to initial measurements.

3. Data buffering in case of short-term communication failure.

4. Back-up power supply in case of failure of the main power supply. To provide power saving, only measurements and internal data storing are allowed. Other hardware shall be shut down.

5. Synchronization of internal real-time clock using external synchronization signal received via data field bus.

6. Internal self-diagnostics system with logging sensor failures.

All sensors and systems shall use a common network.

Implementation of the above requirements became possible as a result of the development of electronic components with low and ultra-low power consumption. Due to the creation of a wide range of a new type analog-to digital converters with integral sigma-delta filter, the resolution of sensors processing analog signals can be increased up to 16 digits without any measurement error increase. Sensor installation places for each drill site shall be justified and agreed with the customer and drilling contractor with the signing of a relevant document.

Below there is the list of the sensors updated in accordance with the above mentioned requirements.

1. Small-size high-precision wireline load sensor
It has a digital interface, factory-calibrated. The sensor tolerates to clamping screw tension.

Characteristics:
- load measurement range: 0…20 tons;
- load limit: 25 tons;
- limit of admissible intrinsic reduced measurement

KIOGE Kazakhstan

ufi Approved Event

25-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

25th KAZAKHSTAN INTERNATIONAL

OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.kioge.ru

4–6 ОКТЯБРЯ / OCTOBER 2017

КАЗАХСТАН, АЛМАТЫ
KAZAKHSTAN, ALMATY

ГЛАВНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

THE LEADING OIL & GAS EVENT IN THE CENTRAL ASIA

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY

ITE CONNECTING YOUR BUSINESS TO THE WORLD

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.kioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

1. Высокоточный компактный датчик натяжения талевого каната

Имеет цифровой интерфейс и калибруется на заводе. На показании датчика практически не влияет степень затяжки зажимных болтов.

Характеристики:
- Диапазон измерения натяжения - 0…20 тс;
- Предельное натяжение – 25 тс;
- Предел допускаемой основной приведенной погрешности - 10% (при 0 – 1 тс), 3% (при 1 – 20 тс);
- Диаметр каната - 24… 35 мм;
- Диапазон рабочих температур -40…+50 ˚С;
- Масса прибора - 4 кг;

Датчик оборотов буровой лебедки (ДОЛ)

Датчик предназначен для преобразования угла поворота буровой лебедки в импульсы, прямопропорциональные перемещениям талевого блока. Датчик обладает высокой разрешающей способностью – 180 импульсов на оборот, что, в зависимости от диаметра барабана, позволяет измерять положения талевого блока с точностью 5–20 мм. Датчик обладает автономными памятью и питанием, что позволяет создать кусочно-линейную калибровку в метрах, сохранить ее и защитить ее от перебоев питания.

Характеристики:
- Количество импульсов на оборот - 180 имп./об.;
- Максимально допустимая скорость вращения - 10 об./с;
- Абсолютная погрешность измерений прибора - 1,0°;
- Масса прибора - 5 кг;

Комплексный датчик измерения плотности, уровня, температуры бурового раствора [Заалишвили В.Б., Джгамадзе А.К., Устройство для замера уровня и температуры подземных вод в эксплуатационной скважине, патент на изобретение RUS 2388910 21.07.2008].

Комплексные датчики позволяют решать одновременно несколько задач технологического каротажа в процессе бурения. Высокоточные измерения уровня, плотности и температуры с низкой постоянной времени позволяют в реальном времени наблюдать и корректировать процесс бурения, с целью лучшего подбора бурового раствора. Компактные размеры датчиков позволяют устанавливать их в емкость вибросит, что позволит производить высокоточные измерения бурового раствора на выходе из скважины для определения

error: 10% (with 0–1 ton), 3% (with 1–20 tons);
- cable diameter: 24…35 mm;
- operating temperature range -40…+50 ˚c;
- instrument weight: 4 kg.

RPM sensor

The sensor is designer to convert the drill winch rotation angle to pulses directly proportional to the hoisting block travel. The sensor has a high resolution comprising 180 pulses per rotation, which, depending on drum diameter, allows for the measurement of the hoisting block position with an accuracy of 5–20 mm. The sensor has an independent memory and power supply that allow to protect linear calibration table from power supply failures.

Characteristics:
- pulses per rotation: 180;
- maximal allowable rotation speed: 10 rpm;
- absolute measurement error: 1.0;
- instrument weight: 5 kg.

Combined mud density, level and temperature sensor [Zaalishvili V.B., Dzhgamadze A.K., Gevice for measurement groundwater level and temperature in development well, invention patent RUS 2388910 21.07.2008].

Combined sensors allow to resolve several high speed well logging tasks during drilling. High-precision measurements of level, density and temperature allow real-time monitoring and correction of drilling process to provide optimal mud selection. The small size of the sensors allows installation inside vibration screens to allow high-precision mud measurements at the well outlet to determine productive horizons and gas showings.

