

Технический стандарт к системам погружной телеметрии УЭЦН – ключ к интеллектуализации процессов добычи нефти

Авторы: С.Ф. Горланов (старший менеджер, г. Москва),
Ю.Ю. Шалагин (главный специалист группы стандартов, аудита и анализа,
г. Нижневартовск)
("ТНК-ВР Менеджмент", "Отдел механизированной добычи")

Начиная с 2002 г. в Компании широко применяются системы погружной телеметрии УЭЦН в качестве инструмента контроля за технологическими параметрами скважин, эксплуатируемых УЭЦН.

В первые годы применения ТМС конструкция и функциональные возможности не были стандартизованы и унифицированы по регистрируемым параметрам, диапазонам и единицам измерения, чувствительности, погрешности измерения датчиков и т. д. В Компании, да и в целом в отрасли, отсутствовал нормативный документ, регламентирующий требования к данному оборудованию.

Сложившаяся ситуация требовала скорейшего реагирования и создания единого по Компании нормативного документа, обеспечивающего стандартизацию оборудования и регламентирующего требования к конструкции и функциональным возможностям ТМС.

В 2009–2010 гг. специалистами Управления скважинных работ БН "Разведка и Добыча" впервые в отрасли были разработаны и введены в действие Технические требования к системам погружной телеметрии УЭЦН. Данный стандарт является неотъемлемой частью договоров на поставку систем погружной телеметрии УЭЦН. В стандарте помимо базового исполнения ТМС также определены всевозможные опциональные модификации.

Разработка и введение в действие данного технического стандарта дают возможность индивидуального подхода к скважинам вследствие возможности выбора оптимального набора датчиков ТМС под конкретные нужды эксплуатации.

Технические требования ТНК-ВР к системам погружной телеметрии УЭЦН определенно дали толчок развитию отрасли производства термоманометрических систем. Позволяют заводам-изготовителям развивать производство и функциональные возможности ТМС для решения различных задач механизированной добычи.

В статье рассмотрены системы погружной телеметрии УЭЦН, применяемые в Компании, которым отводится большая роль в качестве инструмента мониторинга и анализа процессов добычи, поскольку ТМС – источник первичной информации и является рациональной заменой как неточным и устаревшим методам теоретических расчетов, так и дорогостоящим мероприятиям по исследованию скважин УЭЦН.

Отражены функциональные возможности систем погружной телеметрии УЭЦН и области их применения.

Показано, как при установлении повышенных по отношению к уже достигнутому на практике уровню норм посредством разработки и введения в действие технических требований к ТМС стандартизированное оборудование ТМС УЭЦН будет оптимальным в последующее время и приносить прибыль Компании.

Начиная с 2002 г. в Компании широко применяются системы погружной телеметрии УЭЦН (далее ТМС) в качестве инструмента контроля за технологическими параметрами скважин, эксплуатируемых УЭЦН.

В первые годы применения ТМС конструкция и функциональные возможности не были стандартизированы и унифицированы по регистрируемым параметрам, диапазонам и единицам измерения, чувствительности, погрешности измерения датчиков и т. д. В Компании, да и в целом в отрасли, отсутствовал нормативный документ, регламентирующий требования к данному оборудованию.

