УДК 621.31

УСТРОЙСТВО ДЛЯ РАЗМАГНИЧИВАНИЯ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА

–––––––

DEVICE FOR DEMAGNETISATION OF DRILLING TOOL

Никулин Олег Викторович
кандидат технических наук,
ведущий инженер-энергетик,
ООО «УК «Татбурнефть»
oleg309@yandex.ru

Аннотация. Устройство для размагничивания содержит катушку для пропускания размагничиваемой колонны бурильных труб, ротор для вращения колонны бурильных труб, размещенный на устье скважины выше катушки, систему управления электроприводом буровой лебедки, предназначенной для спуска-подъема колонны бурильных труб в обсадную колонну скважины. Катушка установлена на наружной поверхности обсадной колонны скважины. Технический результат состоит в повышении качества размагничивания, обеспечении контроля величины намагниченности колонны бурильных труб и снижении металлоемкости и скорости их монтажа и демонтажа.

Ключевые слова: устройство для размагничивания, катушка, колонна бурильных труб, намагниченность.

Nikulin Oleg Viktorovich
Candidate of technical sciences,,
Lead power engineer management,
Company Tatburneft LLC
oleg309@yandex.ru

Annotation. Demagnetisation device comprises a coil for passage of degaussed drilling string, rotor for rotating drill string, placed at wellhead above coils, electric drive control system of draw works intended for lifting of drilling string in casing string. Coil is installed on external surface of well casing string. Technical result consists in improvement of quality of demagnetising control value of magnetisation of drilling string and reduction of metal consumption and speed of their assembly and disassembly.

Key words: demagnetisation device, coil, drilling string, magnetization.

80 % всей нефти в Российской Федерации добываются на основных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Бурный рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти требует минимизации затрат на их освоение, что невозможно без внедрения новых технологий в нефтедобыче. Новые технологии в нефтедобыче требуют бурения новых скважин, причем к бурению скважин предъявляются особые требования, такие как качество цементирования эксплуатационных колонн, наклонно-направленное бурение с большим смещением скважин – 2500 и более м, бурение скважин с горизонтальным окончанием и так называемые многозабойные скважины с горизонтальным окончанием, использование ранее пробуренного фонда скважин, находящихся в простое из-за аварий или по причине нерентабельной эксплуатации, путем реконструкции строительством боковых стволов.

Бурение боковых стволов, в том числе из существующих скважин, может дать новую жизнь старым месторождениям и является эффективным методом увеличения коэффициента извлечения нефти. Фонд неиспользуемых скважин в России, хотя и сократился за последние два десятка лет, исчисляется десятками тысяч, причем многие из них имеют обустроенную инфраструктуру. На части скважин бурение боковых стволов позволит начать добычу с ранее неиспользованных участков залежей. Это может стать дополнительным стимулом для реанимации старых скважин и особенно актуально для месторождений с падающей добычей. Требует решения задача автоматизация и роботизация процессов бурения [1, 2].

Одними из приоритетных технологий, опубликованных в прогнозе научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года Министерством энергетики Российской Федерации [1] в геологоразведке, нефтяной и газовой отраслях и электроэнергетике, которые можно распространить на бурение и буровое оборудование, являются:

– горизонтальное бурение по профилю пласта;
– ранняя диагностика оборудования и прогнозирование остаточного ресурса;
– отечественный сервис импортного энергооборудования;
– цифровая электротехника и силовая электроника.

Для сооружения направленных скважин используются специальные устройства и механизмы, позволяющие изменять траекторию движения рабочего органа по команде оператора. Они позволяют компенсировать влияние практически всех разнонаправленных отклоняющих факторов, являющихся причиной изменения первоначального курса. Кроме того, управляемый рабочий орган позволяет прокладывать скважины со сложной траекторией, включающей повороты в разных плоскостях.

Перспективным направлением развития данной области является применение современных информационных технологий основанных на использовании новых поколений измерительных систем и исполнительных механизмов, к которым относятся:

– телеметрические MWD системы (MeasurementWhileDrilling), обеспечивающие точное определение формы траектории скважины в процессе бурения;

– телеуправляемые исполнительные механизмы, обеспечивающие оперативную коррекцию траектории движения бурового инструмента в процессе бурения.