Characteristics of measured parameters:
- density: measurement range 800…2200 kg/m3; relative error ±0.1%; resolution 0.1 kg/m3;
- level: measurement range 0.5...3.0 m; relative error ±0.1%; resolution 0.001 m;
- temperature: measurement range 0...+80 ˚C; relative error ±0.25%; resolution 0.01 ˚C

Specifics:
- determining values of three parameters using a single instrument;
- high-precision density, level, and temperature measurement;
- low time constant;
- inlet/outlet sensor installation.

Sensor tests at the drilling site, show loss of initial

продуктивных горизонтов и объектов газопроявления.

Характеристики измеряемых параметров:
- Плотность: диапазон измерения - 800…2200 кг/м^3; относительная погрешность - ±0,1%; разрешение - 0,1 кг/м^3;
- Уровень: диапазон измерения - 0,5...3,0 м; относительная погрешность - ±0,1%; разрешение - 0,001 м;
- Температура: диапазон измерения - 0...+80 °С; относительная погрешность - ±0,25%; разрешение - 0,01°С;

Особенности:
- определение трех параметров одним прибором;
- высокоточное измерение плотности, уровня и температуры;
- малая постоянная времени;
- установка датчика на входе/выходе.

При испытаниях на буровой датчиков практически исчезла возможность потери первичных данных из-за случайных или намеренных выходов из строя линий связи и кабелей питания, что положительно сказалось на качестве всего информационного материала в целом.

В тоже время следует учитывать, что хотя подобная модернизация и повышает качество работ при строительстве скважин, но не выводит качество работ на новый уровень. Для повышения качества требуется вводить в строй датчики нового типа, не присутствующих на данный момент в стандартном наборе датчиков ГТИ. Модульность ГТИ позволяет удовлетворить практически любые метрологические потребности [11], и ограничение обусловлены как правило стоимостью датчиков.

В современных станциях ГТИ практически отсутствует расходометрия бурового раствора на выходе из затрубного пространства, а станции оснащены индикаторами потока, которые не позволяют производить измерения массового расхода. В первую очередь, это связано с высокой стоимостью датчиков и большими их габаритами и массой, не позволяющих мобильно монтировать и демонтировать их на буровой. Использование погружных электромагнитных расходомеров позволяет осуществлять данные измерения. Расходомер обладает высокой точностью, малыми габаритами и небольшой стоимостью.

Характеристики:
- Диапазон измерений - 20…800, м^3/час;
- Основная приведенная погрешность – 2,5 %;

data due to accidental or intentional communication line and power supply cable failures became almost impossible, which had positive consequences for all the data as a whole.

At the same time, it shall be considered that, though this modernization improves work quality during construction, it does not bring the work quality to a new level. For higher quality, we shall introduce new types of sensors which are currently not present in the standard set of MWD sensors. Modular nature of MWD allows to satisfy practically all metrological needs [11] with limitations, which are mainly due to the sensor costs.

In modern MWD stations, as a rule, there is no mud flow meters at the annular space, and the stations are equipped with flow indicators without mass flow metering feature. This is primarily due to high cost of the sensors and their large size and weight, which does not allow their mounting at the drilling site. These measurements can be performed with the use of immersion solenoid flow meters. They are very precise, small, and inexpensive.

Characteristics:
- measurement range: 20…800 m3/h;
- intrinsic reduced error: 2.5 %.

Environment parameters:
- specific electric conductance: 10-3 …10 S/m;
- temperature: 0…150 ºC.

Specifics:
- installation without changing drilling site chute system;
- easy mounting and unmounting;
- chute size from 100 to 1000 mm;
- high accuracy;
- low cost.

Volumetric gas content sensor for mud (Lukyanov E.E., Lukyanov K.E., Kayurov K.N., Eremin V.N., A system for automatic measurement invention patent RUS 2310069, 20.11.2007)

Unique development of SPEGE Looch allowing to determine with high precision volumetric gas content in drilling mud. The sensor performs discrete measurements of volumetric gas content, density, temperature, and electric conductance of drilling mud and calculates Joule-Thomson coefficient with 30–60 s intervals. The use of the device allows real-time detection of productive horizons and provides safety control during penetration; when installed at the inlet, it provides calculation of actual equivalent mud density on the hole bottom.

Параметры среды:
- УЭП – 10-3 …10 См/м;
- Температура - 0…150 ºС;

Особенности:
- установка без конструктивного изменения желобной системы буровой;
- простой монтаж, демонтаж;
- размер желоба от 100 до 1000 мм;
- высокая точность;
- невысокая стоимость.

Датчик объемного газосодержания бурового раствора (Лукьянов Э.Е., Лукьянов К.Э., Каюров К.Н., Еремин В.Н., Система для автоматического измерения объемного газосодержания и истинной плотности бурового раствора, патент на изобретение RUS 2310069, 20.11.2007)

Уникальная разработка НППГА «Луч», позволяющая с высокой точностью определять объемное газосодержание бурового раствора. Датчик производит дискретные измерения объемного газосодержания, плотности, температуры и электропроводности бурового раствора и вычисляет коэффициент Джоуля–Томпсона с периодичностью 30–60 с. Использование устройства позволит в реальном времени определять продуктивные горизонты и обеспечивать контроль за безопасностью во время их вскрытия, а при установке на входе позволяет вычислять реальную эквивалентную плотность бурового раствора на забое.

