

ISSN 2077-5423

№4/2010

Нефть. Газ. НОВАЦИИ

научно-технический журнал

главная тема номера:

Метрология и автоматизация

Журнал выходит при поддержке:



МИНИСТЕРСТВА
ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
ЭНЕРГЕТИКИ И ТЕХНОЛОГИЙ
САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ



ИННОВАЦИОННО-
ИНВЕСТИЦИОННОГО
ФОНДА САМАРСКОЙ
ОБЛАСТИ



РОССИЙСКОЕ
ОБЩЕСТВО
ИНЖЕНЕРОВ
НЕФТИ И ГАЗА



КОГАЛЫМ
НИИПН



РОССИЙСКО-КАНАДСКОГО
УЧЕБНОГО ЦЕНТРА
НЕФТЕГАЗОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»,
Москва, Россия



13-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ

21–25 июня 2010

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

www.neftegaz-expo.ru

Организаторы: ЗАО «Экспоцентр» (Россия)
«Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



22–23 июня 2010

ЭНЕРКОН

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ
ЧЕРЕЗ ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ»

Генеральный
информационный
партнер:

Стратегический
информационный
партнер:



ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ



ПОДПИСКА



Стоимость одного номера770 руб.

Стоимость подписки

на полугодие4 620 руб.

II полугодие 2010 года

Оформить подписку на журнал можно:

- **через агентство "РОСПЕЧАТЬ"**
подписной индекс 46558
- **через редакцию**
443069, г. Самара, ул. Авроры, 110
тел./факс: (846) 279 48 44, 279 48 79
- **по e-mail**
idrosing@idrosing.ru
interval@idrosing.ru
ngn@idrosing.ru
- **на сайте**
www.idrosing.ru

II полугодие 2010 года

для того чтобы оформить подписку через редакцию, заполните и отправьте по почте



ПОДПИСНОЙ КУПОН

Имя _____ Отчество _____
Фамилия _____
Организация _____
Адрес _____
Тел. _____ Факс _____ E-mail _____



Журнал выходит под эгидой:

- Министерства промышленности, энергетики и технологий Самарской области



- НО «Инновационно-инвестиционный фонд Самарской области»



- Российского общества инженеров нефти и газа (РОСИНГ)

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА**Загороднюк П.А., Соловьев И.В., Лесной Г.Д., Мерщий В.В.**

Методика проведения детальной сейсморазведки на месторождениях углеводородов

6

Булгаков С.А., Ольховская В.А.

Диагностирование фактора трещиноватости в терригенном пласте по геологическим данным и результатам ГДИ

12

ОБНОВЛЕНИЕ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ ДЛЯ НГК

О проблемах измерения количества нефти и газа

Абрамов Г.С., Надеин В.А.

О ситуации с внедрением ГОСТ Р 8.615-2005

“Государственная система обеспечения единства измерений.

Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа.

Общие метрологические и технические требования”

16

19

Фёдоров А.В.

Методика определения количества добытого полезного ископаемого

24

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ**Вариков А.А., Петряев О.Н., Тукаев А.А.**

Автоматизированная система управления технологическими процессами корпорации на основе распределенных рабочих мест специалистов

30

Жмуро П. В.

Продукты и решения от холдинга фирм TREI в области учета сырой нефти, нефтепродуктов, природного газа, АСУТП переработки нефти и газа, системы противопожарной сигнализации и пожаротушения

35

Колесниченко А.А., Петров А.Ю.,**Вакаев Д.Ю., Булохов А.П.**

Интеграция видеонаблюдения в автоматизированные системы

40

Сашин С.И.

