Научная статья
УДК 622.24.05

О возможностях создания российской высокотехнологичной компоновки низа бурильной колонны

О.В.ЖДАНЕЕВ¹, А.В.ЗАЙЦЕВ¹✉, Т.Т.ПРОДАН²

¹ Российское энергетическое агентство Минэнерго России, Москва, Россия

² ООО «Аксель Телеметрия», Москва, Россия

Как цитировать эту статью: Жданеев О.В. О возможностях создания российской высокотехнологичной компоновки низа бурильной колонны / О.В.Жданеев, А.В.Зайцев, Т.Т.Продан // Записки Горного института. 2021. Т. 252. С. 872-884. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.9

Аннотация. Развитие высокотехнологичных скважинных электронных измерительных систем направлено на создание современного оборудования: телеметрии, оборудования для геофизических измерений в скважине, архитектура которых подразделяется на базовую (имеющую измерительные каналы гамма-каротажа и индуктивного сопротивления) и расширенную (имеющую радиоактивные, акустические, магнитно-резонансные и термобарометрические измерительные каналы, в том числе азимутальные методы исследования). Разрабатываются наддолотные измерительные модули, роторно-управляемые системы, совершенствуются каналы передачи информации из скважины на земную поверхность и наоборот, создается специализированное наземное оборудование с глубоко интегрированным программным обеспечением. Различные измерительные модули производятся разными компаниями, в связи с чем возникает неопределенность в возможности сопряжения измерительных модулей компаний-производителей в единый скважинный измерительный комплекс. В статье представлен анализ готовности российских нефтесервисных компаний к производству скважинного и наземного оборудования для бурения российских наклонно-направленных нефтяных и газовых скважин, отвечающего современным требованиям по точности, ресурсу и условиям эксплуатации. Рассмотрена возможность создания полностью российского скважинного высокотехнологичного оборудования и необходимые ресурсы, риски и меры их митигирования при создании современного скважинного измерительного комплекса.

Ключевые слова: ударные нагрузки; вибрации; температура; направленное бурение; роторно-управляемая система; телесистема; каротаж в процессе бурения

Принята: 30.11.2021

Онлайн: 10.02.2022

Опубликована: 27.12.2021

Введение. Выполнение задач по обеспечению уровня добычи нефти на уровне 550 млн т в год, определенных Энергетической стратегией РФ до 2035 г. [13], возможно за счет введения новых малоизученных месторождений, в том числе арктического шельфа и месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТриЗ). Одним из направлений достижения высоких показателей разработки месторождений является строительство горизонтальных и наклонно-направленных скважин, которые позволяют не только увеличить объем добываемых углеводородов, эксплуатировать труднодоступные участки месторождений, но и дают возможность рентабельно разрабатывать участки с малой продуктивностью за счет протяженных горизонтальных участков, особенно при плотной сетке скважин. В менее мощных пластах или в регионах со сложной геологией требуется быстрая и точная корректировка траектории ствола скважины в процессе бурения. Эта задача решается совершенствованием бурового комплекса и скважинного инструмента. Такие месторождения разрабатываются за счет иностранного скважинного оборудования в связи с отсутствием российского современного скважинного измерительного комплекса. На российских месторождениях с ТриЗ и арктическом шельфе работа иностранных компаний ограничена законодательством

Рис.1. Интегрированное управление процессами на буровой установке 2.0 на месторождении

и иностранных государств, в связи с чем потребуются создать современное российское нефтегазовое оборудование для разработки новых, малоизученных месторождений, соответствующее современным требованиям к надежности (работа в условиях вибраций до 30 g, ударной нагрузки до 1000 g при длительности импульса до 5 мс, рабочей температуре более 150 °С) и долговечности с сохранением точностных характеристик в скважинных (более 5000 ч, межсервисного периода более 1500 ч) и наземных условиях эксплуатации и хранения оборудования [22, 23].

Совершенствование бурового комплекса – это новое направления развитие строительства скважин, которое сводится к созданию цифрового бурового комплекса (буровая 2.0) [3], позволяющего бурить скважины различного назначения и во всех возможных климатических условиях автономно, при минимальном участии человека (рис.1).

Определяющей основой для бурового комплекса 2.0 является система принятия решений с помощью искусственного интеллекта на основе цифровой интеграционной платформы, включая автоматизированную систему управления БУ с функциями управления, контроля, хранения и вывода информации о текущих процессах и состоянии оборудования и с интегрированной системой контроля параметров бурения.

Цифровой буровой комплекс 2.0 состоит из трех глобальных систем:

- наземное оборудование, включая буровую установку, цементирующий комплекс, энергетическое оборудование, управляемые общей автоматизированной системой управления;
- программные продукты, обеспечивающие, оптимизирующие и связывающие работу всех наземных и скважинных систем;
- скважинное оборудование и системы, включая управляемые компоновки для бурения и исследования скважин, бурильные трубы, буровые растворы.

Глобальные системы бурового комплекса 2.0 необходимы для обеспечения современных подходов к бурению нефтяных и газовых скважин, которые тесно связаны с информационными измерительными каналами процесса бурения. К информационным каналам относятся:

- скважинные измерения – телеметрия, геофизические измерения в процессе бурения, измерение давления трубного и затрубного пространства в непосредственной близости к забою скважины, кавернометрия и т.д.;
- наземная система датчиков буровой установки – вес буровой колонны, крутящий момент, приложенный к буровой колонне на устье бурящейся скважины, данные газоанализа, постоянный автоматизированный контроль уровня бурового раствора на всех ключевых узлах буровой установки и устья скважины, давления и расхода бурового раствора на устье скважины и т.д.;

• система контроля параметров работы агрегатов буровой установки в совокупности с автоматизированной системой технологических процессов и применением частотнорегулируемых приводов.

