

Автоматизация и передача данных работы измерительной установки для учета массы добываемой высоковязкой и высокотемпературной нефти

Р.Н. Ахмадиев
главный инженер^{1,2}

А.Ф. Шигапов
начальник технического отдела^{1,2}

Р.Р. Казиханов
ведущий инженер²
kazihan77@yandex.ru

¹НГДУ «Нурлатнефть» Нурлат, Россия
²ООО «ЦМР», Альметьевск, Россия

В данной работе рассмотрен вопрос автоматизации и передачи данных работы измерительной установки для учета массы добываемой высоковязкой и высокотемпературной нефти на диспетчерский пункт предприятия. Основная задача – получение достоверной информации об измерительном процессе. Эта информация используется не только в технологических целях, но и для получения государственных льгот.

Материалы и методы

Анализ работы измерительной установки.

Ключевые слова

автоматизация, передача данных, учет массы высоковязкой и высокотемпературной нефти

Наименование	Значение
Электропитание системы	220В ± 10% / 50Гц ± 10%
Потребляемая мощность, не более	150 Вт
Протокол передачи данных	Modbus RTU
Интерфейс передачи данных	RS 485 / RS 232
Количество дискретных входов	8
Количество дискретных выходов	4
Количество аналоговых входов	4
Рабочая температура	-40°C ... +60°C
Степень защиты	IP 54

Таб. 1 – Технические данные системы измерений количества жидкости и газа

Роль и значение автоматизации, передачи данных и связи в нефтяной промышленности

Основное направление развития автоматизации в настоящее время — создание высокоэффективных автоматизированных технологических установок, комплексов и систем управления ими.

Управление технологическим процессом учета массы высоковязкой и высокотемпературной нефти с использованием измерительной установки включает в себя решение следующих основных задач:

- контроль параметров процесса (температура и давление в аппаратуре, состав и качества жидкостей и газов);
- регулирование параметров или поддержание их в заданных значениях;
- сигнализацию (оповещение, предупреждение) об отклонениях значений параметров за допускаемые пределы;
- блокировку и запрещение неправильного включения технологического оборудования;
- защиту технологического оборудования в аварийных ситуациях (выключение, перевод на безопасный режим);
- архивирование всей технологической информации с возможностью последующего анализа, составления отчетов;
- охрану окружающей среды.

Эффективность функционирования автоматизированной системы управления технологическим процессом учета массы добываемой высоковязкой и высокотемпературной нефти в значительной степени определяется достоверностью информации о дебите нефтяной скважины. Сбор и анализ указанной информации в промышленных условиях осуществляется с применением информационно-измерительной установки контроля дебита

нефтяной скважины, метрологические и эксплуатационные характеристики которой существенно зависят от используемых средств измерения и от организации процесса обработки, хранения и представления результатов нефтепромысловых измерений [1, 2, 3, 4].

Структура и состав средств автоматизации, их функции и краткая характеристика

Управление технологическим процессом и получение информации о его протекании возможно при оснащении технологической установки технологическим оборудованием, а также соответствующими датчиками, контрольно-измерительными приборами и средствами измерения.

Автоматическая система управления технологическим процессом учета массы данного вида нефти разделена на три основных уровня иерархии:

1. Нижний уровень состоит из датчиков, первичных преобразователей, таких как: уровнемер, влагомер и массомер и исполнительных механизмов (электрическая задвижка), которые устанавливаются непосредственно на технологическом объекте автоматизации. Их задача заключается в измерении параметров процесса, преобразовании их в соответствующий вид для дальнейшей передачи на более высокую ступень, а также в приеме управляющих сигналов и в выполнении соответствующих команд.
2. Средний уровень логического контроллера. Его функции: сбор информации, поступающей с нижнего уровня, ее обработка и хранение, выработка управляющих сигналов на основе анализа информации, передача информации о производственном объекте