Экономическая эффективность систем электрообогрева

44



49 **Толмач А.В., Вдовин А.С.**
Техническое перевооружение АСУТП установки стабилизации нефти УСН 4-1

54 **Этманова Е.А.**
Повышение надежности сетей 6 кВ

ДАТЧИКИ И СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ

57 **Пятницкий Д.Ю., Божедомов В.Г.**
Обеспечение мониторинга технического состояния обсадных колонн методом магнитоимпульсной дефектоскопии

62 **Стеблев Ю.И., Тимохин А.В., Модин А.Ю.**
Ультразвуковой контроль сварных соединений тонкостенных труб малого диаметра в системе технологических трубопроводов нефтехимических производств

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

73 **Азанов С.В.**
Применение Wonderware® System Platform версии 3.1 при создании АСУ ТП УППН "Павловка"

76 **Глухов С.В., Рахман Г.С., Гендель Г.Л., Клейменов А.В., Киселев С.Ю., Глухов А.В.**
Программный комплекс "Баязет" - системный подход к подготовке деклараций промышленной безопасности

ЭНЕРГО- И РЕСУРСОБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ

79 **Фихтнер Ханс-Петер**
Интеллектуальный и системный подход к энергосбережению

Редакционная коллегия:

Л.К. Алтунина, Г.Н. Белянин, Р.М. Богомолов, А.А. Боксерман, Л.С. Бриллиант, Д.Е. Быков, Ю.А. Волков, Л.Г. Григорян, А.М. Гусман, А.Ф. Исмагилов, В.В. Кульчицкий, Е.Ф. Кутырев, В.Ф. Кузнецов, В.В. Лаптев, С.П. Лесухин, О.П. Маковеев, В.Н. Манырин, Г.С. Розенберг, М.А. Силин, А.Я. Третьяк, В.И. Урманчиев, Г.М. Файн, Е.Ф. Шабашев, В.А. Шашель, Г.И. Шмаль, В.В. Шелепов, А.М. Штеренберг, М.И. Эпов

Редакция:

главный редактор
Г.П. Конкин
glavred@idrosing.ru
литературный редактор
Е.С. Захарова
научный редактор
Г.А. Макеев
дизайн-верстка
Е.А. Образцова
корректор
Г.В. Загребина

Отдел распространения
тел.: (846) 279-48-44
interval@idrosing.ru
Отдел рекламы
и маркетинга:
тел.: (846) 279-48-79
idrosing@idrosing.ru

**Адрес редакции
и издателя:**
443069, г. Самара,
ул. Авроры, 110,
тел./факс (846) 279-48-44
тел. (846) 279-48-79
interval@idrosing.ru
idrosing@idrosing.ru
www.idrosing.ru

Тираж 5000 экз.
Журнал зарегистрирован
Министерством
Российской Федерации
по делам печати,
телерадиовещания и
средств массовых
коммуникаций.
Рег. номер ПИ №77-7859
от 27 апреля 2001 г.

Статьи,
публикуемые
на правах рекламы,
обозначены ▲

При перепечатке
материалов
ссылка на журнал
"Нефть. Газ. Новации"
обязательна

Отпечатано в типографии
ООО «Издательский дом
«Агни»

Методика проведения детальной сейсморазведки на месторождениях углеводородов

**П.А. Загороднюк,
И.В. Соловьев,
Г.Д. Лесной,
В.В. Мерский**
/ООО "Невская геофизика",
г. Санкт-Петербург/

Детальная сейсморазведка 3D сегодня является основным методом разведки месторождений углеводородов. Она с успехом применяется в нефтегазовых провинциях мира. Объемы сейсморазведочных работ 3D постоянно возрастают. Это связано с усложнением решаемых геологических задач - вплоть до построения модели резервуара.

Для получения качественных результатов сейсмической съемки 3D необходимо прежде всего построить корректную систему наблюдений. Ошибки на этапе сбора данных приводят к соответствующим необратимым ошибкам в процессе обработки и геологической интерпретации сейсморазведочной информации. Это, в свою очередь, вызывает ошибки в геологических моделях резервуаров углеводородов.

Методика проектирования систем наблюдений для сейсморазведки 3D детально рассматривается в специальной литературе [1-3] и с успехом применяется на практике. Однако в ряде случаев результаты сейсморазведочных работ 3D являются недостаточно убедительными.

Анализ соответствующих систем наблюдений вызывает ряд вопросов к технологии сбора сейсморазведочных данных, например таких, как корректное использование групп сейсмоприемников, оптимальный выбор интервалов пространственной дискретизации данных, размеры расстановки для сбора сейсмограмм общего пункта возбуждения и др.

