



НАДЕЖНОСТЬ ТМС И УНИФИКАЦИЯ ПРОТОКОЛОВ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ТМС В ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

ЯШМЕТОВ Владимир Алексеевич
Заместитель главного технолога
ООО «ЛУКОЙЛ ЭПУ Сервис»

История эксплуатации систем погружной телеметрии (ТМС) на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» началась в 2002 году с этапа опытно-промышленной эксплуатации.

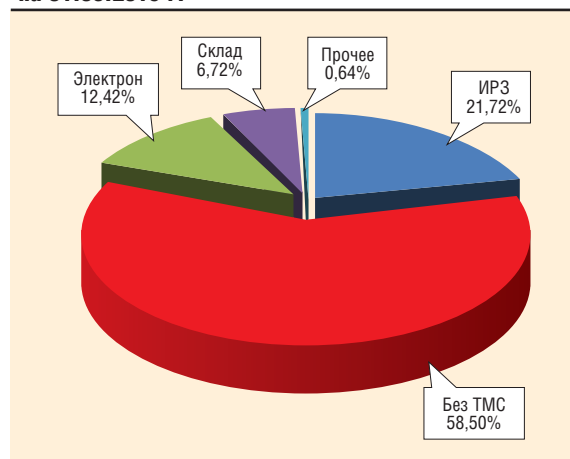
В настоящее время обсуждается вопрос разработки и внедрения унифицированного протокола передачи данных ТМС, что должно позволить решить большое количество текущих эксплуатационных проблем и значительно снизить затраты нефтяных компаний на эксплуатацию ТМС. Однако нельзя забывать и о различных рисках, сопряженных с этим процессом, а также о том, что протокол должен работать на перспективу.

В предлагаемой Вашему вниманию статье приведены основные данные об эксплуатации ТМС различных производителей на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», а также проанализированы преимущества и риски унификации протокола передачи данных и требования к нему, разработанные ООО «ЛУКОЙЛ ЭПУ Сервис».

НАДЕЖНОСТЬ ПОГРУЖНЫХ ТМС

Фонд скважин ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» оборудованных УЭЦН (УЭВН) и находящийся на обслуживании ООО «ЛУКОЙЛ ЭПУ Сервис» по состоя-

Рис. 1. Внедрение систем погружной телеметрии на 01.09.2016 г.



нию на сентябрь 2016 года составлял более 15 тыс. скважин. Более 41,5% обслуживаемых скважин данного фонда оборудованы системами погружной телеметрии. Из них 80,22% составляют системы погружной телеметрии производства ООО «ИРЗ ТЭК», 12,42% – ЗАО «ЭЛЕКТОН», 6,72% – ООО «СКС», прочие компании-0,64% (рис. 1).

При этом, поскольку на 6,3% ТМС отсутствуют показания (см. таблицу), реальный охват фонда скважин, оборудованных УЭЦН, системами погружной телеметрии с постоянным мониторингом составляет 35,2% (рис. 2).

На момент подготовки публикации 80,23% установленных в скважинах ТМС относились к категории высокоточных (ВТМС), с чувствительностью датчиков давления (дискретностью измерения), равной 1 кПа (0,01 атм) (рис. 3).

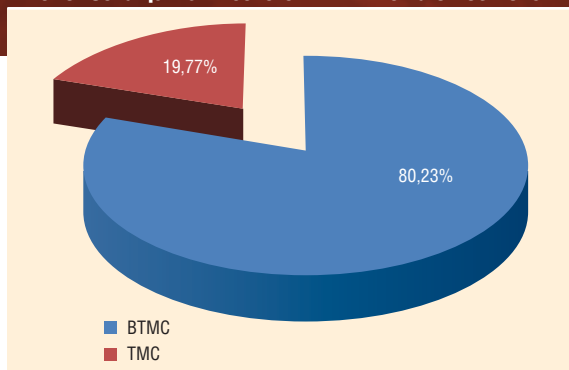
УНИФИКАЦИЯ ТМС И ПРОТОКОЛОВ

Первые шаги по унификации систем погружной телеметрии в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» были сделаны в части разработки и внедрения единых «Технических требований на поставку телеметрических

Рис. 2. Работа систем погружной телеметрии на 01.09.2016 г.