Рост объемов наклонно-направленного бурения скважин с углами отклонения ствола скважин от вертикали более 60º обусловили ограничения по применению традиционных методов исследований с помощью аппаратуры, спускаемой в скважину на кабеле, и вызвали необходимость разработки специальных технологий доставки скважинных приборов в интервал исследований. Решение этой проблемы возможно с помощью измерительных телеметрических систем, устанавливаемых в компоновку низа буровой колонны. Телеметрические системы регистрируют информацию о параметрах бурения на основе датчиков, установленных в ней, с последующей передачей (по каналу связи) измерительной информации в реальном масштабе времени на наземную станцию [3].

Немаловажное значение для управления бурением имеет информация по технологическим параметрам как с устья, так и забоя скважины. Современные забойные телесистемы позволяют получить следующую информацию со скважины: кривые гамма-каротажа, индукционного каротажа; нагрузка на долото; обороты вала двигателя; внешнее давление; зенитный угол; угол положения отклонителя; азимутальный угол; естественная радиоактивность окружающих скважину горных пород; температура; удельное электрическое сопротивление горных пород; литологическое расчленение разбуриваемых пород.

Объем информации, полученной со скважины в процессе бурения, часто позволяет отказаться от привязочных каротажей, что сокращает время и стоимость бурения, ускоряет прохождение прихватоопасных зон [3].

Кроме информации о параметрах, получаемых с забоя скважины, в процессе бурения для оперативного управления процессом бурения и предотвращения аварийных ситуаций необходим контроль работы наземного оборудования. Это обеспечивается системой наземного контроля параметров бурения, которая обеспечивает измерение, регистрацию и индикацию параметров технологического процесса бурения таких как: состояние воздушной среды на загазованность; момент на роторе; вес на крюке буровой лебедки; момент на буровом ключе; плотность промывочной жидкости; давление промывочной жидкости; расход промывочной жидкости; уровень промывочной жидкости в технологических емкостях; частота вращения барабана буровой лебедки; число двойных ходов штока бурового насоса; частота вращения бурового ротора; момент на буровом роторе.

Существует три основных способа передачи данных от забойной телесистемы на поверхность в реальном времени: электропроводный, гидравлический и электромагнитный каналы связи.

Современные телесистемы для каротажа в процессе бурения в основном используют гидравлический и электромагнитный каналы связи. При этом при бурении скважин глубиной более 1 километра в основном используют гидравлический канал связи.

Электропроводной канал связи обладает преимуществом перед всеми известными каналами связи, так как является наиболее информативным, быстрым и помехоустойчивым. Однако его применение при бурении затруднено необходимостью прокладки кабеля в бурильной колонне.

Телесистемы с гидравлическим каналом связи отличаются от других наличием в них устройства, создающего в потоке бурового раствора импульсы давления. Для генерирования импульсов давления в буровом растворе используются несколько различных по типу устройств. Сигнал, создаваемый ими, подразделяется на три вида: положительный импульс, отрицательный импульс или непрерывная волна.

К недостаткам данного канала связи можно отнести низкую информативность из-за относительно низкой скорости передачи, низкую помехоустойчивость, последовательность в передаче информации.

Системы с электромагнитным каналом связи используют электромагнитные волны (токи растекания) между изолированным участком колонны бурильных труб и породой (рис. 1). На поверхности земли сигнал принимается как разность потенциалов от растекания тока по горной породе между бурильной колонной и приемной антенной, устанавливаемой в грунт на определенном расстоянии от буровой установки. К преимуществам электромагнитного канала связи относится несколько более высокая информативность по сравнению с гидравлическим каналом связи. К недостаткам – дальность связи, зависящая от проводимости и перемежаемости горных пород, слабая помехоустойчивость, сложность установки антенны в труднодоступных местах.

В ООО «УК «Татбурнефть» наибольшее распространение получили телесистемы с электромагнитным каналом связи. В качестве наземной системы контроля параметров бурения используется динамометр электронный ДЭЛ-140 (150).

Помимо необходимости получения информации с забоя и наземного оборудования при бурении скважин в условиях завершающей стадии разработки нефтяных и газовых месторождений выросли требования к электроприводу основных – буровых лебедок, роторов, насосов и систем верхнего привода – и вспомогательных механизмов буровых установок. Наиболее полное использование мощности основных буровых механизмов, возможность оптимального ведения технологических процессов бурения, повышение показателей бурения в целом обеспечивает регулируемый электропривод [4].