Распространенным подходом к построению сейсмических изображений геологических сред является использование процедур получения объемных временных разрезов ОСТ (сейсмических кубов), а затем их пост-стек миграции. Переход от точек регистрации сейсмических волн на поверхности геологической среды к позициям общих средних точек приблизительно выглядит как уменьшение в два раза интервалов пространственной дискретизации волнового поля по соответствующим осям координат. Однако такая технология базируется на допущении существования плоских отражающих границ в пределах апертуры наблюдения. В этом случае понятие корректной дискретизации

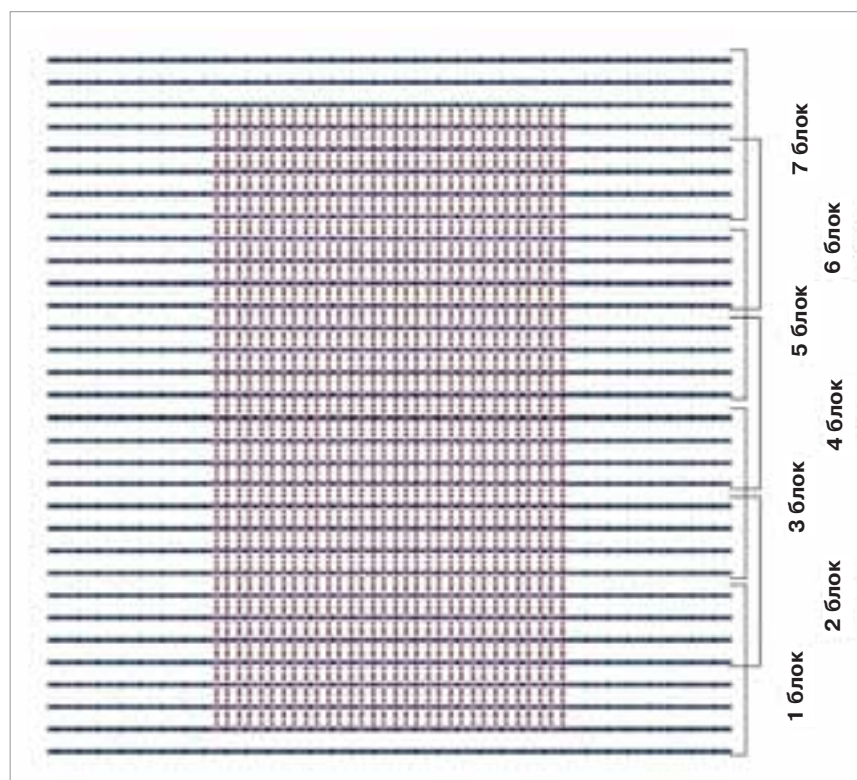


Рис. 1. Типовая схема наблюдений 3D в условиях Днепровско-Донецкой впадины

исходных сейсмограмм общей точки возбуждения теряет смысл. Таким образом, модель геологической среды с плоскими отражающими границами позволяет достаточно вольно обращаться с таким фундаментальным понятием, как интервал пространственной дискретизации. Поскольку современные геологические задачи требуют учета более сложных моделей среды, в наиболее общем случае геометричес-

кие модели геологической среды необходимо считать произвольными.

Преобладающее большинство площадных систем наблюдений оперирует таким понятием, как линия наблюдения. Очевидно, такая терминология и стремление использовать именно линейное построение системы наблюдений обусловлены объективными факторами. Основными из них являются историческая

унаследованность вида системы наблюдений от 2D сейсморазведки, финансовые ограничения на количество регистрирующего оборудования, традиционное использование для обработки выборок по площадным сейсмограммам ОСТ. Последняя причина является наиболее серьезной проблемой на пути получения надежных сейсмических изображений геологических сред. Позитивный результат в данном случае зависит от качества площадной сейсмограммы ОСТ, которое, в свою очередь, обусловлено корректностью допущения о наличии плоских отражающих границ в пределах исследуемой среды.