Характеристики измеряемых параметров:
- Объемное газосодержание: диапазон измерения - 0…40 %; относительная погрешность - 0,5%;
- Плотность: диапазон измерения - 700…2200 кг/м^3; относительная погрешность - 1%;
- УЭС: диапазон измерения - 0,02…20 Ом/м; относительная погрешность - 0,1%;
- Температура: диапазон измерения - 0…80 ºС; относительная погрешность - 0,1%;

Особенности:
- высокоточные измерения на входе и выходе;
- обеспечение безопасности и повышение качества вскрытия пластов;
- получение уникальных параметров;
- определение зон повышенной газонасыщенности;
- вычисление реальной плотности бурового раствора на забое.
- реализация количественного газового каротажа.

Таким образом, внедрение новых программно-аппаратных технологий и разработка новых

Characteristics of measured parameters:
- volumetric gas content: measurement range 0…40%; relative error 0.5%;
- density: measurement range 700…2200 kg/m^3; relative error 1%;
- specific electric conductance: measurement range 0,02…20 Ohm/m; relative error 0.1%;
- temperature: measurement range 0…80 ºC; relative error 0.1%.

Specifics:
- high-precision measurements at inlet and outlet;
- ensuring safety and increasing quality of reservoir penetration;
- obtaining unique parameters;
- determining area with high gas saturation;
- calculation of actual bottomhole mud density;
- quantitative gas logging.

Therefore, the introduction of new software and hardware technologies and development of new surface sensors reduces the emergency level and increases technical and economic performance indicators of well construction.

In addition to the above mentioned sensors, a system is being developed to provide automatic measurement of volumetric gas content and vortex degassing of drilling mud including well inlet and outlet subsystems (inventor's certificate will be issued).

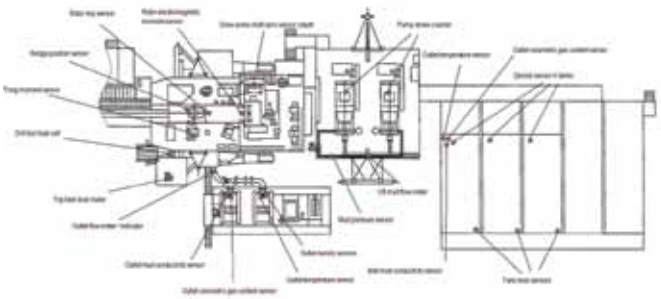

Fig. 3: Drilling site layout including installed sensors of process parameters

As a result of the use of the system for automatic measurement of volumetric gas content and vortex degassing of drilling mud, proposed as an invention, we can obtain in real time the following parameters having their own value for the process:
- mud temperature before and after heating;
- volumetric gas content in the mud;
- true density of the mud;
- electrical conductivity (specific electrical resistance) of drilling mud;

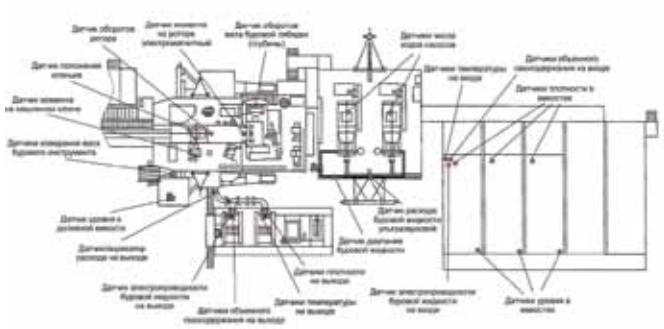

Рис. 3: Схема буровой площадки с установленными датчиками технологических параметров

наземных датчиков, позволяет более качественно и информативно контролировать процессы строительства скважины, снижает аварийность и повышает технико-экономические показатели строительства скважины.

Рис. 3. Схема буровой площадки с установленными датчиками технологических параметров

Дополнительно вышеперечисленным датчикам разрабатывается (с получением авторского свидетельства на изобретение) система для автоматического измерения объемного газосодержания и вихревой дегазации бурового раствора с подсистемами «на входе в скважину» и «на выходе из скважины».

В результате применения системы для автоматического измерения объемного газосодержания и вихревой дегазации бурового раствора, предлагаемой в качестве изобретения, возможно получение следующих параметров в реальном времени, имеющих самостоятельное технологическое значение:

- температура бурового раствора до нагрева и после нагрева.
- объемное газосодержание раствора.
- истинная плотность раствора.
- проводимость (УЭС) раствора.
- дегазация бурового раствора с определением коэффициента дегазации.
- анализ выделившейся газовоздушной смеси (ГВС) с определением O_2, CO_2, H_2, H_2S, CH_4, C_2+.
- передача ГВС на анализ на хроматографе/масс-спектрометре.