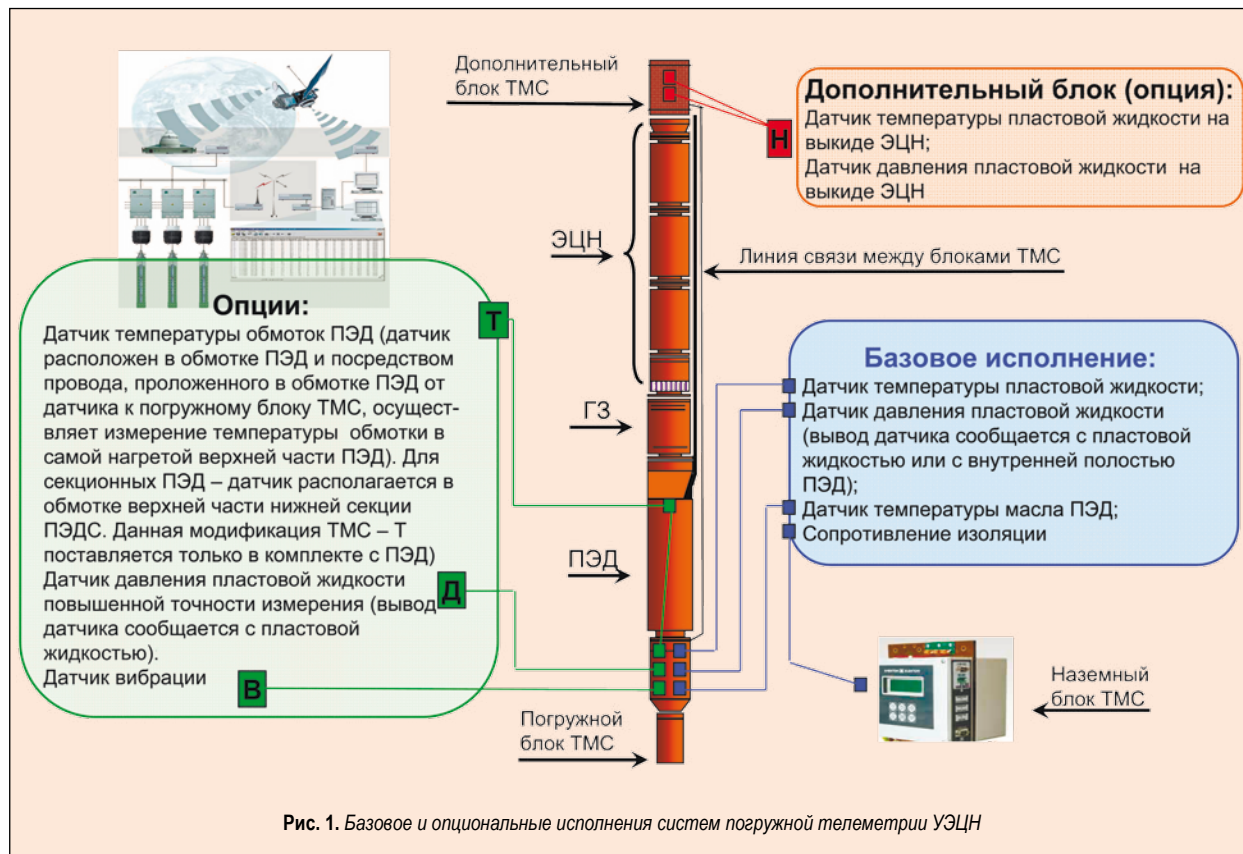
Отсутствие взаимопонимания между разработчиками (заводами-изготовителями) и потребителями (заказчиками) являлось серьезным сдерживающим

фактором развития данного направления. Эффективность применения оборудования ТМС была на низком уровне, существовали огромные сложности по интеграции систем погружной телеметрии в станции управления УЭЦН различных производителей. В качестве примера в таблице показано отсутствие унификации применяемых схемных решений ТМС как по конструкции, так и по параметрическим свойствам датчиков.

Сложившаяся ситуация требовала скорейшего реагирования и создания единого по Компании нормативного документа, обеспечивающего стандартизацию оборудования и регламентирующего требования к конструкции и функциональным возможностям ТМС.

Отличия конструкций и функциональных возможностей систем погружной телеметрии УЭЦН различных заводов-изготовителей

№ п/п	Параметр ТМС	Производитель 1	Производитель 2	Производитель 3
Конструкция				
1	Давление пластовой жидкости ($P_{пл.}$)	Датчик давления встроен в корпус погружного блока, вывод датчика сообщается непосредственно с пластовой жидкостью	Датчик давления расположен внутри погружного блока, вывод датчика сообщается с внутренней полостью ПЭД (давление пластовой жидкости приравнивается к давлению масла ПЭД)	Датчик давления встроен в корпус погружного блока, вывод датчика сообщается непосредственно с пластовой жидкостью
2	Температура электродвигателя ($T_{пэд}$)	Датчик температуры масла электродвигателя	Датчик температуры обмотки электродвигателя	Датчик температуры масла электродвигателя
Единицы измерения				
3	Вибрация (V)	м/с	g	м/с ²
4	Давление пластовой жидкости ($P_{пл.}$)	МПа	кгс/см ²	ат
Чувствительность				
5	Давление пластовой жидкости ($P_{пл.}$)	0,1	0,01	1
6	Температура пластовой жидкости ($T_{пл.}$)	0,1	1	—
Погрешность измерения, %				
7	Давление пластовой жидкости ($P_{пл.}$)	0,5	1,5	2,5
8	Температура пластовой жидкости ($T_{пл.}$)	1,5	2,5	3,0
9	Вибрация (V)	2	5	10
10	Сопротивление изоляции ($R_{из.}$)	5	10	5...10