По геологическим данным и данным, полученным по информационным каналам бурового комплекса 2.0, искусственный интеллект, базирующийся на предиктивной аналитике процессов бурения, позволит обеспечить безаварийное бурение с сокращением непроизводительного времени при бурении и уменьшением затрат при бурении наклонно-направленных скважин на 17 % и более, при бурении скважины с горизонтальным окончанием не менее 19 %, что в конечном итоге позволит снизить затраты на разработку месторождения.

Создание парка БУ 2.0 и частичная модернизация существующих буровых установок позволит:

- снизить капитальные вложения в разработку новых месторождений на 15-20 %;
- сократить средний основной период буровых работ на новых месторождениях с 8 до 4-5 лет;
- уменьшить количество скважин за счет бурения многоствольных и с горизонтальным окончанием скважин;
- снизить операционные затраты на проведение буровых работ до 40 %.

Для строительства скважин с применением технологий цифрового бурового комплекса 2.0 необходимо использование высокотехнологичного скважинного оборудования, которое можно разделить на три группы – забойные телеметрические системы MWD (measurement while drilling), системы каротажа в процессе бурения LWD (logging while drilling) и роторные управляемые системы РУС. Скважинные высокотехнологичные комплексы позволяют:

- контролировать пространственное искривление скважины относительно геологических объектов в процессе бурения с целью повышения эффективности бурящейся скважины [19, 24];
- проводить каротаж в горизонтальных и искривленных скважинах [18];
- оперативно получать данные о количественной оценке параметров пласта и коллекторных свойствах и обоснованно принимать решения по изменению траектории скважины в зависимости от изменяющихся геологических условий скважины в процессе бурения [21];
- получая данные каротажа непосредственно во время и после бурения, строить сложные модели гидродинамического моделирования;
- отказаться от дополнительных промежуточных каротажей на кабеле или на трубах с целью оценки и уточнения геологических условий по стволу скважины.

Таким образом, возможно добиться не только сокращения непроизводительного времени строительства скважин, затрачиваемого на проведение геофизических измерений, но и увеличить дебит скважины [16].

Данное оборудование эксплуатируется при одновременном воздействии ударной нагрузки до 1000 g при длительности импульса удара до 5 мс, вибрациях ± 30 g и температуре до +150 °С. Такие системы обладают высокой эффективностью и надежностью, так как от этого зависят качество, время и затраты на строительство скважины.

Сегодня на российском нефтесервисном рынке сложилась следующая ситуация: доля иностранных РУС, которые применяют при бурении скважин со сложным профилем ствола и маломощными продуктивными пластами 0,5 м и менее, а также на месторождениях с ТриЗ и арктическом шельфе, составляет 100 %. В РФ проведены успешные опытно-промышленные испытания РУС компанией ООО НПП «БУРИНТЕХ» (по результатам которых проводятся доработки конструкций). Еще две компании (ООО «РУС», ООО «ГЕРС Технолоджи») находятся на стадии проведения опытно-промышленных испытаний. Появление серийных российских образцов РУС позволит удовлетворить внутреннюю потребность нефтегазодобывающих предприятий (не менее 22 шт./год) и освоить российский рынок, размер которого составит более 184,2 млрд руб. к 2030 г. [10].

В РФ полностью освоено производство и серийный выпуск оборудования MWD, при этом степень локализации комплектующих и электронной компонентной базы (ЭКБ) не превышает 50 %.

Оборудование LWD также выпускается российскими компаниями, с примерно той же степенью локализации комплектующих и ЭКБ, равной 50 %. Импортозависимым элементом скважинной аппаратуры является электронная компонентная база (см. табл.1).

Таблица 1

Соотношение российских и иностранных компонентов в составе MWD и LWD

Компонент	Доля иностранных компонентов, %
Радиоэлектронные компоненты	
ПЛИС (США, Корея)	100
Микроконтроллеры (США)	100
Пассивные элементы (Китай)	90
Интегральные микросхемы (США, Япония)	100
Энергонезависимая память Flash (Евросоюз, Корея)	100
Литиевые батареи (Канада)	50
Сенсоры	
Акселерометры (Евросоюз, Япония, США)	100
Датчик давления (США, Россия)	50
Магнитометры (Евросоюз, США)	100
Датчики МЭМС (США, Евросоюз)	100
Фотоэлектронные умножители (Япония)	100
Редкоземельные магнитные сплавы (Китай)	100
Кристаллы (США, Россия)	50
Счетчики нейтронов (США, РФ)	50

Обсуждение. В процессе бурения наклонно-направленных нефтяных и газовых скважин в настоящее время применяются телесистемы с гидравлическим каналом связи. До недавнего времени наряду с телесистемами с гидравлическим каналом связи массово применялись телесистемы с электромагнитным и кабельным каналами связи [9], в отдельных случаях – с акустическим способом передачи информации. В России и за рубежом происходит постепенное сокращение электромагнитного (применяется только на небольших глубинах до 2000 м и в операциях бурения под направление и т.д., в этом сегменте наблюдается рост количества операций), акустического и кабельного каналов связи. Это связано с тем, что гидравлический канал связи имеет возможность передавать данные из скважины на расстояние более 12 тыс. м по сравнению с электромагнитным каналом (максимум до 4 тыс. м), позволяет сократить непроизводительное время до 500 % по сравнению с кабельным каналом связи и не зависит от геологических особенностей месторождения, которые могут серьезно сократить эффективную глубину работы электромагнитного канала (в отдельных случаях до 600 м). Электромагнитный, акустический и кабельный каналы связи сохраняют свою нишу при бурении верхних секций, в основном по экономическим причинам, за счет низкой себестоимости работ, а также при бурении на депрессии, когда использование гидравлического канала ограничено или невозможно. Поэтому сегодня совершенствуется именно гидравлический канал связи как наиболее востребованный на нефтесервисном рынке телеметрии в процессе бурения наклонно-направленных нефтяных и газовых скважин.