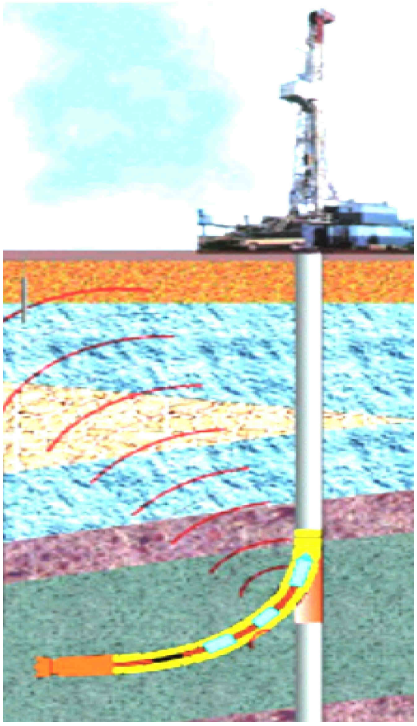

Рисунок 1 – Забойная телесистема с электромагнитным каналом связи

В процессе углубления скважины можно изменять определенные параметры, которые принято называть параметрами режима бурения: осевую нагрузку на долото *G* (динамическую и статическую); расход промывочной жидкости и параметры, характеризующее ее свойства; частоту вращения долота (или бурильной колонны – для роторного бурения).

Без прекращения процесса углубления скважины можно изменять давление на выкидке бурового насоса или в бурильной колонне и вращательный момент для работы долота или на валу забойного двигателя ($P_н$, $M_в$ и $M_д$). Изменяя тот или иной параметр средствами регулируемого электропривода с использованием информационных данных с забоя и наземного оборудования, можно добиться оптимального режима бурения, необходимого в конкретных геологических условиях [5].

Механические напряжения сильно влияют на магнитные свойства бурового инструмента. В разрезе скважин часто встречаются пласты, находящиеся в сильно напряженном состоянии, что приводит к намагничиванию пород этих пластов, а последние способствуют намагничиванию бурового инструмента (рис. 2).

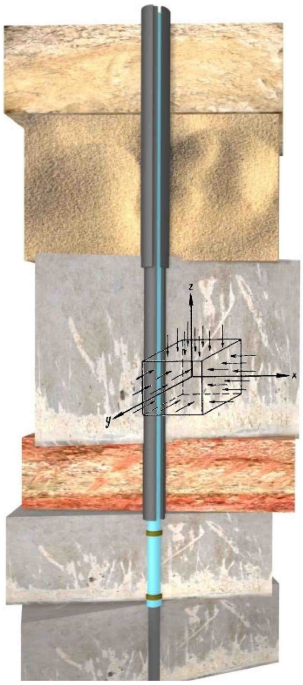

Рисунок 2 – Разрез скважины и распределение давлений

Буровой инструмент намагничивается как под влиянием магнитного поля Земли и отдельных сильно намагниченных пластов, так и в процессе бурения. В процессе бурения нижний конец бурового инструмента находится в сильно сжатом состоянии, что также приводит к намагничиванию инструмента.

Намагниченные массы влияют на точность измерения инклинометрических датчиков, поэтому после каждого рейса желательно размагнитить инструмент, входящий в состав колонны бурильных труб и находящийся в непосредственной близости от инклинометрических датчиков скважинного прибора. Для предотвращения влияния намагниченности бурильные трубы и инструмент необходимо размагничивать.

Данная задача решается разработанным в ООО «УК «Татбурнефть» устройством для размагничивания бурового инструмента. Новым является то, что катушка для размагничивания установлена на наружной поверхности обсадной колонны скважины, а на роторе размещен датчик магнитного поля. Катушка состоит из двух одинаковых частей, объединенных с одной стороны шарниром, а с другой стороны защелкой. Скорость прохождения колонны бурильных труб через катушку зависит от величины намагниченности участков труб. Это достигается путем измерения величины намагниченности датчиком и связью системы управления устройства с системой управления электроприводом буровой лебедки.