В 2009–2010 гг. специалистами Управления скважинных работ БН "Разведка и Добыча", можно сказать, впервые в отрасли были разработаны и введены в действие Технические требования к системам погружной телеметрии УЭЦН. Данный стандарт является неотъемлемой частью договоров на поставку систем погружной телеметрии УЭЦН. В стандарте помимо базового исполнения ТМС также определены всевозможные опциональные модификации (рис. 1).

Базовое исполнение ТМС:

- датчик температуры пластовой жидкости, °C;
- датчик давления пластовой жидкости, ат;
- датчик температуры масла ПЭД, °C;
- сопротивление изоляции, кОм;

Опциональные модификации ТМС:

- датчик температуры обмоток ПЭД, °C (модификация термоманометрической системы с датчиком давления повышенной точности измерения (ТМС-Т);
- датчик вибрации, м/с² (модификация термоманометрической системы с датчиком вибрации (ТМС-В);
- датчик давления с повышенной точностью измерения, ат (модификация термоманометрической системы с датчиком давления повышенной точности измерения (ТМС-Д);
- датчики давления и температуры на выкиде ЭЦН, ат и °C (модификация термоманометрической системы с датчиками давления и температуры на выкиде насосного оборудования (ТМС-Н).

В стандарте установлены требования по унификации оборудования ТМС (рис. 2) в части диапазонов и единиц измерения параметров, чувствительности датчиков и их погрешности измерения. Регламентированы требования к заводским испытаниям ТМС, максимально приближенные к скважинным условиям (рис. 3). Обеспечены возможность подключения погружных блоков к любому типу электродвигателей, а также взаимозаменяемость блоков ТМС.

Разработка и введение в действие данного технического стандарта дают возможность индивидуального подхода к сква-

жинам вследствие возможности выбора оптимального набора датчиков ТМС под конкретные нужды эксплуатации.

Технические требования ТНК-ВР к системам погружной телеметрии УЭЦН определенно дали толчок развитию отрасли производства термоманометрических систем. Позволяет заводам-изготовителям развивать производство и функциональные возможности ТМС для решения различных задач механизированной добычи.

Так, технические требования ТНК-ВР к системам погружной телеметрии УЭЦН регламентируют требования к ТМС высокоточного исполнения (ТМС-Д), применяемым в Компании в качестве альтернативного подхода к проведению гидродинамических исследований скважин (интерпретация ГИС).

Экономический эффект от применения ТМС-Д заключается в увеличении добычи за счет снижения времени простоев на ГИС, снижения затрат на проведе-



Рис. 3. Заводские испытания погружных блоков ТМС

ТМС с высокой разрешающей способностью;
сква. 2684 ЦДО "Самотлорнефтегаз"