Необходимо отметить, что термин "сейсморазведка 3D" в данном случае имеет условный характер и касается лишь удешевления работ за счет наличия достаточно разреженных продольно-непродольных линий наблюдения. Не будет возникать расхождений и при условии получения профильных (продольных и непродольных) сейсмограмм ОСТ по сети линий 2D, входящих в площадную расстановку. Однако при предположении произвольного строения геологической среды площадная сейсмограмма ОСТ не является оптимальной для построения сейсмического изображения исследуемой среды.

Более корректными исходными данными для непосредственного преобразования в изображение среды в условиях сложнопостроенных сред являются сейсмограммы общей точки возбуждения (ОТВ) [4]. Однако в ряде случаев системы наблюдений в сейсморазведке 3D построены таким образом, что соответствующие сейсмограммы ОТВ не удовлетворяют условиям корректной пространственной дискретизации. Вместе с тем именно такие сейсмограммы являются основой для построения сейсмических изображений при помощи пре-стек миграции.

Типичные параметры системы сейсмических наблюдений 3D

методика наблюдений	ортогональная
система наблюдений	центральная симметричная
количество линий приема	8
количество каналов на каждой линии приема	121
минимальное расстояние "источник - приемник"	$L_{min} = 0$ м
максимальное расстояние "источник - приемник"	$L_{max} = 3000$ м
интервал пунктов приема:	
вдоль оси X	$\Delta X_R = 50$ м
вдоль оси Y	$\Delta Y_R = 400$ м
интервал пунктов возбуждения:	
вдоль оси X	$\Delta X_S = 200$ м
вдоль оси Y	$\Delta Y_S = 100$ м
интервал средних точек (размер бина):	
вдоль оси X	$\Delta X_O = 25$ м
вдоль оси Y	$\Delta Y_O = 50$ м
кратность вдоль оси X	$S_x = 15$
кратность вдоль оси Y	$S_y = 4$
общая максимальная пространственная кратность	$S = S_x \times S_y = 60$