В РФ телеметрия в процессе бурения производится в достаточном количестве и имеет обширную гамму систем, как по способу передачи информации, так и по техническим характеристикам. У всех российских систем MWD с гидравлическим каналом связи слабым местом является скорость передачи данных, достигнута гарантированная скорость до 3 бит/с, у иностранных компаний – 70 бит/с [6] (с помощью компрессии данных). Ведутся разработки в данном направлении, и уже сегодня наблюдается положительная тенденция, по результатам опытного бурения скважины достигнута скорость передачи данных до 4,8 бит/с [7].

Налажен серийный выпуск полной гаммы LWD, востребованной на нефтесервисном рынке оборудования, за исключением ядерно-магнитного каротажа, так как этот метод исследования скважин не получил распространения на российских месторождениях.

В мировой практике применения геофизических методов исследования скважин и их комбинаций, применяемых в процессе бурения, существует достаточно большое количество видов и подвидов, поэтому целесообразно выделить только те из них, которые успешно используются на российских месторождениях [11]: гамма-каротаж; индукционный резистивиметр; боковой микрокаротаж; измерение затрубного давления; акустический каверномер; гамма-гамма каротаж; нейтрон гамма-каротаж; нейтрон нейтронный каротаж; другие, включая азимутальные методы исследований.

Различают несколько видов компоновки низа бурильной колонны (КНБК) (рис.2) с точки зрения наличия методов скважинных измерений:

- с применением только систем MWD;
- базовый комплекс, в котором применяются системы MWD и LWD с использованием методов индукционного и гамма-каротажа, а также с наддолотным модулем;
- расширенный комплекс с применением MWD и базового, который дополняется плотностным, нейтронным каротажем, а также акустическим боковым и прочими методами, включая азимутальные [1]. К нему относятся: гамма-каротаж; высокочастотный резистивиметр (индукционный); азимутальный гамма-каротаж; гамма спектроскопия (азимутальная); индекс фотоэлектрического поглощения (азимутальный); гамма-гамма-каротаж (азимутальный); нейтрон-нейтронный

Рис.2. Архитектура компоновки низа бурильной колонны: а – базовая; б – расширенная

каротаж (азимутальный); импульсный нейронный каротаж (азимутальный); азимутальный высокочастотный резистивиметр (индукционный); электрический боковой микрокаротаж (азимутальный); акустический каротаж; ЯМР;

- с применением роторно-управляемых систем.

Потребность российского рынка в высокотехнологичном скважинном оборудовании в ТЭК в 2019 г. составляла 513 ед., при этом российскими компаниями производилось 371 ед., недостающее оборудование закуплено за рубежом. В табл.2 приведена потребность российского рынка по компоновкам.

Таблица 2

Производство высокотехнологичного скважинного оборудования в РФ

Компоновка	Потребность	Произведенное	Дельта
MWD	315	226	89
LWD базовая	260	63	197
LWD расширенная	153	82	71

Важную роль в скважинном измерительном комплексе играет высокотехнологичный аппаратно-программный наземный комплекс с применением узкоспециализированного программного обеспечения. Данный класс оборудования глубоко интегрирован с системой MWD и в совокупности представляет собой единую высокотехнологическую систему для применения в процессе бурения.

В 2030 г. в общем числе операций LWD сегмент базовой архитектуры будет занимать 42 % от общего числа операций, а LWD 2 и LWD 3 – 42 и 16 % соответственно (рис.3) [10].

Если предположить, что в идеальном варианте среднее время одной операции составит от 5 до 10 дней (без учета эффективности использования, но предполагая использование методов, ускоряющих процесс бурения скважин), то можно сделать вывод, что потребность российского рынка в 2030 г. составит от 190 до 360 систем в год (минимум). Если же учесть эффективность использования оборудования, которая на данный момент составляет в большинстве случаев порядка 30 %, а также то, что сроки бурения скважин на данный момент далеки от идеальных, то эти цифры следует увеличить в три-четыре раза.

Благодаря модульной архитектуре скважинной аппаратуры функционал и назначение КНБК могут изменяться в зависимости от решаемых задач. Например, для бурения верхних непродуктивных участков скважины не нужно использовать модули LWD, достаточно применять базовую КНБК, так как отсутствует актуальность анализа свойств горных пород. Для бурения продуктивных горизонтов такая потребность есть, так как необходимо не только провести ствол скважины в соответствии с требованиями план-программы, но и обеспечить максимально возможный дебит скважины путем осуществления геонавигации для коррекции пространственного положения ствола скважины, исходя из геологии залегающих пластов, в таком случае применяются различные архитектуры КНБК, в том числе и расширенные. Модульность скважинных систем позволяет изменять состав и наполнение скважинными измерительными модулями непосредственно на месторождении, без использования производственных баз.