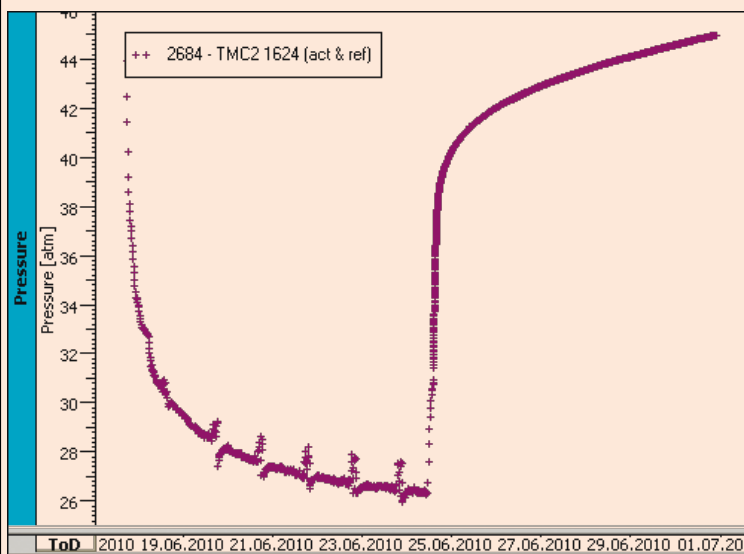


Рис. 4. Зависимость давления пластовой жидкости (ат) во времени

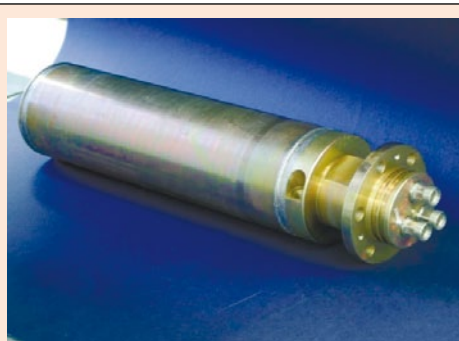


Рис. 2. Общий вид погружного блока ТМС

Рис. 5. Зависимость забойного давления (сверху) и производной забойного давления (снизу) от времени в логарифмических координатах

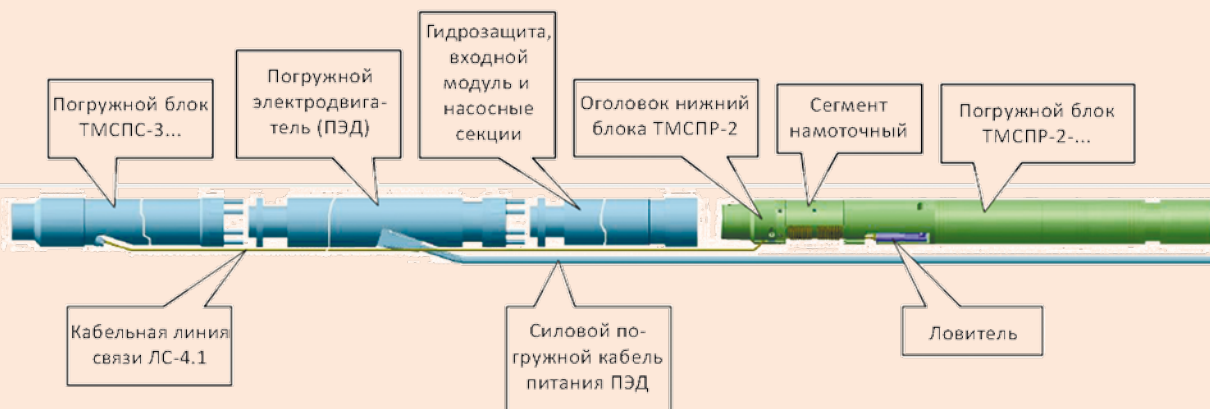
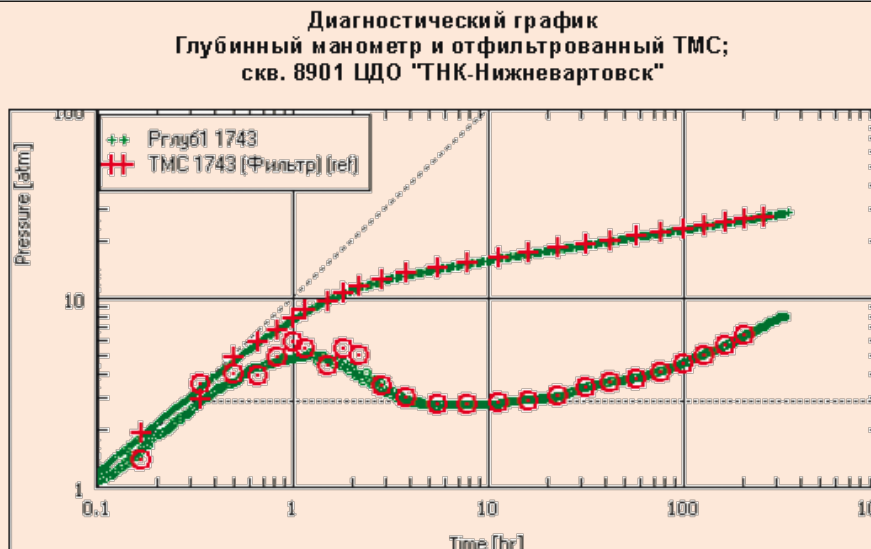
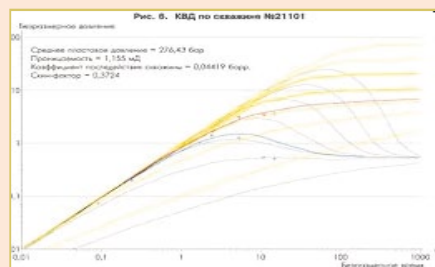