Предлагаемая система отличается от аналогичных устройств радом особенностей, в частности:

- повышенной надежностью прогнозирования выбросоопасных ситуаций.
- комплексным подходом к решению поставленной задачи, позволяющим перевести статус

- drilling mud degassing including determining of degassing coefficient;
- analysis of produced air-and-gas mixture (AGM) including determining of O_2, CO_2, H_2, H_2S, CH_4, C_2+ levels;
- AGM transfer for chromatography and mass spectrometry.

The proposed system is distinguished from other devices of this type by a number of features, including:

- increased reliability of outburst hazard forecasting;
- comprehensive approach to resolving of set tasks, allowing to change gas logging status from a qualitative to a quantitative method, moreover, it obtains petrophysical foundations;
- continuous process of receiving information, both on volumetric gas content and drilling mud degassing, which significantly increases resolving capacity of gas logging method;
- possibility to receive information basis for continuous gas-and-sludge monitoring during gas circulation in parallel with performance of gas logging tasks;
- significant increase of the system operation reliability through a number of declared features missing in equivalent systems.

Power logging parameters provide foundation for real-time receiving of MWD parameters with the well deepening, i. e. directly from under the drilling bit and can be determined using an alternative technology tested on a number of wells [18]. Recommended operation sequence for MWD parameters calculation using the parameters obtained during drilling will be described in the book [18].

Technical Regulations for LWD

Use of logging while drilling requires new approaches to improve metrological characteristics and reliability of all bottomhole telemetry and geophysical equipment, due to specifics of operations in heavy-duty conditions [13]. The main negative factors include high vibration level, high temperature and pressure, which can result in early failure of telemetry systems. Large-scale production of modern electronic components with a automatic temperature ranges reduces the amount of failures and to improve metrological performance [14]. Technical regulations for logging while drilling are similar to those for regular logging and are described in detail in RD 153-39.0-109-01 [14].

газового каротажа из качественного метода в количественный, причем петрофизически обоснованный метод.
- непрерывностью получения информации как по объемному газосодержанию, так и по дегазации бурового раствора, что существенно повышает разрешающую способность метода газового каротажа.
- возможностью параллельно с решением задач газового каротажа получать информационную основу непрерывного газошламового мониторинга в процессе циркуляции бурового раствора.
- значительным повышением надежности работы системы за счет целого ряда заявляемых особенностей, отсутствующих у аналогов.

Параметры энергокаротажа являются основой получения геомеханических параметров в реальном времени по мере углубления скважины, т.е. «из-под долота», и могут быть определены по альтернативной технологии, опробованной на ряде скважин [18]. Рекомендуемая последовательность расчета геомеханических параметров по параметрам в процессе бурения изложена в книге [18].

Технический регламент LWD

Применение каротажа в процессе бурения требует новых подходов для повышения метрологических характеристик и надёжности всего забойного телеметрического/геофизического оборудования, из-за особенностей работы в экстремально жёстких условиях [13]. Основной проблемой являются высокий уровень вибрации, высокая температура и давление, что может стать причиной раннего отказа телеметрического комплекса Массовое выпуск электронных элементов современной элементной базы с так называемым автомобильным температурным диапазоном позволяет снизить количество отказов и улучшить метрологические характеристики [14]. Технический регламент проведения каротажа в процессе бурения ничем не отличается от обычного каротажа и подробно описан в РД 153-39.0-109-01 [14].

Типовой состав оборудования выглядит следующим образом:
Метрологические требования для модулей телесистемы и каротажа в процессе бурения должны соответствовать требованиям РД 153-39.0-072-01 [15].

Требования к инклинометрам для исследования необсаженных скважин:
- диапазон измерения азимута - от 0 до 360°;
- границы диапазонов измерения зенитного угла - от 0 до 45, 90, 135, 180°;
- диапазон измерения апсидального угла - от

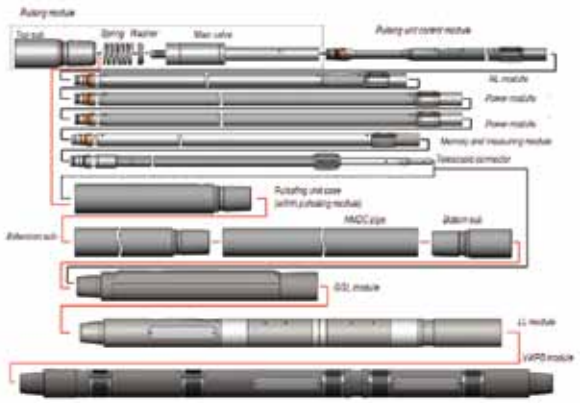

Fig. 4: Typical scope of LWD equipment

On the next page is the typical scope of the equipment:

Metrological requirements for the telemetry systems and LWD modules shall conform to the requirements of RD 153-39.0-072-01 [15].