Отказы ТМС на фонде скважин на 01.09.2016г.				
Производитель ТМС	Фонд ТМС	Фонд исправных ТМС (% от общего фонда ТМС)	Число отказов при эксплуатации ТМС (% от общего фонда ТМС)	Число отказов при запуске (% от общего фонда ТМС)
ООО «СКС»	407	319 (78,57)	77 (18,97)	10 (2,46)
ЗАО «ЭЛЕКТОН»	752	643 (85,5)	96 (12,7)	13 (1,8)
ООО «ИРЗ ТЭК»	4858	4146 (85,4)	632 (13)	80 (1,6)

Рис. 3. Оснащение высокоточными ТМС на 01.09.2016 г.

систем (ТМС)». В частности, в данных требованиях унифицированы присоединительные размеры подземной части (ТМСП) и габаритные размеры наземной части (ТМСН) системы погружной телеметрии.

Желание заказчика в отношении систем погружной телеметрии вполне очевидно: заказчику нужны надежные ТМС, обеспечивающие онлайн-мониторинг основных параметров работы скважины. И, если на надежность ТМС влияет множество факторов, то формальные требования к принципам формирования, составу и протоколу передачи данных ТМС сформулировать можно, а в целях повышения эффективности разработки месторождений – даже необходимо.

Для достижения поставленной цели необходимо, чтобы протокол ТМС обеспечивал ряд функциональных возможностей. Во-первых, он должен обеспечивать возможность определения качества канала связи, исправления одиночных и выявления многократных ошибок, идентификации типа, серии и версии блока, а также прозрачный механизм настройки для передачи новых типов параметров. Во-вторых, настройка оборудования должна производиться на основе конфигурационного файла, в котором указываются режимы работы оборудования, соответствие передаваемых параметров и их расположение в памяти оборудования.

При одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух и более пластов, что подразумевает использование управляемых пакеров и клапанов с электроприводом, универсальный протокол должен обладать возможностью передачи команд от ТМСН к ТМСП. Также необходимо наличие показателя «Время последнего измерения параметров», для расчета притока при определенном давлении.

ПРЕИМУЩЕСТВА УНИФИКАЦИИ ПРОТОКОЛА ТМС

Унифицированный протокол передачи данных ТМС должен обеспечивать возможность бесшовной интеграции (т.е. при выполнении определенного процесса в одной системе незаметно для пользователя переходить к работе в другой системе) системы погружной телеметрии с системой интеллектуализации скважины

Рис. 4. Анализ работы систем погружной телеметрии ООО «СКС»**Рис. 5. Анализ работы систем погружной телеметрии ЗАО «ЭЛЕКТОН»****Рис. 6. Анализ работы систем погружной телеметрии ООО «ИРЗ ТЭК»**

(куста, месторождения). При этом, несмотря на то, что ТМС сертифицированы как средства измерения, необходимо, чтобы ТМСН и ТМСП любых производителей были полностью совместимыми. Это позволит снизить затраты при замене станций управления с неисправными ТМСН.

В этой же связи надо отметить, что планируется разработка и внедрение единого оборудования для проверки и диагностики ТМС для сервисных компаний.

Также предполагается, что единый протокол позволит консолидировать усилия разработчиков систем погружной телеметрии, что в свою очередь приведет к повышению надежности систем в целом.

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ РИСКИ УНИФИКАЦИИ

Наряду с описанными выше преимуществами разработка и внедрение унифицированного протокола передачи данных ТМС связана с рядом существенных рисков.

В первую очередь часть существующего фонда систем погружной телеметрии ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» будет априори не совместима с унифицированным протоколом ТМС. Также надо понимать, что только ограниченное число производителей систем погружной телеметрии в состоянии создать новый наземный блок, способный работать со старым парком, в связи с разными способами и протоколами передачи информации от погружного блока к наземному. Кроме того, нужно быть готовыми к тому, что стыковка ТМСП и ТМСН разных производителей осложнит выявление стороны, ответственной за преждевременный отказ оборудования, что усложняет анализ причины отказов ТМС.

Процесс ввода «универсальных ТМС» в эксплуатацию займет продолжительное время в связи с тем, что часть действующего фонда скважин Компании оборудована станциями управления и системами погружной телеметрии, не поддерживающими новый протокол и отображение данных высокоточной телеметрии. Да и в целом унификация протокола – очень долгий процесс, который однозначно вызовет споры по новым требованиям с разными производителями. А сама разработка протокола займет продолжительное время, после чего потребуется не менее долгий срок для отладки и апробации технологии на практике. Нельзя забывать и о развитии технологий, что обуславливает необходимость постоянной корректировки протокола под новые возможности ТМС, например, для контроля обводненности и плотности продукции скважин, замера дебита каждого пласта и управления пакером.