Рис. 6. Компоновка УЭЦН, оснащенной системой погружной телеметрии с дополнительным блоком на выкиде электроцентробежного насоса



Рис. 7. Схема движения информации ТМС от "нижнего" к "верхнему" уровню



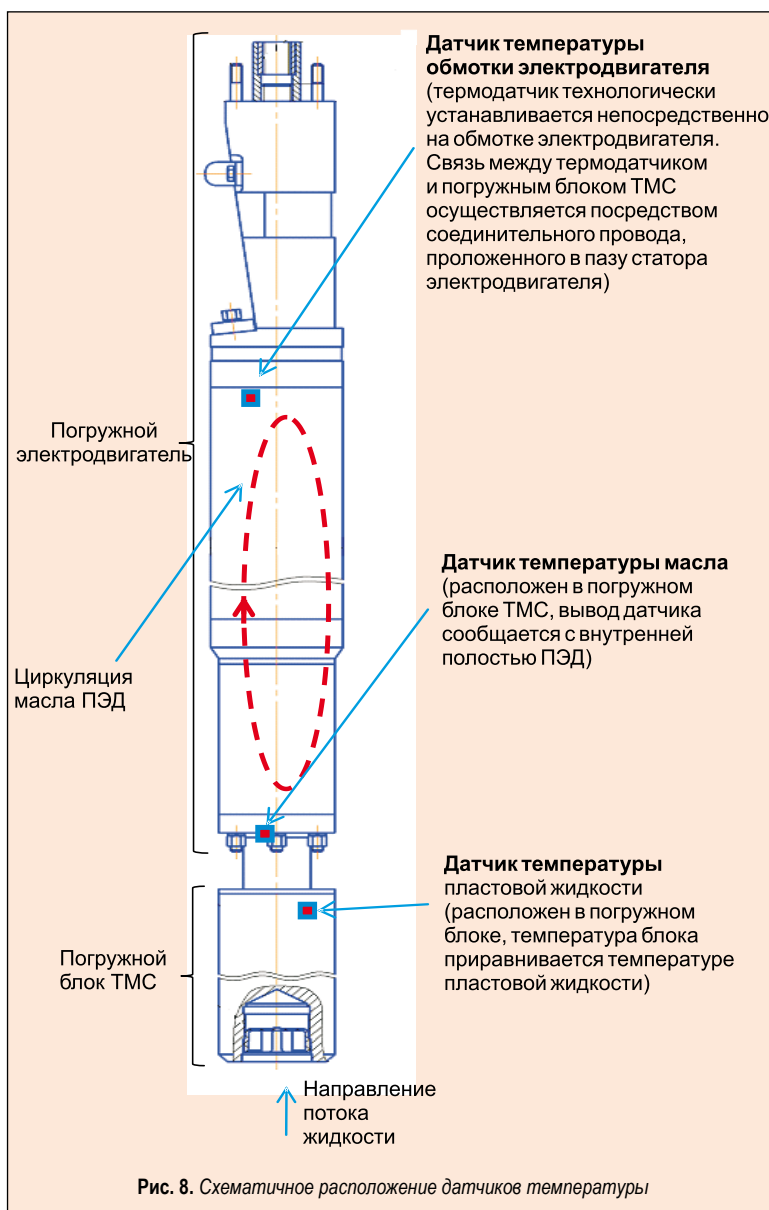


Рис. 8. Схематическое расположение датчиков температуры

ние ГИС, а также повышения эффекта от ГТМ за счет увеличения достоверности информации при ГИС.