Несмотря на то, что в России освоен серийный выпуск скважинного и наземного оборудования, нефтесервисными компаниями производится ограниченное количество модулей, которые представлены либо как отдельные измерительные скважинные модули, либо предназначены для работы с

Рис.3. Доли отдельных сегментов в общем количестве операций LWD в России в 2030 г. (нейтральный сценарий)

LWD 1 – операции с использованием зондов инклинометрии (измерение угла и азимута скважины), гамма- и резистивиметра; LWD 2 – с использованием зондов инклинометрии, гамма-, резистивиметра и ННК (нейтрон-нейтронного каротажа); LWD 3 – с использованием (помимо базового комплекса) азимутальных методов каротажа

Рис.4. Классическая архитектура шины данных скважинной аппаратуры

определенной типом системы. Поэтому возникают технические сложности при конфигурировании российскими модулями КНБК различных производителей. Это связано с использованием разных типов электрических разъемов, интерфейсов, межмодульных соединителей, протоколов передачи данных и т.д.

Задача сопряжения оборудования отдельных производителей непростая, так как системной шиной данных скважинного измерительного комплекса формируется его архитектура и функционал. Все дело в том, что электронная архитектура скважинных модулей формируется вокруг платы центрального процессора (рис.4) к которой посредством шины данных подключаются все измерительные модули скважинного комплекса. Модуль центрального процессора выполняет функцию не только администрирования системной шины данных, но и задает необходимый функционал системы для решения конкретной задачи, в некоторых случаях управляет пульсатором (выполняет функцию модуля передачи данных). Также в его функционал входит взаимодействие с наземным оборудованием для конфигурирования или изменения пользовательских настроек скважинной системы, в том числе формата передаваемых данных на поверхность, синхронизации системного времени и т.д.

Основными межмодульными протоколами связи являются RS-485, CAN, I2C, Q-Bus и др. Шина данных, построенная на интерфейсе RS-485, описанном в стандарте ANSI TIA / EIA-485-A: 1998, представляет собой трансивер, подключенный с помощью витой пары – двух витых между собой проводников. Интерфейс RS-485 основан на принципе дифференциальной передачи данных, т.е. передачи одного и того же сигнала по двум проводникам.

Электрические и временные характеристики интерфейса RS-485:

- поддерживаются до 32 приемопередатчиков в одном сегменте сети;
- максимальная длина одного сегмента сети 1200 м;
- в один момент активным может быть только один передатчик;
- максимальное количество узлов в сети – 256 с учетом магистральных усилителей;
- соотношения скорость обмена/длина линии связи: 62,5 кбит/с 1200 м (одна витая пара); 375 кбит/с 500 м (одна витая пара); 500 кбит/с; 1000 кбит/с; 2400 кбит/с 100 м (две витых пары); 10 000 кбит/с 10 м.

Шина для протокола CAN на физическом уровне – это такая же витая пара, как и в протоколе RS-485, по которой распространяются сигналы разных уровней. CAN-шина относится к широко-вещательным шинам. Это означает, что все узлы без исключения получают все сообщения. Однако оборудование CAN обеспечивает возможность локальной фильтрации, так что каждый модуль может отвечать только на интересующее сообщения. Фактически, в протоколе CAN отсутствует понятие адреса сообщения. Вместо этого содержимое сообщения определяется идентификатором, который находится в сообщении.

Протокол CAN описан в стандарте ISO 11898-1 и может быть кратко охарактеризован следующим образом:

- сообщения небольшие, обычно 8 байт, защищены контрольной суммой;
- сообщения не имеют явных адресов, вместо этого каждое сообщение содержит числовое значение, которое контролирует его порядок на шине, а также может служить идентификатором содержимого сообщения;
- схема обработки ошибок позволяет повторно передавать сообщения, если они не были получены адресатом;

- доступны эффективные средства для локализации неисправностей и удаления неисправных узлов из шины;
- максимальная скорость передачи данных до 10 Мбит/с.

Протокол I2C был разработан Philips и предназначен для коммерческого использования. Физическая организация протокола требует двух линий – данных и тактовых импульсов. На шине есть главное и подчиненное устройство, тактовые импульсы генерирует мастер, подчиненное только сигнализирует о том, что данные получены. Каждое устройство распознается по уникальному адресу и может работать как передатчик или приемник. Каждый элемент идентифицируется своим уникальным адресом, который включает группу устройств и конкретный номер устройства. Любой элемент, инициирующий передачу, является ведущим, любой адресный элемент – подчиненным. В системах с несколькими ведущими один и тот же элемент может действовать как ведущий или как подчиненный.

Протокол Q-Bus основан на протоколе M-Bus, который является промышленным стандартом для проводной сети различных устройств, датчиков и измерительных приборов. M-Bus стандартизирован по всей Европе в соответствии с DIN 1434 и EN 13757. В результате устройства QUNDIS Q M-Bus могут быть объединены в сеть друг с другом.

Физически Q-Bus представляет собой два проводника, поэтому линии данных и адреса используют одни и те же линии. Технические особенности: ввод-вывод с отображением на память; адресация с точностью до байта; строгие отношения главный – подчиненный на шине; асинхронный протокол взаимодействия; режим передачи полудуплексный; скорость передачи данных 300-9600 бит/с; дальность передачи в стандартной конфигурации до 1000 м; дальность slave устройства до повторителя сигнала до 350 м; количество устройств на линии до 250.