Requirements for inclinometers for surveying uncased wells:
- azimuth measurement range: 0 to 360°;
- measurement range limits for zenith angle: 0 to 45, 90, 135, 180°;
- measurement range for apsidal angle: 0 to 360°;
- admissible intrinsic error of azimuth measurement for zenith angles exceeding 3° – within ± 2°;
- admissible intrinsic error of zenith angle measurement
- within ± 0.5°;
- complementary error caused by supply voltage change
- not exceeding 0.2 of intrinsic error;
- complementary error caused by environment temperature change shall not exceed 0.1 of intrinsic error per 10 °C relative to standard temperature value comprising 20 °C.

Requirements for gas logging modules:
- standardized metrological characteristics include exposure dose rate (EDR) or equivalent weight content of uranium, which are calculated based on measured pulse counting rate;
- EDR determining range: 0 to 250 μR/h, equivalent weight content of uranium: 0 to 200 ppmU;
- limits of admissible intrinsic relative errors of EDR determining: ±15 %; equivalent weight content of uranium: - ±[4.3 + 0,7(200/Ue - 1)] %, where Ue is equivalent weight content of uranium, ppmU;
- admissible complementary error of determining caused by supply voltage change within ±10 % shall not exceed 0.2 of intrinsic error;
- admissible complementary determining error due to temperature change in the well shall not exceed 0.1 of intrinsic error per 10 °C relative to standard value comprising 20 °C.

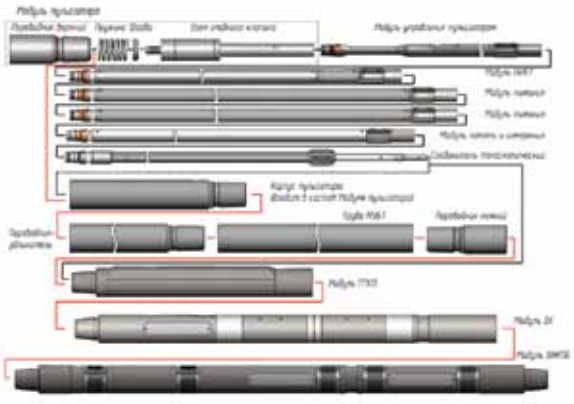

Рис. 4: Типовой состав оборудования для каротажа в процессе бурения

0 до 360°;
- допускаемая основная погрешность измерения азимута для зенитных углов более 3° - не более ± 2°;
- допускаемая основная погрешность измерения зенитного угла - не более ± 0,5°;
- дополнительная погрешность, вызванная изменением напряжения питания, - не более 0,2 значения основной погрешности;
- дополнительная погрешность, вызванная изменением температуры окружающей среды, не должна превышать 0,1 значения основной погрешности на каждые 10 °С относительно стандартного значения температуры, равного 20 °С.

Требования к модулю ГК:
- нормируемыми метрологическими характеристиками являются мощность экспозиционной дозы (МЭД) или эквивалентная массовая доля урана (ЭМДУ), которые рассчитывают по измеренной скорости счета импульсов;
- диапазоны определения МЭД - 0 - 250 мкР/ч, ЭМДУ - 0 - 200 ppmU;
- пределы допускаемых основных относительных погрешностей определения МЭД - ±15 %; ЭМДУ - ±[4,3 + 0,7(200/Uэ - 1)] %, где Uэ - эквивалентная массовая доля урана, ppmU;
- допускаемая дополнительная погрешность определения, вызванная изменением напряжения питания в диапазоне ±10 %, не должна превышать 0,2 значения основной погрешности;
- допускаемая дополнительная погрешность определения, вызванная изменением температуры в скважине, не должна превышать 0,1 значения основной погрешности на каждые 10 °С относительно стандартного значения, равного 20 °С.

Требования к модулю ГГКП:
- нормируемыми метрологическими характеристиками служат объемная плотность

Requirements for gamma-gamma density logging modules:
- standardized metrological characteristics include rock volumetric density and photoelectric absorption index, which are calculated based on measured pulse counting rate;
- volumetric density determining range: 1.7 to 3.0 g/cm^3;
- photoelectric absorption index determining range: 1.3 to 7.0;
- limit of admissible intrinsic relative errors of density measurement within 1.7 to 2.0 g/cm^3 and 2.0 to 3.0 g/cm^3 shall not exceed ±1,5 % and ±1,2 % respectively;
- limit of admissible intrinsic relative errors of photoelectric absorption index measurement shall not exceed ±0.2 (in Pe units);
- admissible complementary errors due to supply voltage change by ±10 % and temperature change in the well by 10 °C relative to the standard value comprising 20 °C shall not exceed 0.2 and 0.1 of intrinsic error respectively.