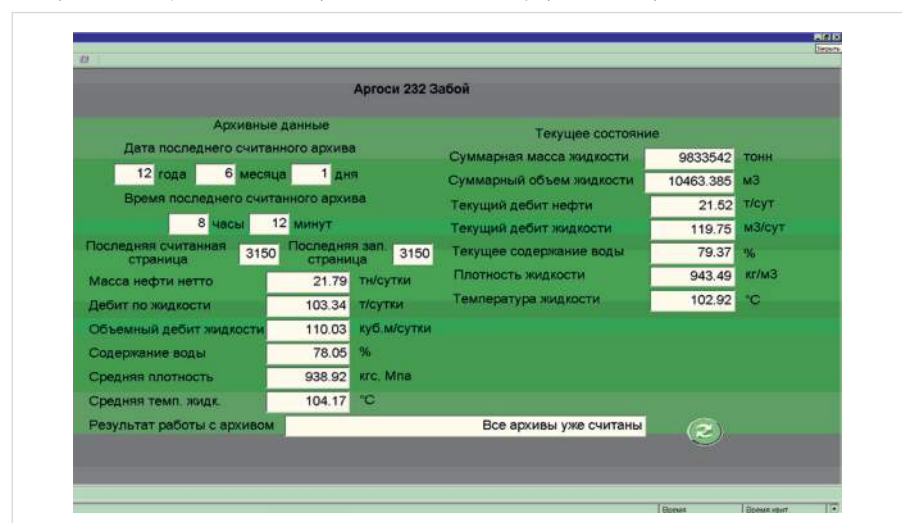


Рис. 1 – Отображение текущих значений технологических параметров АСУ ТП (средний уровень)

на более высокий уровень.

3. Третий уровень — АРМ-диспетчера ЦДСВН (автоматизированное рабочее место диспетчера цеха добычи сверхвязкой нефти). Этот уровень включает в себя сбор данных, поступающих со среднего уровня, их накопление, обработку и выдачу руководящих команд нижнему уровню. На этом уровне АСУ ТП размещен компьютер, выполняющий функции сервера базы данных и обеспечивающий анализ и хранение всей поступающей информации за любой заданный период времени, а также визуализацию информации и взаимодействие с оператором.

Средства автоматизации выбирались согласно принятым решениям по контролю, регулированию и сигнализации параметров процесса, а также с учетом обеспечения автоматической защиты и блокировки [5]. При этом учитывались следующие основные требования:

- 1) Средства измерения и приборы должны быть из числа серийно выпускаемых приборостроительной промышленности, согласно действующим номенклатурным справочникам;
- 2) Средства автоматизации должны удовлетворять требованиям их безопасной эксплуатации (взрывобезопасность процесса, искробезопасность);
- 3) По техническим характеристикам приборы и другие средства автоматизации должны выбираться с учетом условий эксплуатации: давление, температура, массовый и объемный расход и физико-химические свойства контролируемой среды.

Система измерений количества жидкости и газа

Средний (второй) уровень автоматизированной системы учета массы добываемой высоковязкой и высокотемпературной нефти представлен системой измерения количества жидкости и газа, которая предназначена для измерения массы нефти, воды и объема газа, добываемых из нефтяных скважин в соответствии с [6]. Данная система применяется совместно с сепараторной установкой и по своим техническим характеристикам оптимально подходит для измерения данного

вида скважинной продукции.

Принцип действия системы основан на измерениях массы жидкости и газа, предварительно разделенных сепаратором, массовыми кориолисовыми расходомерами. Результаты измерений передаются в устройство обработки информации. Кориолисовый массовый расходомер, устройство определения объемной доли воды и устройство обработки информации образуют каналы измерений расхода объема газа, массы жидкости и массы нефти.

Блок электроники данной системы предназначен для сбора информации с контрольно-измерительных приборов, вычисления дебита скважины, хранения архива отчетов в энергонезависимой памяти и вывода их на верхний уровень. Алгоритмы разработаны и сертифицированы совместно с ВНИИМ им. Д.И. Менделеева. Блок электроники размещается в отдельном шкафу. Доступ к программному обеспечению устройства обработки информации защищен паролем.

Система выполнена во взрывозащищенном исполнении и имеет маркировку взрывозащиты — Exib IIB.

На данном уровне реализуется контроль и первичная обработка технологического процесса: вычисление текущих значений в соответствии с заданными алгоритмами функционирования, сравнение их с аварийными значениями, вычисление средних значений параметров технологического процесса, сигнализацию аварийных ситуаций.

Система передачи данных процесса учета массы добываемой высоковязкой и высокотемпературной нефти

Система передачи данных на следующий (третий) уровень автоматизированной системы управления технологическим процессом учета массы добываемой высоковязкой и высокотемпературной нефти — АРМ-диспетчера осуществляется с применением широкополосного беспроводного доступа (ШБД), который обеспечивает обмен данными с высокой пропускной способностью до 10 Мбит/сек. Период опроса по каналу ШБД с использованием преобразователя интерфейсов RS 232-RS 485 и RS485/ETHERNET по протоколу Modbus составляет от 45 до 120 с. Применению ШБД в качестве основы системы передачи данных способствовало также

географическое расположение Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти.

Уровень АСУ ТП учета массы добываемой высоковязкой и высокотемпературной нефти

Вся полученная и обработанная информация по каналам связи передается на автоматизированное рабочее место диспетчера ЦДСВН, внешний вид которого представлен на рис. 2.

На этом уровне АСУ ТП учета массы добываемой высоковязкой и высокотемпературной нефти реализуется следующие основные функции:

- графическое отображение информации о состоянии объекта управления;
- визуальная и звуковая сигнализация о нарушениях технологического процесса, аварийных и предаварийных ситуациях;
- отображение мгновенных и накопленных значений технологических параметров;
- печать отчетных документов.