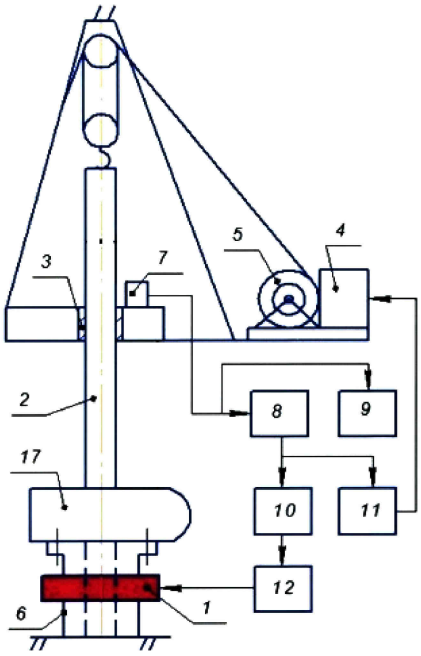

Рисунок 3 – Устройство для размагничивания бурового инструмента:
1 – катушка; 2 – колонна бурильных труб; 3 – ротор; 4 – система управления электроприводом буровой лебедки; 5 – буровая лебедка; 6 – обсадная колонна; 7 – датчик магнитного поля; 8 – регулятор тока возбуждения; 9 – блок индикации; 10 – таймер; 11 – ограничитель скорости спуско-подъема; 12 – регулируемый источник питания

Устройство позволяет повысить качество размагничивания бурового инструмента, за счет увеличения скорости спуска-подъема колонны бурильных труб на слабо намагниченных участках колонны труб и наоборот уменьшить скорость спуска-подъема колонны бурильных труб на сильно намагниченных участках [6].

На рисунке 3 изображено устройство размагничивания бурового инструмента. Размагничивание бурового инструмента осуществляется при спуске или подъеме колонны бурильных труб (КБТ) с помощью предлагаемого устройства.

Устройство содержит катушку 1 для пропускания КБТ 2, ротор 3 для вращения КБТ 2, систему управления электроприводом 4 буровой лебедки 5.

Катушка 1 (рис. 4) устанавливается на наружной поверхности обсадной колонны 6.

На роторе 3 размещен датчик магнитного поля 7, представляющий собой датчик Холла.

Датчик 7 обеспечивает контроль уровня намагниченности КБТ.

Катушка 1 устанавливается на обсадной колонне 6 на устье скважины для обеспечения максимально возможного расстояния, с целью исключения влияния, генерируемого ей, переменного магнитного поля на измеряемый величины датчиком 7.

Устройство дополнительно оснащено регулятором тока возбуждения 8 с блоком индикации 9, таймером 10, ограничителем скорости спуско-подъема 11 и регулируемым источником питания 12.

Блок индикации позволяет производить визуальный контроль величины намагниченности КБТ и выявлять интервалы ее намагниченности.

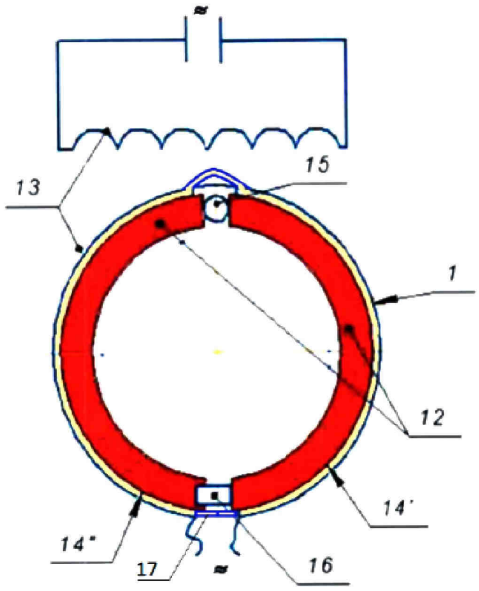

Рисунок 4 – Размагничивающая катушка

Сигнал с датчика 7 поступает на вход регулятора тока возбуждения 8 с блоком индикации 9. Выход регулятора тока возбуждения соединен со входом таймера 10 и со входом блока ограничения спуско-подъема 11.

Сигнал с ограничителя спуско-подъема поступает на регулятор скорости системы управления электропривода 4 буровой лебедки 5.

Выход таймера соединен со входом регулируемого источника питания, выход которого соединен с катушкой 1.

Устройство работает следующим образом.

При попадании намагниченного участка КБТ в зону действия датчика 7 на регулятор тока возбуждения 8 поступает сигнал пропорциональный величине намагниченности, при этом на блоке индикации 9 фиксируется величина намагниченности.

Регулятор тока возбуждения 8 вырабатывает сигнал задания, пропорциональный величине намагниченности, который через таймер 10 без выдержки времени поступает на регулируемый источник питания 12.