На рис. 4 и 5 показаны примеры применения ТМС высокоточного исполнения с разрешающей способностью 0,01 ат. ТМС-Д такого уровня могут рассматриваться как аналоги перманентных манометров. Можно отметить хорошую сходимость данных ТМС-Д с данными глубинных манометров.

С целью реализации перспективного в Компании направления по интеллектуализации процессов добычи, а также прогнозирования солеотложения на рабочих органах электроцентробежных насосов и определения ресурса погружного насосного оборудования, в Технических требованиях ТНК-ВР к системам погружной телеметрии УЭЦН реализована опциональная модификация термоманометрической системы с датчиками давления и температуры на выкиде насосного оборудования (ТМС-Н), имеющая в своем составе дополнительный погружной блок, располага-

емый на выкиде электроцентробежного насоса (рис. 6). ТМС-Н обеспечивает регистрацию параметров давления и температуры пластовой жидкости на выкиде насоса.

Использование ТМС-Н открывает новые горизонты интеллектуализации процессов добычи УЭЦН, обеспечивает платформу для создания интеллектуальных алгоритмов управления (определение притока скважины, подачи насоса, установка границ циклов в зоне максимального КПД электроцентробежных насосов и т. д.).

В настоящее время в Компании ведутся опытно-промышленные испытания данных систем погружной телеметрии.

Системам погружной телеметрии в Компании отводится большая роль в качестве инструмента мониторинга и анализа процессов добычи, поскольку ТМС – источник первичной информации и является рациональной заменой как неточным и устаревшим методам теоретических расчетов, так и дорогостоящим мероприятиям по исследованию скважин УЭЦН (рис. 7).

Отдельного внимания заслуживает модификация ТМС-Т – система погружной телеметрии, которая имеет в качестве опции датчик температуры обмотки ПЭД.

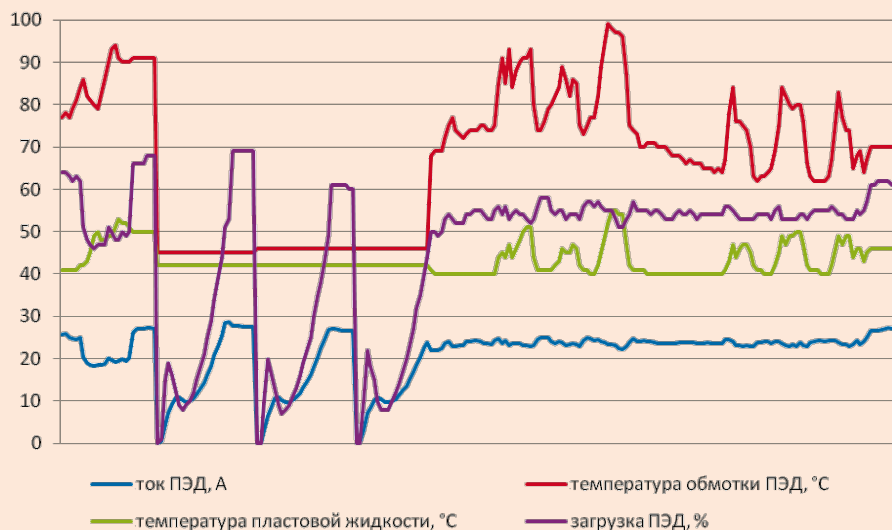
Расположение термодатчика непосредственно на обмотке двигателя (рис. 8), в отличие от датчиков температуры пластовой жидкости или масла, расположенных в самом корпусе ТМС или в нижнем основании ПЭД, позволяет отслеживать мгновенное изменение фактической температуры электродвигателя. ТМС-Т, в отличие от ТМС базового исполнения, про-

изводит регистрацию температуры ПЭД непосредственно в самой нагретой верхней части обмоток ПЭД.