Автоматизированное рабочее место диспетчера цеха добычи конфигурируется в соответствии с организационно-функциональной схемой предприятия на этапе техно-рабочего проектирования. Конфигурирование АРМ-диспетчера осуществляется на основе функционального назначения, области применимости и требований информационной безопасности.

Рассмотренный выше комплекс технических средств позволяет успешно решать главную задачу интегрированной АСУ ТП — получение объективной и достоверной информации по учету массы добываемой высоковязкой и высокотемпературной нефти на Ашальчинском месторождении сверхвязкой нефти.

Данная информация позволяет не только вести оперативный контроль параметров нефтедобычи и учет добываемой продукции, рационально использовать погружное глубинное технологическое оборудование, не допускать выхода его из строя, возникновения аварийных ситуаций, срыва добычи нефти, предотвращать загрязнения окружающей среды, но и получать такие меры государственной поддержки как отбуксование ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) при разработке высоковязкой нефти и снижение ставки экспортной пошлины до 10%, что позволяет вести разработку и эксплуатацию подобных месторождений на рентабельном уровне.

Итоги

Автоматизирован и организован процесс передачи данных работы измерительной установки для учета добываемой высоковязкой и высокотемпературной нефти.

Выводы

Получение точной и достоверной информации важно как для технологической, так и для экономической стороны деятельности предприятия.

Список используемой литературы

1. Ахмадиев Р.Н., Шигапов А.Ф., Казиханов Р.Р. Разработка и применение измерительного комплекса для учета сверхвязкой нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №5. С 28–29.
2. Зозуля Ю.И., Кизина И.Д., Алабушев В.А.

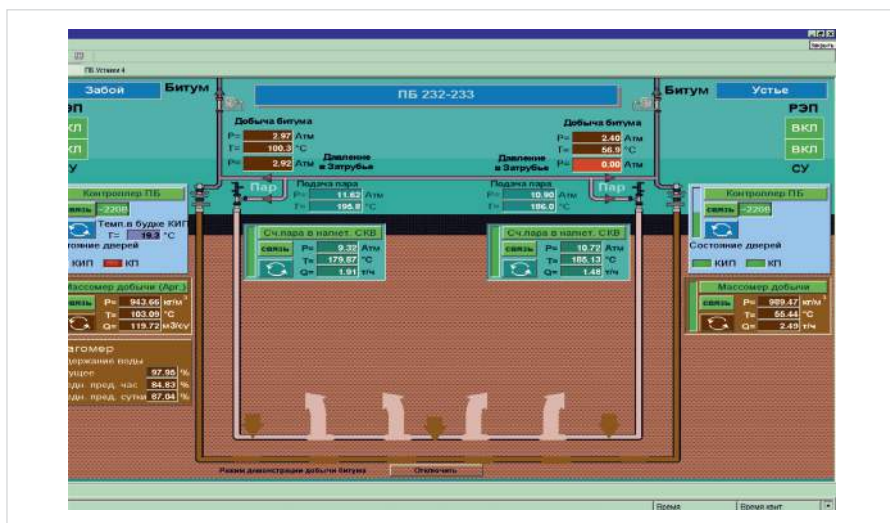


Рис. 2 — Внешний вид АРМ-диспетчера ЦДСВН (третий уровень)