Requirements for lateral logging (LL) modules:
- specific electric resistance measurement range: 0.2 to 10000 Ohm · m;
- the limit of admissible intrinsic error of specific electric resistance measurement: not exceeding ± 5%;
- admissible complementary error of specific electric resistance measurement caused by temperature change in the well shall not exceed 0.1 of intrinsic error per 10 °C relative to standard value comprising 20 °C;
- divergence in reference signal values registered before and after measurements and during the last periodical calibration shall not exceed the value of allowable intrinsic measurement error;
- relative divergence between main and additional measurements shall not exceed ± 20 % within intervals with rated well diameter;
- for homogenous isotropic reservoirs without penetration, the difference between values of rock specific electric resistance measured using LL probes shall not exceed ± 20 % of ρr values obtained using other methods if processing was performed using a single interpretation model, and specific resistance values to be determined are within a range $5 < \rho r/\rho m < 500$ with reservoir thickness $h > 5$ m if the results obtained using LL and lateral sounding are compared; $5 < \rho r/\rho m < 50$ with $h > 4$ m and $\rho m > 0.5$ Ohm, if the results of LL and induction logging (IL) are compared.

Requirements for neutron logging (NL) measurement probes:
- standardized metrological characteristic is a water-saturated porosity of the rocks calculated based on measured pulse counting rate;
- determining range of water-saturated porosity: 1 to 40 %;

и индекс фотоэлектрического поглощения горных пород, которые рассчитывают по измеренным скоростям счета импульсов;
- диапазон определения объемной плотности - 1,7 - 3,0 г/см3;
- диапазон определения индекса фотоэлектрического эффекта - 1,3 - 7,0;
- предел допускаемой основной относительной погрешности измерения плотности в диапазонах 1,7 - 2,0 г/см3 и 2,0 - 3,0 г/см3 - не более ±1,5 % и ±1,2 % соответственно;
- предел допускаемой основной относительной погрешности измерения индекса фотоэлектрического поглощения - не более ±0,2 (в единицах Pe);
- допускаемые дополнительные погрешности, вызванные изменением напряжения питания на ±10 % и изменением температуры в скважине на 10 °С относительно стандартного значения, равного 20 °С, не должны превышать 0,2 и 0,1 значений основной погрешности соответственно.

Требования к модулю БК:
- диапазон измерений УЭС - от 0,2 до 10000 Ом · м;
- предел допускаемой основной погрешности измерений УЭС - не более ± 5 %;
- допускаемая дополнительная погрешность измерений УЭС, вызванная изменением температуры в скважине, не должна превышать 0,1 от значения основной погрешности на каждые 10 °С относительно стандартного значения, равного 20 °С.
- Расхождения значений стандарт-сигналов, зарегистрированных до и после измерений и в процессе последней периодической калибровки, не должны превышать значение допустимой основной погрешности измерений.
- Относительные расхождения между основным и повторным измерениями не должны превышать ± 20 % в интервалах с номинальным диаметром скважины.
- Для однородных изотропных пластов без проникновения значения УЭС пород, измеренные зондами БК, должны отличаться не более чем на ± 20 %, от значений ρп, найденных другими методами, если обработка проводится в рамках единой интерпретационной модели, а искомые значения удельных сопротивлений находятся в диапазонах: 5 < ρп/ρс < 500 при толщине пласта h > 5 м, если сравнивают результаты определений БК и БКЗ; 5 < ρп/ρс < 50 при h > 4 м и ρс > 0,5 Ом · м, если сравнивают результаты БК и ИК.

Требования к измерительным зондам НК:
- нормируемой метрологической характеристикой служит водонасыщенная пористость горных пород,
- the limit of admissible intrinsic relative error of determining for the period of generating 10,000 pulses: not exceeding ± [4.2 + 2.3(40/kr - 1)] %;
- the limit of admissible intrinsic relative error of determining for survey mode (speed 400 m/h, reservoir thickness 1 m) for 10 s period: not exceeding ± [6.3 + 2.3(40/kr - 1)] %;
- admissible complementary error of determining caused by temperature change in the well shall not exceed 0.1 of intrinsic error per 10 °C relative to the standard value comprising 20 °C;
- complementary error of determining caused by supply voltage change by ± 10 %: not exceeding 0.2 of intrinsic error.

It can be noted that all requirements involve complementary errors which are caused by temperature changes and changes in the supply voltage. The use of new electronic components will reduce the ratio of complementary errors to intrinsic errors by several percent.

At the same time, further improvement of the module's resolution (precision) and increasing the of channel numbers becomes impossible because of the low bandwidth of the hydraulic line of 1 bit/s. Below is the list of typical characteristics of transmission module (pulser):
- valve system operation life at least 500 h of circulation;
- pulse length 0.5…0.9 s;
- data transmission rate 1 bit/s;
- pulse amplitude up to 1.5 MPa;
- pressure losses (water) 0.55 MPa.

Further improvement of metrological performance is therefore only possible if the encoding methods of the transmitted data are changed and the data transmission rate is increased [16]. The advanced telemetry system under development providea an additional complex of process sensors [17].

Summary

This article summarizes the stages of creating 1D geological MWD models including open-hole stability calculations to provide drilling support using comprehensive surveys including MWD and LWD. We successfully applied the methodological foundations of MWD interpretation established by E.E. Lukyanov. The current article focuses on technical regulations for performing surveys providing the necessary and sufficient input data for creating reliable geological MWD models for drilling support purposes.