При самостоятельной разработке унифицированного протокола ТМС эксплуатирующей организаци-

ей, потребуется время и наличие профильных специалистов. Ответственность за принятый стандарт и недостатки, которые могут выявиться в ходе эксплуатации, будут возложены не на производителя оборудования, а на эксплуатирующую организацию.

Необходимо сформировать такой универсальный протокол, чтобы обеспечивался задел на будущие годы.

Важно отметить, что введение единого протокола обмена между подземной и наземной частями ТМС приведет к сходу аппаратной части ТМСП, а значит, производители будут в определенной степени лишены возможности улучшать и развивать надежность своих систем (к примеру, развитие скорости обмена, постоянный контроль сопротивления изоляции УЭЦН). Это, с одной стороны, показывает, что, как и любая унификация, введение единого протокола несколько ограничит развитие ТМС, а с другой, – подчеркивает актуальность вопроса надежности систем.

СИТУАЦИЯ НА СЕГОДНЯ

В настоящий момент ни одна существующая система погружной телеметрии, эксплуатирующаяся в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», не соответствует задачам обозримой среднесрочной перспективы.

Например, при применении амплитудной модуляции с двумя уровнями электрического напряжения или тока (способ кодирования «Манчестер-2») был выявлен ряд недостатков.

Во-первых, отсутствует непрерывный контроль сопротивления изоляции – некое подобие существует, но нет по-настоящему непрерывного контроля. Сам принцип передачи информации не позволяет этого делать.

Второй недостаток – медленный канал передачи данных от подземной части ТМС. Высокие амплитуды низкочастотного напряжения на ТМСН вынуждают ставить большие пассивные фильтры в канале передачи данных. Из-за наличия фильтров, если передавать данные в кодировке «ноль-единица», доставка пакета данных занимает значительное время (до минуты).

В-третьих, наличие фильтра внутри погружного блока приводит к его дополнительному нагреву. А увеличение температуры блока на 10°C может быть решающим в плане надежности ТМС.

В свою очередь, при применении принципа передачи данных с помощью высокочастотной несущей частоты было замечено, что отсутствует контроль сопротивления изоляции системы «Кабель-ПЭД», а также искажается сигнал при эксплуатации УЭЦН на частоте питающего тока, отличной от 50 Гц (при использовании станций управления с частотным преобразователем).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время не выработан стандарт разработки ТМС, который бы регламентировал принципы передачи данных, протоколы обмена и геометрические размеры блоков. Если на текущем этапе унифицировать протокол и соответственно принцип передачи данных, то при развитии более быстрых, альтернативных, более надежных и дешевых систем телеметрии опять возникнет необходимость обновления унификации протокола.

Подводя итоги, важно подчеркнуть, что при разработке универсального протокола систем погружной телеметрии необходимо коллегиально с производителем и потребителем прорабатывать все параметры и сценарии работы и дальнейшего развития этого направления.

РЕШЕНИЕ

В настоящий момент утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии ГОСТ Р 56830-2015 «Установки скважинных электроприводных насосов. Общие технические требования». В частности, в данном ГОСТ в разделе 11 указаны общие требования к системам погружной телеметрии. В 2017 году на основании протокола технического совещания Экспертного совета по механизированной добыче нефти совместно с изготовителями погружных электродвигателей, теле-

ВЫДЕРЖКИ ИЗ ОБСУЖДЕНИЯ

Вопрос: Владимир Алексеевич, я правильно понимаю, что вы ориентируетесь на российские компании-разработчики?

Владимир Яшметов: Абсолютно верно. Для нас российские компании должны полностью заменить иностранных производителей.

Вопрос: В том числе и таких гигантов, как Schlumberger и т.п.?

В.Я.: Да, именно так.

метрии и станций управления от 20.04.2016 года на рассмотрение в Технический комитет по стандартизации ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность» будет внесено предложение об изменении данного ГОСТ, в том числе с указанием присоединительных размеров систем погружной телеметрии. Данное предложение об изменении ГОСТ необходимо обсудить с представителями разработчика ГОСТ, производителей систем погружной телеметрии, сервисных и нефтяных компаний. И на основании мнения и решения представителей технического совещания выработать универсальные стандарты к унификации ТМС с внесением данных предложений в ГОСТ Р 56830-2015 и единые технические требования к системам погружной телеметрии.

ВЫВОД

Унификация протокола ТМС должна позволять развиваться системе погружной телеметрии, то есть работать на перспективу. ♦