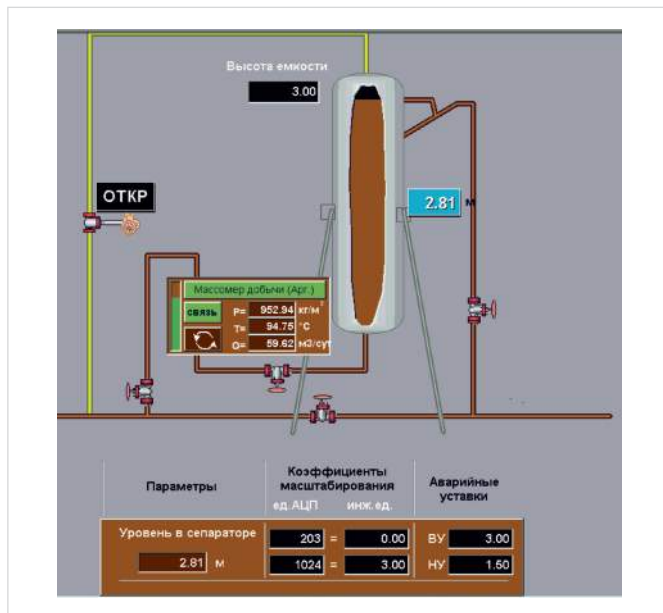


Рис. 3 — Вид измерительного комплекса на АРМ-диспетчера ЦДСВН

СКВ-210	Масса, кг	Длина, м	Температура, град.С	Вязкость, %	Масса, кг	Длина, м	Температура, град.С	Вязкость, %	Масса, кг
0.00	1.847	4.364	93.968	0.000	3.827	2.00	9.849	0.000	62.734
0.00	4.247	4.152	93.140	0.000	4.00	4.00	9.852	0.000	92.180
0.00	1.433	4.038	93.276	95.013	3.176	6.00	9.874	0.000	92.734
0.00	3.902	4.296	93.163	49.951	2.282	8.00	9.954	0.000	91.810
10.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	10.00	0.000	0.000	0.000
11.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	12.00	0.000	0.000	0.000
14.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	14.00	0.000	0.000	0.000
16.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	16.00	0.000	0.000	0.000
18.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	18.00	0.000	0.000	0.000
20.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	20.00	0.000	0.000	0.000
22.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	22.00	0.000	0.000	0.000
24.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	24.00	0.000	0.000	0.000
Итого:	15.426	0.000	0.000	0.000	4.495	Итого:	23.530	0.000	0.000

Рис. 4 — Форма отчета по добыче высоковязкой нефти для группы скважин

Интеллектуальный нефтепромысел реального времени: что под ним понимать и как его создавать // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2007. №4. С. 34–39.

3. Кизина И.Д., Алексеев С.В., Петрунов Ю.С., Алабушев В.А. Методические основы оценки экономической эффективности в

принятии решений о вариантах создания и развития АСУ // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2008. №4. С. 68–72.

4. Кизина И.Д., Гуринов П.Г., Петров А.Б., Санарова К.А., Алабушев В.А. Опыт разработки системы мониторинга АСУТП объектов нефтегазодобычи // Автоматизация, телемеханизация и связь

в нефтяной промышленности. 2009. №4. С. 48–53

5. РД 39-0137095-001-86 Автоматизация и телемеханизация нефтегазодобывающих производств. Объекты автоматизации.

6. ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

ENGLISH

AUTOMATION

Automation and data transmission of the measuring system for accounting the mass of heavy and high temperature oil

UDC 658.012.011.56

Author:

Ravil N. Akhmadiev — chief engineer^{1,2};
Azat F. Shigapov — head of technical department^{1,2};
Rafis R. Kazihanov — senior engineer²; kazihan77@yandex.ru

¹Field office “Nurlatneft”, Nurlat, Russian Federation
²“CMR” LLC, Almetyevsk, Russian Federation

Abstract

In present paper considered the issue of automation and data transmission of the measuring system for metering the mass of heavy and high temperature oil to the control center of the field office. The main objective is to obtain reliable information about the measuring process. This data is used not only for technological purposes, but also to have government benefits.

Materials and methods

Analysis of the measuring system in operating.

Results

Automated and organized process of data transfer operation of the measuring system for accounting of heavy oil and high temperature.

Conclusions

Obtaining accurate and reliable information is important for technological and economic aspects of activity of the enterprise.

Keywords

automation, data transfer, accounting for the mass of high viscosity oil and high temperature oil

References

- Akhmadiev R.N., Shigapov A.F., Kazihanov R.R. *Razrabotka i primeneniye izmeritel'nogo kompleksa dlya ucheta sverkhvyyazkoy nefi* [Development and application of measuring complex to account for viscous oil]. Exposition Oil Gas, 2014, issue 5, pp. 28–29.
- Zozulya Yu.I., Kizina I.D., Alabuzhev V.A. *Intellektual'nyy neftepromysel real'nogo vremeni: chto pod nim ponimat' i kak ego sozdavat'* [Intelligent oil field real time: what is underneath to understand and how to create one]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, 2007, issue 4, pp. 34–39.
- Kizina I.D., Alekseev S.V., Petrunov Yu.S., Alabuzhev V.A. *Metodicheskie osnovy otsenki ekonomicheskoy effektivnosti v prinyatii resheniy o variantakh sozdaniya i razvitiya ASU* [Methodological foundations of economic evaluation in decision making on options for the establishment and development of ACS]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, 2008, issue 4, pp. 68–72.
- Kizina I.D., Gurin P.G., Petrov A. B., Sanarova K.A., Alabuzhev V.A. *Opyt razrabotki sistemy monitoringa ASUTP objektov neftegazodobychi* [Experience in the development of the monitoring system process control system of oil and gas production facilities]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, 2009, issue 4, pp. 48–53.
- Guidance document 39-0137095-001-86 Automation and telemechanics of the oil and gas industries. Automation objects.
- GOST R 8.615-2005 The measuring of quantity of taken from bowels oil and oil gas. General metrological and technical requirements.