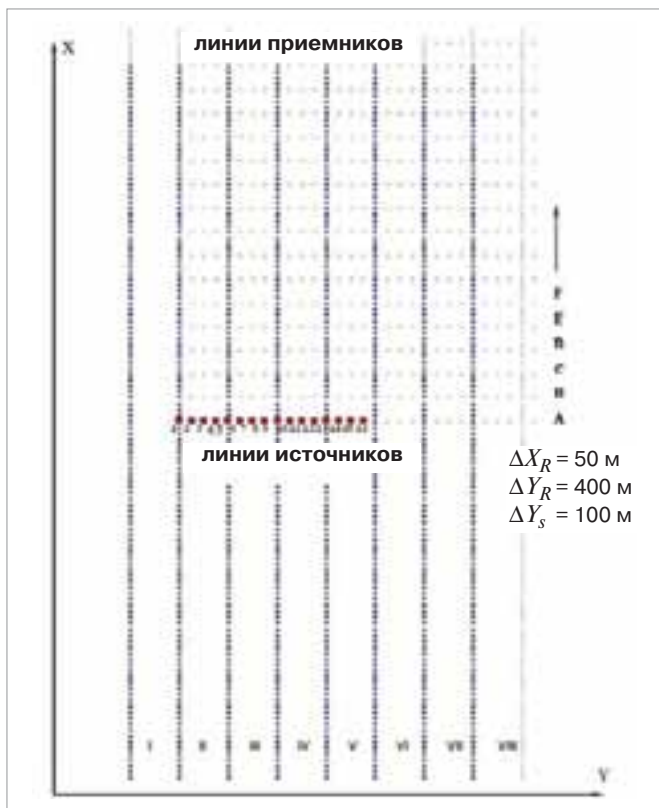


Рис. 2. Шаблон съемки, составленной из 8 линий приемников

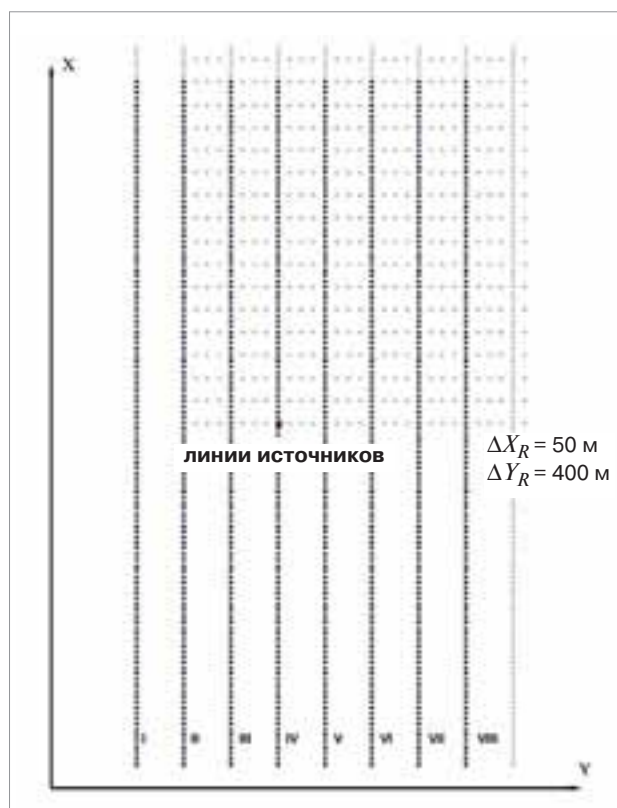


Рис. 4. Вариант схемы наблюдений сейсмограммы ОТВ

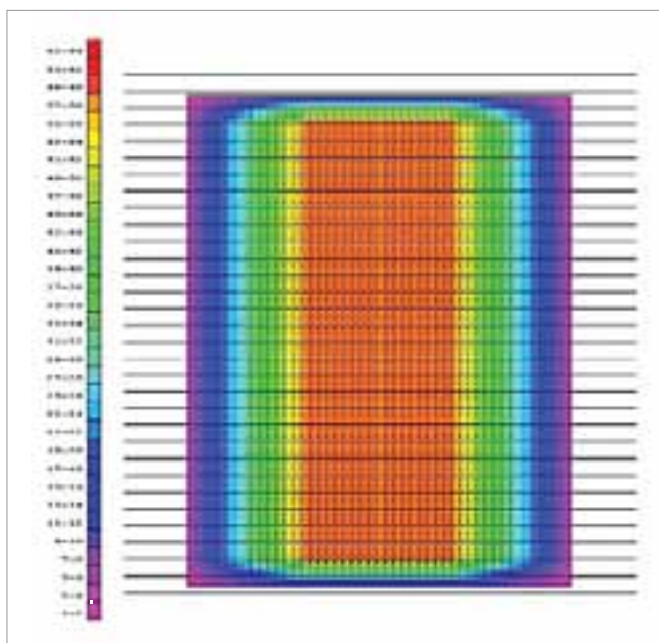


Рис. 3. Схема распределения кратности наблюдений

Несмотря на существование разнообразных вариантов площадных сейсмических съемок, наиболее распространенной системой наблюдений остается ортогональная система (так называемый "крест"). Существующая статистика выполнения ортогональных съемок позволяет определить их осредненные параметры. Например, в странах СНГ наиболее распространена ортогональная съемка с интервалом между линиями источников возбуждения колебаний и линиями сейсмоприемников, который составляет 300 м. В то же время интервал между источниками и приемниками вдоль соответствующих линий в среднем равен 50 м. Нередко интервал между линиями приемников составляет 400 м, между линиями источников - 200 м. Типовой интервал между источниками равен 100 м, а между приемниками - 50 м.

На рис. 1 показана типичная ортогональная схема наблюдений, которая обычно применяется при выполнении сейсморазведки 3D на территории Днепровско-Донецкой впадины. Основные параметры схемы наблюдений приведены в табл. 1.

На рис. 2 показан шаблон съемки, который состоит из 8 линий приема. Схема распределения кратности по площади приведена на рис. 3.