На сегодняшний день существует реальная возможность снижения рисков преждевременных отказов по причине перегрева ПЭД в процессе вывода на режим и эксплуатации за счет установки защиты по температуре обмотки ПЭД в контроллерах станций управления УЭЦН.

В качестве наглядного примера на рис. 9 приведен сравнительный график показаний ТМС-Т по температуре обмотки электродвигателя и пластовой жидкости в зависимости от изменения загрузки и рабочего тока электродвигателя на скв. 2564 Ольховского месторождения ЦДО "Сорочинскнефть". Как видно из рис. 9, до остановок электродвигателя разница температур обмотки ПЭД и пластовой жидкости достигала порядка 40 °С. После первой и последующих двух остановок электродвигатель начинает остывать и тем-

Рис. 9. График изменения температуры обмотки электродвигателя и пластовой жидкости в зависимости от загрузки и рабочего тока электродвигателя на скв. 2564 Ольховского месторождения ЦДО "Сорочинскнефть"



пература его обмотки стремится к температуре пластовой жидкости. Важно отметить, что в этот момент температура пластовой жидкости остается практически неизменной, поскольку отсутствует фактор дополнительного нагрева пластовой жидкости за счет работы электродвигателя.

Далее, после успешного запуска, при установившемся значении рабочего тока и стабилизации загрузки ПЭД, температура обмотки электродвигателя вновь повышается и достигает разницы с температурой пластовой жидкости около 40...45 °C. Это классический пример, наглядно показывающий, что при выводе скважин на режим или в процессе эксплуатации делать выводы о состоянии погружного оборудования и его режиме работы, опираясь на температуру пластовой жидкости, не совсем корректно.

ТМС-Т позволяет на практике получать достоверные данные о температуре электродвигателя, объективно оценивать состояние и потенциал оборудования при выводе скважин на режим и в процессе эксплуатации.

Исследования тепловых процессов в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН с системами погружной телеметрии, будут продолжены. В ближайшей перспективе в Компании запланирована разработка стандарта по применению современных систем погружной телеметрии в тандеме со станциями управления УЭЦН.

Экономический эффект от применения систем погружной телеметрии типа ТМС-Т может выражаться в снижении капитальных и операционных затрат за счет снижения преждевременных отказов по причине

перегрева электродвигателей, повышения наработки (увеличение ресурса погружного оборудования) и увеличения добычи нефти.

Стоимость опции ТМС-Т превышает стоимость ТМС базового исполнения в среднем на 10...15 %. На основании экспертной оценки индекс окупаемости инвестиций (PI) на применение ТМС-Т находится на уровне 3,5, за счет роста наработки УЭЦН в скважинах, осложненных влиянием высокой температуры пластовой жидкости, нестабильным притоком и высоким газовым фактором.

Не секрет, что технологии мониторинга работы оборудования УЭЦН и передачи данных прогрессивно развиваются. Приведенные варианты модификаций ТМС подтверждают, что применение стандартизированного оборудования ТМС выводит технологию добычи УЭЦН на более высокий уровень автоматизации.

Действуя на опережение, специалисты Управления скважинных работ БН "Разведка и Добыча" при разработке технических требований ТНК-ВР к системам погружной телеметрии УЭЦН заложили в основу документа принцип "опережающего развития".

Прим. автора: ...Принцип опережающего развития стандартизации – это развитие стандартизации с учетом изменения во времени показателей качества объектов стандартизации. Опережающая стандартизация заключается в установлении повышенных по отношению к уже достигнутому на практике уровню норм, требований к объектам стандартизации, которые, согласно прогнозам, будут оптимальными в последующее время... "Менеджмент качества".

ТНК-ВР

"ТНК-ВР Менеджмент", "Отдел механизированной добычи"

125284 Россия, г. Москва, ул. Беговая, 3, стр. 1.

Тел.: 8(495) 777-77-07, доб. 1307.

E-mail: SFGorlanov@tnk-bp.com;

628606 Россия, г. Нижневартовск, ул. Ленина, 4.

Тел.: 8(3466) 61-19-23.

E-mail: YYShalagin@tnk-bp.com