Bibliography

1. Toropetsky K.V., Kayurov N.K., Cheremisin A.N., Lushev M.A., Samoylov M.I., Ulyanov V.N., Borisov G.A. Creating 1D physical-and-mechanical models and resolving problems of wellbore and near-wellbore

которую рассчитывают по измеренным скоростям счета импульсов;
- диапазон определения водонасыщенной пористости - 1 - 40 %;
- предел допускаемой основной относительной погрешности определений за время набора 10000 импульсов - не более ± [4,2 + 2,3(40/кп - 1)] %;
- предел допускаемой основной относительной погрешности определений для режима исследования (скорость 400 м/ч, толщина пласта 1 м) за время 10 с - не более ± [6,3 + 2,3(40/Кп - 1)] %;
- допускаемая дополнительная погрешность определения, вызванная изменением температуры в скважине, не должна превышать 0,1 значения основной погрешности на каждые 10 °С относительно стандартного значения, равного 20 °С;
- дополнительная погрешность определения, вызванная изменением напряжения питания на ± 10 %, - не более 0,2 значения основной погрешности.

Можно заметить, во всех требованиях присутствует дополнительная погрешность, обусловленная температурными изменениями и изменениями напряжения питания. Применение новых электронных компонентов позволит снизить дополнительные погрешности до сотых долей основной погрешности.

В то же время дальнейшее повышение разрешающей способности (разрядности) модулей, увеличение количества каналов становится невозможным из-за низкой пропускной способности гидроканала – 1 бит/сек. Ниже приведены типовые характеристики передающего модуля (пульсатора):
- Ресурс клапанной системы не менее 500 ч циркуляции;
- Длительность импульса 0,5…0,9 с;
- Скорость передачи данных 1 бит/с;
- Амплитуда импульса до 1.5 Мпа;
- Потери давления на воде 0,55 МПа;

В связи с этим, дальнейшее улучшение метрологических характеристик возможно только при изменении методов кодирования передаваемой информации и при увеличении скорости передачи данных [16]. В разрабатываемых перспективных телесистемах предусматривается размещение дополнительного комплекса технологических датчиков [17].

Заключение

В работе кратко показана этапность построения одномерных геолого-геомеханических моделей с расчетом устойчивости открытого ствола скважин

stability, Avtomatizatsiya, telemechanizatsiya i svyaz v neftyanoy promyshlennosti 11, 29–41 (2016) (In Russian)
2. Toropetsky K.V., Ulyanov V.N., Borisov G.A., Kurmangaliyev R.Z., Kayurov N.K., Arzhantsev V.S. Overview of petrophysical dependencies for creation of 1D geological MWD models for problems relating to wellbore stability during drilling, Avtomatizatsiya, telemechanizatsiya i svyaz v neftyanoy promyshlennosti 12, 31–44 (2016) (In Russian)
3. Toropetsky K.V., Kayurov N.K., Ulyanov V.N., Borisov G.A., Modeling Support for Horizontal Drilling in Eastern Siberia, ROGTEC 48, 76–87 (2017) (In Russian)
4. Lukyanov E.E., Expansion of MWD methodological capabilities, Karotazhnik. 2008. No. 5. pp. 42–59. (In Russian)
5. Lukyanov E.E., Interpretation of MWD data. – Novosibirsk: Publishing House “Istoricheskoye naslediye Sibiri», 2011. – 944 pp. (In Russian)
6. Lukyanov E.E., Petrophysical modes of drilling process as foundation for interpretation of MWD data. – Novosibirsk: Publishing House “Istoricheskoye naslediye Sibiri», 2015. – 312 pp. (In Russian)
7. Lukyanov E.E., Power logging as foundation of up-to-date MWD technologies, Karotazhnik. 2015. No. 6 (252). P. 39–61. (In Russian)
8. RD 153-39.0-069-01. Technical guidelines on MWD of oil and gas wells, 2001. – 69 pp. (In Russian)
9. GOST R 53376-2009. Oil and gas wells. Geological-technological logging. General requirements, 2009. (In Russian)
10. Lobankov V.M., Tsiryulnikov V.P., Zuyev A.M., Lukyanov E.E., Nesterova T.N., Condition and prospects of metrological support of MWD during drilling of oil and gas wells, Karotazhnik. 2017. No. 6 (276). Pp. 80–90. (In Russian)
11. Lukyanov E.E., Kayurov N.K., Vasinkin I.A., Krylov E.V., Shibayev A.A., Modular architecture of modern MWD systems, Avtomatizatsiya, telemechanizatsiya i svyaz v neftyanoy promyshlennosti. 2015. No. 5, pp. 17–24. (In Russian)
12. Lukyanov E.E., MWD and geophysical surveys during drilling. – Novosibirsk: Publishing House “Istoricheskoye naslediye Sibiri», 2009. – 752 pp. (In Russian)
13. Lukyanov E.E., Information and measurement systems for MWD and geophysical surveys during drilling. – Novosibirsk: Publishing House “Istoricheskoye naslediye Sibiri», 2010. – 816 pp.
14. RD 153-39.0-109-01. Methodological guidelines on combination and stages of geophysical, hydrodynamical and geochemical surveys of oil- and oil-and-gas deposits, Moscow, 2002. 111 pp. (In Russian)
15. RD 153-39.0-072-01. Technical guidelines on geophysical surveys and operation of wireline instruments in oil and gas wells. 2001, 135 pp. (In Russian)