В состав измерительных скважинных модулей входят микроконтроллеры, память программ и данных, интерфейсные микросхемы, микросхемы времени с соответствующими генераторами тактовой частоты (кварцевыми резонаторами). Все эти компоненты в высокотемпературном, ударо-, вибростойком исполнении, не производятся российской промышленностью. Производители скважинной аппаратуры предъявляют следующие требования к внешним нагрузкам – рабочая температура не менее 200 °С, синусоидальные среднеквадратичные вибрации не менее 35 g, ударные нагрузки не менее 1500 g при длительности импульса удара не менее 5 мс [5].

Необходимо отметить, что существуют системы (например, MWD) без модульной архитектуры, которые не имеют системной шины данных, измерительные модули подключаются непосредственно к портам микроконтроллера и к имеющимся в его составе интерфейсам, в связи с этим ресурсы микроконтроллера исчерпываются при подключении к нему двух-трех дополнительных измерительных модулей. Такие системы, как правило, подлежат глубокой модернизации для подключения дополнительных модулей, либо используются самостоятельно без возможности подключения дополнительных измерительных модулей. Такая архитектура является устаревшей, но по-прежнему существует и эксплуатируется.

Для управления процессом бурения траектории скважины необходимо передавать измеренные данные из скважины на поверхность, как правило, по электромагнитному или гидравлическому каналу связи, в которых имеется только одна информационная линия связи для передачи данных, по которой разработаны специализированные форматы передаваемых данных. Форматы передачи данных с забоя скважины строятся по следующей архитектуре:

- ожидание начала передачи импульсов; настраиваемый параметр (обычно 30-35 с) необходим для выхода буровых насосов на номинальный режим работы для избежания наложения шумов от запуска насосов на полезный сигнал;

Рис.5. Классический формат кадра передаваемой информации на поверхность на примере протокола передачи Manchester

- передача данных начинается с так называемой синхропосылки (рис.5, Flag), имеющей исключительно уникальную комбинацию импульсов, необходимую для обеспечения корреляции принимаемого сигнала обнуления таймера детектора сигнала и старта счета наземного программного таймера с целью синхронизации с наземным скважинным оборудованием. Она имеет строго регламентированные производителем параметры, обусловленные регламентом канала связи и строго определенную частоту (ширину) передачи импульсов. Первая синхропосылка после запуска насосов может использоваться для возможности определения наземным цифровым сигнальным процессором характера передаваемых данных для коррекции коэффициентов фильтра конечных импульсных характеристик и его предварительного конфигурирования;

- далее передается предварительно запрограммированный в скважинной аппаратуре и сохраненный в наземном программном обеспечении на этапе конфигурирования скважинной аппаратуры перед спуском в скважину «FID» или «Tag», разрядность которого может быть от 4 до 12 бит, этот параметр содержит информацию о структуре передаваемых данных;

- затем передаются информационные данные в последовательности и разрядностью, закодированной в «Tag».

Для генерирования импульсов давления в буровом растворе используются несколько различных по типу устройств, сигнал, создаваемый ими, подразделяется на три вида: положительный импульс; отрицательный импульс; непрерывная волна. Данные подразделяются на типы модуляции (манчестер, кодоимпульсная, времяимпульсная и т.д.), но общий принцип построения формата кадра передаваемых данных остается неизменным.

Наземный аппаратный комплекс предназначен для приема данных от различных датчиков, расположенных на буровой (давления, глубины, веса, ходов насоса и т.д.); первичной фильтрации сигналов от датчиков и передачи их в программное обеспечение; осуществления аппаратного декодирования сигнала, передаваемого скважинной системой (на данный момент считается устаревшим методом, но используется рядом отечественных и западных производителей).

В функцию наземного программного обеспечения входят: программирование скважинной аппаратуры перед спуском в скважину – частоты передачи данных; форматы кадров данных, которые возможно выбирать в процессе бурения скважины в ручном или автоматическом режиме; считывание и запись информации в скважинные модули; осуществление фильтрации и декодирования передаваемой информации с помощью различных математических алгоритмов с возможностью использования искусственного интеллекта; ведение журнала бурения; формирование базы данных, отчетной информации в графическом и цифровом виде; обмен информации с удаленным сервером по локальной сети и сети интернет.

Таким образом, для того, чтобы получить скважинную компоновку из различных измерительных модулей российских производителей в единый измерительный комплекс, т.е. модули различных производителей, имеющие различные протоколы передачи данных, потребуется разработать и произвести не только универсальные телескопические удлинители для обеспечения межмодульных электрических соединений разъемов в единую шину данных, но также привести шины данных модулей к единому протоколу при помощи электронных преобразователей протоколов, которые могут быть выполнены в виде отдельных электрических плат или межмодульных вставок. Также необходимо разработать высокотехнологичный наземный аппаратно-программный комплекс, который осуществляет прием информации из скважины, ее обработку, формирование базы данных, формирование отчетной документации в графическом и цифровом виде, глубоко интегрированный с функционалом скважинного модуля центрального процессора.

Резьбовые соединения отдельных производителей соответствуют требованиям стандартов, но все же могут отличаться по типам резьб в одном типоразмере измерительного модуля, поэтому потребуется разработать и произвести резьбовые переводники. К примеру, в компоновке типоразмера 108 мм могут применяться резьбовые соединения по ГОСТ 28487-90 3-86, 3-88, идентичные иностранные резьбовые соединения по стандарту API 7, для соединения компоновок в единую систему потребуется переводник с резьбами на одном конце 3-86, на противоположном 3-88. В России имеется оборудование для изготовления резьбовых соединений любых мировых стандартов для трубных резьб, российские стандарты на трубные резьбы унифицированы с иностранными,

хоть и не являются их прямыми аналогами. Необходимо учитывать, что для нарезания трубных резьб необходимы калибры для каждого типа резьбы (гладкие и резьбовые) и режущие пластины требуемого стандартом профиля. Калибры и резьбовые пластины возможно изготовить на инструментальных предприятиях в России.