Таймер 10 подает сигнал на вход регулируемого источника питания 12 без выдержки времени, но при снижении сигнала с датчика 7 до порогового значения с его выхода сигнал снимается с выдержкой времени, например, 10 секунд. Это необходимо для учета расстояния между катушкой 1 и датчиком 7, для того, чтобы при снижении сигнала с датчика 7 вся намагниченная зона КБТ успела пройти через катушку 1.

Выходной сигнал регулятора тока возбуждения 8 поступает на блок ограничения скорости спуско-подъема 11. С выхода ограничителя скорости спуско-подъема сигнал поступает на регулятор скорости в систему управления электропривода 4 буровой лебедки 5. При увеличении сигнала с датчика 7 скорость движения КБТ уменьшается для более качественного размагничивания.

Регулируемый источник питания 12 подает регулируемый ток возбуждения на катушку выполненную в виде соленоида с сердечником из ферромагнитного материала с намотанной на нем обмоткой из изолированного медного провода, при этом переменное магнитное поле, генерируемое катушкой, размагничивает КБТ.

Устройство позволяет повысить качество размагничивания бурового инструмента за счет увеличения скорости спуско-подъема КБТ на слабо намагниченных участках и наоборот, уменьшить скорость на сильно намагниченных участках.

Таким образом, обеспечивается оптимальная скорость спуско-подъема КБТ, направленная на качественное размагничивание бурового инструмента в зависимости от величины намагниченности.

Литература:

1. Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года // Министерство энергетики Российской Федерации. – М., 2016. – URL : http://minenergo.gov.ru/node/6366 (дата обращения: 05.11.2016).

2. Никулин О.В. Разработка и исследование частотно-регулируемого синхронного электропривода бурового насоса : монография / О.В. Никулин. – Москва : РУСАЙНС, 2017. – 148 с.

3. Гайван А.Г. ООО «ТНГ-Групп»: направления развития геонавигации при проводке горизонтальных скважин // Георесурсы. – 2012. – № 3 (45). – С. 64–67.

4. Шабанов В.А., Никулин О.В. Исследование режимов частотного регулирования синхронного электропривода бурового насоса // Проблемы строительного комплекса России : материалы 14-й Международной научно-технической конференции и специализированной выставке «Строительство. Коммунальное хозяйство. Энергосбережение». – 2010. – С. 59–60.

5. Балденко Д.Ф., Вервекин А.В., Плотников В.М. Пути дальнейшего совершенствования технологии бурения скважин с применением винтовых забойных двигателей // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15. – № 19. – С. 165–174.

6. Пат. РФ 2591056. Устройство для размагничивания бурового инструмента / Р.И. Шафигуллин, В.Г. Еромасов, В.Ф. Андиряков, О.В. Никулин. – Опубл. 10.07.2016. – Бюл. № 19.

References:

1. The forecast of scientific and technological development of branches of fuel and energy complex of Russia for the period till 2035 // the Ministry of Energy of the Russian Federation. – M., 2016. – URL : http://minenergo.gov.ru/node/6366 (date of the address: 11/5/2016).

2. Nikulin O.V. Development and research of the frequency and adjustable synchronous electric drive of the boring pump : monograph / O.V. Nikulin. – Moscow : RUSAYNS, 2017. – 148 p.

3. Gayvan A.G. LLC TNG Group: the directions of development of geonavigation when conducting horizontal wells // Georesursa. – 2012. – No. 3 (45). – P. 64–67.

4. Shabanov V.A., Nikulin O.V. Issledovaniye of the modes of frequency regulation of the synchronous electric drive of the boring pump // Problem of a construction complex of Russia : materials of the 14th International scientific and technical conference and specialized exhibition «Construction. Municipal services. Energy saving». – 2010. – P. 59–60.

5. Baldenko D.F., Vervekin A.V., Plotnikov V.M. Ways of further improvement of technology of well-drilling with use of screw bottomhole engines // the PNIPU Bulletin. Geology. Oil and gas and mining. – 2016. – T. 15. – No. 19. – P. 165–174.

6. Patent RF 2591056. The device for demagnetization of the boring tool / P.I. Shafigullin, V.G. Eromasov, V.F. Andiryakov, O.V. Nikulin – Publ. 7/10/2016. – Bulletin No. 19.