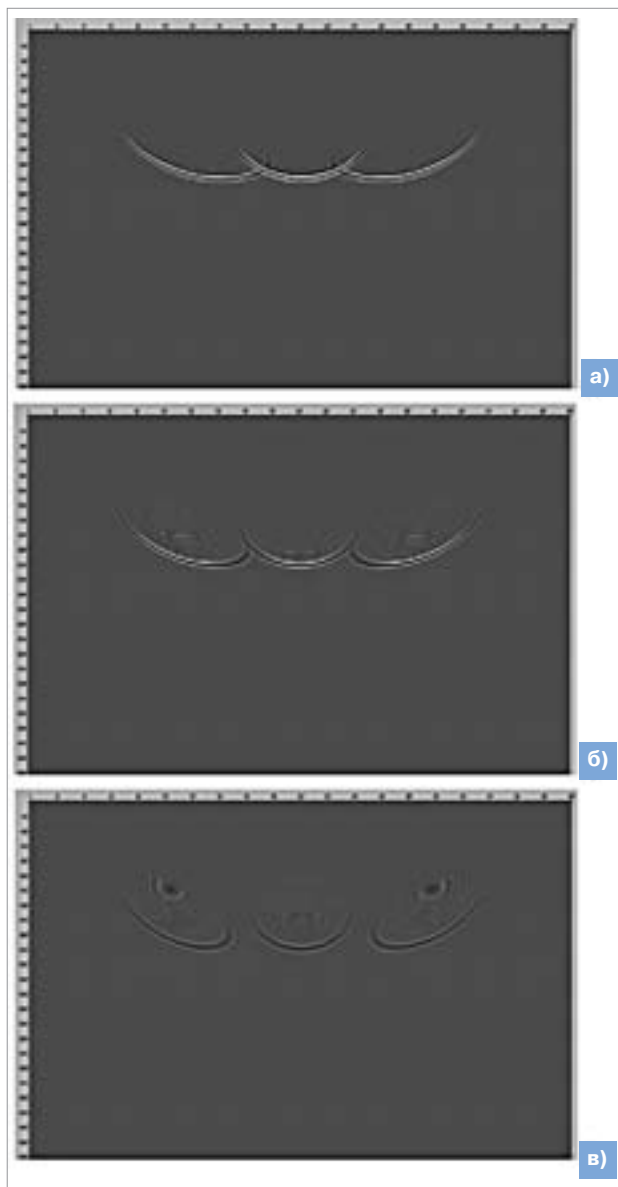


Рис. 5. Разрезы сейсмического изображения в направлении x для разных значений переменной y : а) $y = 0,25 L_{max}$; б) $y = 0,5 L_{max}$; в) $y = 0,75 L_{max}$

Рассмотренная типовая система наблюдений рассчитана на получение необходимых интервалов дискретизации средних точек. В данном случае интервал дискретизации средних точек в направлении линий приемников составляет 25 м, а в направлении линий источников - 50 м.

Рассмотрим, каким образом будет происходить формирование сейсмического изображения по сейсмограммам общей точки возбуждения (ОТВ), которые регистрируются в процессе данной сейсмической съемки. Схемы наблюдений для сейсмограмм ОТВ в данном случае соответствуют шаблону съемки для одного из 16 возможных положений источника. Один из вариантов схемы наблюдений сейсмограмм ОТВ показан на **рис. 4**.

Интервалы дискретизации такой сейсмограммы ОТВ составляют 50 м в направлении линий приемников и 400 м - в ортогональном направлении. Такие интервалы позволяют выполнять корректную дискретизацию для пространственных частот $K_x=0.01$ и $K_y=0.00125$. Значения допустимых пространственных частот для указанных направлений отличаются в 8 раз. Это фактически означает, что модель среды не может изменяться в направлении оси y или эти изменения должны быть малы в сравнении с размерами съемки в этом направлении. В то же время современные подходы к проведению сейсмических съемок в отличие от профильных съемок в начале развития сейсмического метода предполагают равнозначность всех направлений съемки. Это обуславливается необходимостью выявления сравнительно небольших элементов геологической среды. Этим объектам могут соответствовать волны с достаточно высокими значениями пространственных частот даже в случае медленного изменения характеристик геологической модели. А именно, выявление неоднородностей геологической среды и является необходимым атрибутом современных площадных сейсмических съемок.