с целью сопровождение бурения с применением комплекса исследований ГТИ/LWD. Нами были успешно применены методические основы интерпретации ГТИ, заложенные Лукьяновым Э.Е. В текущей работе акцентировано внимание на техническом регламенте проведения исследований, поставляющих кондиционно необходимые и достаточные входные данные для построения достоверных геолого-геомеханических моделей для целей сопровождения бурения.

Литература

1. Торопецкий К.В., Каюров Н.К., Черемисин А.Н., Лушев М.А., Самойлов М.И., Ульянов В.Н., Борисов Г.А. Построение 1D физико-механических моделей и решение задач устойчивости ствола скважины и прискважинной зоны, Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности 11, 29 – 41 (2016)
2. Торопецкий К.В., Ульянов В.Н., Борисов Г.А., Курмангалиев Р.З., Каюров Н.К., Аржанцев В.С. Обзор петрофизических зависимостей для построения одномерных геолого-геомеханических моделей в задачах устойчивости ствола скважины при бурении, Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности 12, 31-44 (2016)
3. Торопецкий К.В., Каюров Н.К., Ульянов В.Н. Борисов Г.А., Геомеханическое сопровождение бурения горизонтальной скважины в Восточной Сибири, ROGTEC 48, 76-87 (2017)
4. Лукьянов Э.Е., Расширение методических возможностей ГТИ, Каротажник. 2008. № 5. С. 42-59.
5. Лукьянов Э.Е. Интерпретация данных ГТИ. – Новосибирск: Издательский Дом «Историческое наследие Сибири», 2011. – 944 с.
6. Лукьянов Э.Е. Петрофизическая модель процесса бурения – основа интерпретации данных ГТИ. – Новосибирск: Издательский Дом «Историческое наследие Сибири», 2015. – 312 с.
7. Лукьянов Э.Е., Энергокаротаж - основа современных технологий геолого-технологических исследований, Каротажник. 2015. № 6 (252). С. 39-61.
8. РД 153-39.0-069-01. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин, 2001. – 69 с.
9. ГОСТ Р 53376-2009. Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования, 2009.
10. Лобанков В.М., Цирульников В.П., Зуев А.М., Лукьянов Э.Е., Нестерова Т.Н., Состояние и перспективы метрологического обеспечения геолого-технологических исследований в процессе бурения нефтегазовых скважин, Каротажник. 2017. № 6 (276). С. 80-90.
11. Лукьянов Э.Е., Каюров К.Н., Васинкин И.А., Крылов Е.В., Шибаев А.А., Модульная архитектура современных комплексов геолого-технологических исследований, Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2015. № 5. С. 17-24.
12. Лукьянов Э.Е. Геолого-технологические и геофизические исследования в процессе бурения. – Новосибирск: Издательский Дом «Историческое наследие Сибири», 2009. – 752 с.
13. Лукьянов Э.Е. Информационно-измерительные системы геолого-технологических и геофизических исследований в процессе бурения. – Новосибирск: Издательский Дом «Историческое наследие Сибири», 2010. – 816 с.
14. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений, Москва, 2002. 111 с.
15. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. 2001, 135 с.
16. Лукьянов Э.Е., Создание новых технологий информационного обеспечения строительства нефтегазовых скважин - веление времени, Каротажник. 2005. № 5. С. 3-42.
17. Лукьянов Э.Е., Оперативная оценка аномальных пластовых давлений в процессе бурения, Новосибирск: Историческое наследие Сибири, 2012. – 424 с.
18. Лукьянов Э.Е., Геомеханическое моделирование в процессе строительства скважин (в печати).
19. Лукьянов Э.Е., Методические рекомендации по интерпретации данных ГТИ, Новосибирск: Историческое наследие Сибири, 2016. – 512 с.

16. Lukyanov E.E., Creation of new technologies of information support of oil-and-gas well construction as a requirement of the present time, Karotazhnik. 2005. No. 5. pp. 3–42. (In Russian)

17. Lukyanov E.E., Real-time assessment of abnormal reservoir pressures, Novosibirsk: Istoricheskoye naslediye Sibiri, 2012. – 424 pp. (In Russian)

18. Lukyanov E.E., MWD modelling during well construction (in printing). (In Russian)

19. Lukyanov E.E., Methodological recommendations on interpretation of MWD data, Novosibirsk: Istoricheskoye naslediye Sibiri, 2016. – 512 pp. (In Russian)