Компания ОАО «Когалымнефтегеофизика» имеет успешный опыт по интеграции измерительных модулей различных российских производителей в единый измерительный скважинный комплекс с возможностью получения различных по функционалу архитектур КНБК. Этот результат достигнут за счет применения скважинных модулей мастер-контроллера, интерфейсных скважинных модулей, наземной аппаратуры и программного обеспечения компании ООО «Аксель Телеметрия» [8].

Компания ООО «Технологическая Компания Шлюмберже» на базе завода «Геофит» также занимается локализацией производства системы M/LWD, применяя максимальное количество российских разработок в области скважинной аппаратуры. На сегодняшний день создан модуль сопряжения скважинных измерительных модулей для различных протоколов, разработан и произведен опытный образец индукционного резистивиметра, пульсатор и наземный программный комплекс. В разработке находится акустический каверномер, наддолотный модуль, датчик затрубного давления, роторная управляемая система. Компания уже использует прибор нейтронно-плотностного каротажа ООО НПП «Энергия» [11] в интеграции с зарубежными приборами высокоскоростной телеметрии и LWD. Создание опытного образца скважинного измерительного комплекса запланировано до конца 2021 г.

Основными технологическими трендами рынка на ближайшие годы станут:

- Создание двустороннего высокоскоростного канала связи между наземным и скважинным оборудованием 70 бит/с и более [12].

- Развитие каротажа в процессе бурения, направленное на: повышение точности LWD ± 10 до 2 % за счет создания сети метрологических полигонов, распределенных по федеральным округам РФ, соответствующих мировому уровню, и разработки (актуализации, обновление существующих) методик интерпретации данных ГИС [2]; увеличение глубины зондирования горных пород более 12 м, повышение степени автоматизации и экологической безопасности [14]; развитие методического и программно-интерпретационного метрологического обеспечения, соответствующего его мировому уровню [17]; разработку и внедрение отечественных систем LWD с азимутальными методами.

- Внедрение технологий стационарных и импульсных нейтронных методов для вариантов автономного оборудования, а также оборудования для каротажа при бурении.

- Замещение методами LWD методов геофизического исследования скважин на кабеле (трубах).

- Автоматизация процесса бурения при помощи программного вычислительного комплекса, который работает в связке с системами M/LWD и оборудованием бурового станка («Буровая 2.0»).

При разработке месторождений с ТриЗ применяется современное и перспективное скважинное оборудование LWD, где отмечаются тенденции в следующих направлениях:

- метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР) зарекомендовал себя как альтернативный метод определения пористости, проницаемости, водонасыщенности, эффективной пористости и оценки характера насыщения в различных условиях геологического разреза [26, 27];

- широкополосные кросс-дипольные акустические методы позволяют получать информацию из упругих свойств горных пород методом зондирования пласта в радиальном направлении с привязкой к сектору ствола скважины [28, 29];

- диэлектрический каротаж применяется совместно с кросс-дипольным акустическим измерительным модулем;

- импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж направлен на детальное изучение компонентного состава и фильтрационно-емкостных свойств горных пород [20, 25].

Заключение. На российских месторождениях нефти и газа из 8822 эксплуатационных и разведочных скважин с общей проходкой в 28,5 млн м, законченных бурением в 2019 г., более 60 % скважин было построено за счет иностранных и российских нефтесервисных компаний, применяющих иностранное оборудование. Необходимо учитывать, что иностранным компаниям работа на

российском арктическом шельфе и месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами запрещена и регулируется законодательством зарубежных стран, поэтому важно создать собственные технологии и оборудование для разработки собственных месторождений нефти и газа, что будет способствовать выходу российских нефтесервисных компаний на зарубежные рынки.

На сегодняшний день российскими компаниями-производителями скважинного оборудования серийно производится полная гамма компоновки низа бурильной колонны (за исключением РУС и ЯМР), но российское оборудование уступает иностранному по ряду параметров: ресурсу; точности измерения инклинометра и ГИС; методологиями интерпретации данных; гибкости конфигурирования, функционала (в том числе специализированного программного обеспечения) и др.

Российские компании производят как правило не более двух-трех модулей КНБК на предприятии, поэтому для получения расширенной КНБК необходимо решить ряд технических задач, касаемых сопряжения модулей различных производителей в единый измерительный комплекс:

- разработать модуль сопряжения различных протоколов передачи данных в единый протокол шины данных, по которой данные смогут приниматься мастер-контроллером (центральным процессором) скважинного измерительного комплекса;
- разработать универсальные телескопические соединители для физического сочленения шин данных;
- разработать универсальный модуль мастер контроллера способный обеспечить функционирование всей гаммы модулей скважинной аппаратуры и модулей для передачи данных;
- разработать универсальный наземный аппаратно-программный комплекс;
- модернизировать имеющуюся метрологическое обеспечение скважинной аппаратуры и аппаратуры ГИС с целью повышения точности интерпретации данных до уровня $\pm 2\%$ (на сегодняшний день $\pm 10\%$) и разработки, актуализации и обновления современных методик интерпретации данных ГИС [2];
- создать испытательный полигон для проведения натурных испытаний для повышения надежности создаваемого в России скважинного оборудования и отработки новых, современных технологий бурения нефтяных и газовых скважин [15].