Таким образом, значительное несоответствие интервалов пространственной дискретизации площадных сейсмограмм ОТВ не может быть оправдано соответствующими геологическими условиями и является принципиальным недостатком современных площадных съемок.

Рассмотрим особенности построения сейсмических изображений по сейсмограммам ОТВ, схема наблюдений для которых соответствует **рис. 4**. Для анализа выберем три линии приема в центре шаблона съемки таким образом, чтобы источник сейсмических волн находился на центральной линии. Допустим, что модельная геологическая среда содержит горизонтальную отражающую границу на глубине 2000 м, а скорость в среде над границей составляет 2000 м/с. Построим объемное сейсмическое изображение для такой среды, используя три линии наблюдения. На **рис. 5** показаны вертикальные срезы объемного сейсмического изображения среды в направлении оси x , которые расположены с одной стороны от источника. Каждой линии приема на изображении соответствует вогнутая пространственная фигура сложной формы. Наиболее погруженные в среду точки указанной фигуры создают прямую линию, которая принадлежит отражающей границе. Проекция линии на поверхность наблюдений совпадает с соответствующей линией средних точек. Проекция наиболее погруженной линии центральной фигуры совпадает с линией наблюдений и, соответственно, с линией средних точек. Все три фигуры следует рассматривать как вогнутые границы, от которых отражаются волны, фокусирующиеся на соответствующих линиях регистрации сейсмического волнового поля. За пределами области средних точек волны от вогнутых отражающих границ на сейсмичес-

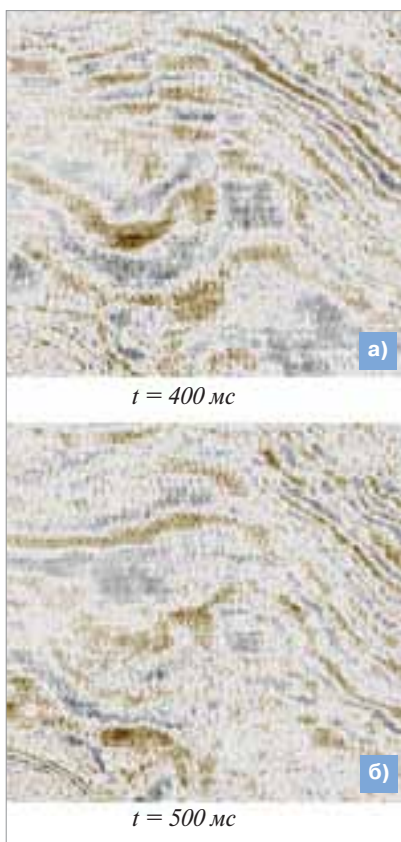


Рис. 6. Футпринты сейсмического изображения, связанные с некорректной дискретизацией сейсмограмм ОТВ в направлении оси y

ком изображении уже не имеют общих точек с модельной горизонтальной отражающей границей. Они искривляются в направлении поверхности наблюдений и угасают. Такое поведение волн полностью соответствует пространственной ограниченности рассмотренных трех линий регистрации. Важно отметить, что вид сейсмического изображения, полученного по трем линиям приемников, принципиально не зависит от способа продолжения волнового поля в среду, который используется для построения сейсмического изображения.

В данном случае целесообразно рассматривать некоторый идеальный оператор продолжения волнового поля. Для того чтобы придать физический смысл исходному волновому полю, которое формирует сейсмическое изображение для отдельной линии приемников, можно обратиться к понятию мнимого ис-

точника. Этот источник начинает излучать сейсмические волны в нулевой момент времени. Осью его симметрии является линия приемников, а вертикальные разрезы имеют вид окружностей с центром в точках, принадлежащих линии приемников. Такой вид мнимого источника легко пояснить, так как волны, которые распространяются от мнимого источника, поступают лишь в точки соответствующей линии приемников. Именно исходные волны от соответствующих мнимых источников формируют сейсмические изображения для трех показанных на рис. 5 линий приемников.