При создании российского скважинного комплекса существуют риски. На сегодняшний день на разработку российских месторождений и месторождений арктического шельфа введены ограничения не только на работу иностранным компаниям, но и на использование иностранных компонентов, комплектующих и программного обеспечения. Риски по ограничению применения иностранных комплектующих наиболее выражены в высокотемпературной электронной компонентной базе. Наиболее критическими являются высокотемпературные микроконтроллеры, цифровые сигнальные процессоры и память. Для программного обеспечения наиболее критичными являются программы CAD, CAE и COE, в которых необходимо не только вести проект, проектировать электрические схемы, детали механизмов, но и производить расчеты динамики потоков жидкостей и газов, анализ воздействия вибрации, возникновения усталостных напряжений и т.д. Существенные ограничения введены на использование лицензионных продуктов Ansys, MATLAB, OrCAD и др., которые позволяют моделировать фундаментальные процессы, характер их течения и вероятность наступления тех или иных событий. Важно отметить, что эту категорию программных продуктов нельзя применять даже на начальных этапах проектирования.

Для минимизации рисков при реализации российских проектов с российским оборудованием и нефтесервисных услуг требуется разработать и наладить серийный выпуск комплектующих для скважинной аппаратуры, таких, как датчики (акселерометры, фотоэлектронные умножители, детекторы нейтронов и т.д.), электронной компонентной базы, производство коррозионностойких и прецизионных сталей и сплавов, а также создать испытательные полигоны и современное метрологическое обеспечение аппаратуры ГИС [9]. Анализ ЦКТР ТЭК производственных возможностей российских предприятий показал, что задел для серийного производства датчиков, сталей и сплавов, и электронной компонентной базы существует в основном у предприятий оборонно-промышленного комплекса [1, 4]. Необходимо повысить степень локализации российского оборудования до уровня не менее 80 %, а по некоторым позициям до 100 %.

Диверсификация существующих производственных мощностей, в том числе предприятий ОПК (для производства термо-, вибростойкого ЭКБ и детекторов), будет способствовать ликвидации технологического отставания в сфере бурения точно направленных нефтяных и газовых скважин, приобретению компетенций в выпуске продукции гражданского назначения мирового уровня и освоению новых рынков.

ЛИТЕРАТУРА

1. Жданеев О.В. Вопросы технической политики отраслей ТЭК Российской Федерации / О.В.Жданеев, А.А.Дурдыева, П.В.Бравков. М.: Наука, 2020. 304 с.
2. Жданеев О.В. Метрологическое обеспечение аппаратуры для геофизических исследований / О.В.Жданеев, А.В.Зайцев, В.М.Лобанков // Записки Горного института. 2020. Т. 246. С. 667-677. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.9
3. Жданеев О.В. О приоритетных направлениях развития буровых технологий в России / О.В.Жданеев, К.Н.Фролов // Нефтяное хозяйство. 2020. № 5. С. 42-48. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-5-42-48
4. Жданеев О.В. Техническая политика нефтегазовой отрасли России: задачи и приоритеты / О.В.Жданеев, В.С.Чубоксаров // Энергетическая политика. 2020. № 5 (147). С. 76-91. DOI: 10.46920/2409-5516_2020_5147_76
5. Концепция проведения испытаний скважинного оборудования / О.В.Жданеев, А.В.Зайцев, В.М.Лобанков, К.Н.Фролов // Недропользование XXI век. 2021. № 1-2 (90). С. 4-15.
6. Никифоров Г.В. Цифровые технологии при контроле бурения нефтяных и газовых скважин цифровые технологии при контроле бурения нефтяных и газовых скважин / Г.В.Никифоров, О.П.Кочеткова. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/333610785.pdf> (дата обращения 08.09.2021).
7. ООО «Аксель Телеметрия». URL: https://axelmw.com/ru/about-us/news/rec?rec_id=39 (дата обращения 08.09.2021).
8. Радиоактивный каротаж в процессе бурения. URL: https://power-np.ru/f/ufa_2020_pdfio.pdf (дата обращения 08.09.2021).
9. Рогачев О.К. По-русски – телеметрия, по-английски – MWD / О.К.Рогачев, А.А.Лыщенко. URL: <http://www.sovmash.com/node/62> (дата обращения 08.09.2021).
10. Российский рынок услуг по сопровождению наклонно-направленного и горизонтального бурения: текущее состояние и сценарии его развития в 2020-2030 гг. Исследование RPI июнь 2020. URL: <http://rpi-consult.com> (дата обращения 10.09.2021).
11. Роснефть и Шлюмберге развивают рынок локального высокотехнологичного оборудования для бурения скважин. URL: <https://www.rogtesmagazine.com/%D1%80%D0%BE%D1%81%D0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D1%8C-%D0%B8-%D1%88%D0%BB%D1%8E%D0%BC%D0%B1%D0%B5%D1%80%D0%B6%D0%B5-%D1%80%D0%B0%D0%B7%D0%B2%D0%B8%D0%B2%D0%B0%D1%8E%D1%82-%D1%80%D1%8B%D0%BD%D0%BE%D0%BA/?lang=ru> (дата обращения 08.09.2021).
12. Технологии ННБ, телеметрии и каротажа во время бурения. URL: <https://www.slb.ru/upload/iblock/fl6/Katalog-oborudovaniya-DnM-2019.pdf> (дата обращения 26.09.2021)
13. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения 2.08.2021).
14. A New Ultra-Deep Azimuthal Electromagnetic LWD Sensor for Reservoir Insight / Hsu-Hsiang Wu, C.Golla, T.Parker et al. // SPWLA 59th Annual Logging Symposium, 2-6 June 2018, London, UK. OnePetro, 2018. № SPWLA-2018-X.
15. BHA Selection and Parameter Definition Using Vibration Prediction Software Leads to Significant Drilling Performance Improvements / D.Amorim, D.Hanley, D.J.Leite // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 16-18 April 2012, Mexico City, Mexico. OnePetro, 2012. № SPE-152231-PP. DOI: 10.2118/152231-MS
16. Carpenter Chris. Thailand Joint-Development Project Delivers MWD/LWD Benefits // Journal of Petroleum Technology. 2019. Vol. 71. Iss. 2. P. 50-52. DOI: 10.2118/0219-0050-JPT
17. Chuilon P. et al. From Houston API Calibration Pits... to Artigueloutan Logging Metrological Facility / P.Chuilon, G.Puyou, E.Caroli et al. // SPWLA 60th Annual Logging: Symposium Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 15-19 June 2019, Texas, Houston, USA. OnePetro, 2019. № SPWLA-2019-GGGGG. DOI: 10.30632/T60ALS-2019_GGGGG
18. Hansen R.R. Features of Logging-While-Drilling (LWD) in Horizontal Wells / R.R.Hansen, J.White // SPE/IADC Drilling Conference, 11-14 March 1991, Amsterdam, The Netherlands. OnePetro, 1991. № SPE-21989-MS. DOI: 10.2118/21989-MS
19. Improving the Accuracy and Reliability of MWD/Magnetic-Wellbore-Directional Surveying in the Barents Sea / I.Edvardsen, E.Nyrnes, M.G.G.Johnsen et al. // SPE Drill & Completion. 2014. Vol. 29. Iss. 2. P. 215-225. DOI: 10.2118/166226-PA
20. Improvements of Fast Modeling of LWD Neutron Logs Acquired in Enlarged Boreholes for a Commercial LWD Tool / Mathilde Luyx, Carlos Torres-Verdin, Oliver Mohnke et al. // SPWLA 59th Annual Logging Symposium, 2-6 June 2018, London, UK. OnePetro, 2018. № SPWLA-2018-HHH.
21. Jackson C.E. Proactive Use of Logging-While-Drilling (LWD) Measurements Improve Horizontal Well Drilling and Subsequent Evaluation / C.E.Jackson, P.D.Fredericks // SPE/IADC Asia Pacific Drilling Technology, 9-11 September 1996, Kuala Lumpur, Malaysia. OnePetro, 1996. № SPE-37157-MS. DOI: 10.2118/37157-MS
22. Sugiura J. A Drill Bit and Drilling Motor with Embedded High-Frequency 1600 Hz Drilling Dynamics Sensors Provide New Insights into Challenging Downhole Drilling Conditions / J.Sugiura, S.Jones // SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition, 4-7 March 2019, Hague, Netherlands. OnePetro, 2019. Vol. 4. Iss. 3. P. 223-247. DOI: 10.2118/194138-MS
23. Mitigation of Torsional Stick-Slip Vibrations in Oil Well Drilling through PDC Bit Design: Putting Theories to the Test / J.R.Jain, L.W.Ledgerwood, O.J.Hoffmann et al. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 30 October – 2 November 2011. Denver, Colorado, USA. OnePetro, 2011. DOI: 10.2118/146561-MS

24. Monterrosa L.C. MWD Surveying Enhancement Techniques and Survey Management Workflows Applied at a Barents Sea Field for Accurate Wellbore Positioning / L.C.Monterrosa, R.M.Ferreira, J.D.Blackburn // SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, 14-16 March 2017, Hague, Netherlands. OnePetro, 2017. № SPE-184678-MS. DOI: 10.2118/184678-MS
25. Nikitin A. An Impact of Nanotechnology on the Next Generation of Neutron Porosity LWD Tools / A.Nikitin, M.Korjik // SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition, 12-14 June 2012, Noordwijk, Netherlands. OnePetro, 2012. № SPE-157024-MS. DOI: 10.2118/157024-MS
26. Patent № US9784881. Nuclear magnetic resonance apparatus, systems, and methods / R.C.Jachmann, L.Li, A.Reideman. 2017.
27. Predicting Carbonate Rock Properties Using NMR Data and Generalized Interpolation-Based Techniques / H.Kwak, G.Hursan, W.Shao et al. // Petrophysics. 2016. Vol. 57. Iss. 4. P. 351-368.
28. Wavefield characteristics of unipole sonic LWD with eccentric tools / Jianqing Wei, Xiao He, Hao Chen, Xiuming Wang // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2018. P. 734-738. DOI: 10.1190/segam2018-2996720.1
29. Xinding Fang. Detection of formation shear wave in a slow formation using monopole-acoustic logging while drilling / Xinding Fang, Arthur Cheng // 2017 SEG International Exposition and Annual Meeting, September 2017, Houston, Texas, № SEG-2017-17635320.

Авторы: **О.В.Жданеев**, канд физ.-мат. наук, заместитель генерального директора, <https://orcid.org/0000-0002-5287-4397> (Российское энергетическое агентство Минэнерго России, Москва, Россия), **А.В.Зайцев**, директор проекта, zaycev@rosenergo.gov.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3985-0382> (Российское энергетическое агентство Минэнерго России, Москва, Россия), **Т.Т.Продан**, генеральный директор (ООО «Аксель Телеметрия», Москва, Россия),

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.