Таким образом, процесс построения сейсмических изображений по сейсмограммам, полученным в результате типичных наземных сейсмических съемок, состоит из двух этапов. Первый из них заключается в построении сейсмических изображений по сейсмограммам общего источника (ОТВ), смысл которого рассмотрен выше. Второй этап реализует суммирование данных изображений для разных положений источников и линий приемников (сейсмограмм, которые регистрируются на соответствующих линиях приемников). Такое суммирование позволяет получить необходимую кратность прослеживания отражающих границ на суммарном сейсмическом изображении. Таким образом, рассмотренный подход к построению сейсмического изображения отвечает лишь принципу огибающих для построения волновых фронтов или геометрических элементов сейсмического изображения. Недостатками данного подхода являются неопределенность формы колебаний волн на сейсмическом изображении и повышенный уровень помех преобразования. Высокий уровень помех объясняется неконтролируемым суммированием вытянутых в направлении линий приема изображений вогнутых отражающих границ, которые получены по сейсмограммам, зарегистрированным на соответствующих линиях приема.

Следствием суммирования вытянутых в направлении линий приемников вогнутых отражающих границ является возникновение футпринтов на сейсмическом изображении. Такие периодические изменения волнового поля на сейсмическом изображении также вытянуты в направлении линий приема. На рис. 6 показаны горизонтальные срезы сейсмического изображения для одной из площадей, перспективных на нефть и газ, которая находится на территории Днепровско-Донецкой впадины. На разных уровнях по времени видны футпринты, вытянутые в субмеридиональном направлении.

Вычисление атрибутов волнового поля по сейсмическим изображениям может усиливать негативное влияние футпринтов на результаты параметрического анализа. На рис. 7 показано распределение атрибутов волнового поля сейсмического куба вдоль отражающих границ для месторождения, горизонтальные срезы по которому показаны на рис. 6. Высокий уровень футпринтов на волновом поле не позволяет получить надежные результаты интерпретации сейсморазведочных данных и сделать объективные выводы о распределении фильтрационно-емкостных свойств для резервуаров углеводородов. Даже не принимая во внимание примеры отрицательного влияния футпринтов на вид волнового поля, можно отметить существенную разницу в формировании изображения в направлении линий приема и линий возбуждения.

Результаты традиционных площадных сейсмических съемок не позволяют корректно строить изображение геологических сред на основе решения краевой задачи для волнового уравнения. Главным препятствием является некорректная дискретизация сейсморазведочных данных в одном из ортогональных направлений. В результате указанной некорректной дискретизации сейсмическое изображение создается по принципу формирования волновых фронтов. Входными данными при этом служат сейсмичес-

кие изображения, построенные по сейсмограммам ОТВ с некорректной дискретизацией в одном из ортогональных направлений. Соответственно, суммарные сейсмические изображения характеризуются неконтролируемым распределением формы колебаний сейсмических волн, которые соответствуют геометрическим элементам среды, а также неконтролируемым уровнем помех выше элементов суммарного изображения.

Для решения рассмотренных выше проблем в ООО "Невская геофизика" разработаны методики детальных сейсмических съемок, которые позволяют использовать наиболее точные способы построения сейсмических изображений геологических сред по сейсмограммам ОТВ.

ВЫВОДЫ

Таким образом, традиционные съемки 3D характеризуются существенными недостатками, которые приводят к значительным искажениям сейсмических изображений. Учет этих недостатков позволит значительно повысить качество и достоверность построения геологических моделей залежей углеводородов. Для этого при детальных сейсмических исследованиях необходимо соблюдать следующие условия.

1. Сейсмические съемки должны обеспечивать формирование сейсмограмм общего источника (ОТВ), которые имеют примерно одинаковые размеры в ортогональных пространственных направлениях.

2. Сейсмические съемки должны проводиться с использованием корректных интервалов пространственной дискретизации в ортогональных направлениях.

3. Построение сейсмических изображений геологических сред должно выполняться с использованием сейсмограмм ОТВ, а не сейсмограмм ОСТ.

4. Для построения сейсмических изображений геологических сред необходимо использовать способы, базирующиеся на наиболее точных подходах к продолжению волновых полей сейсмограмм общего источника в среду.

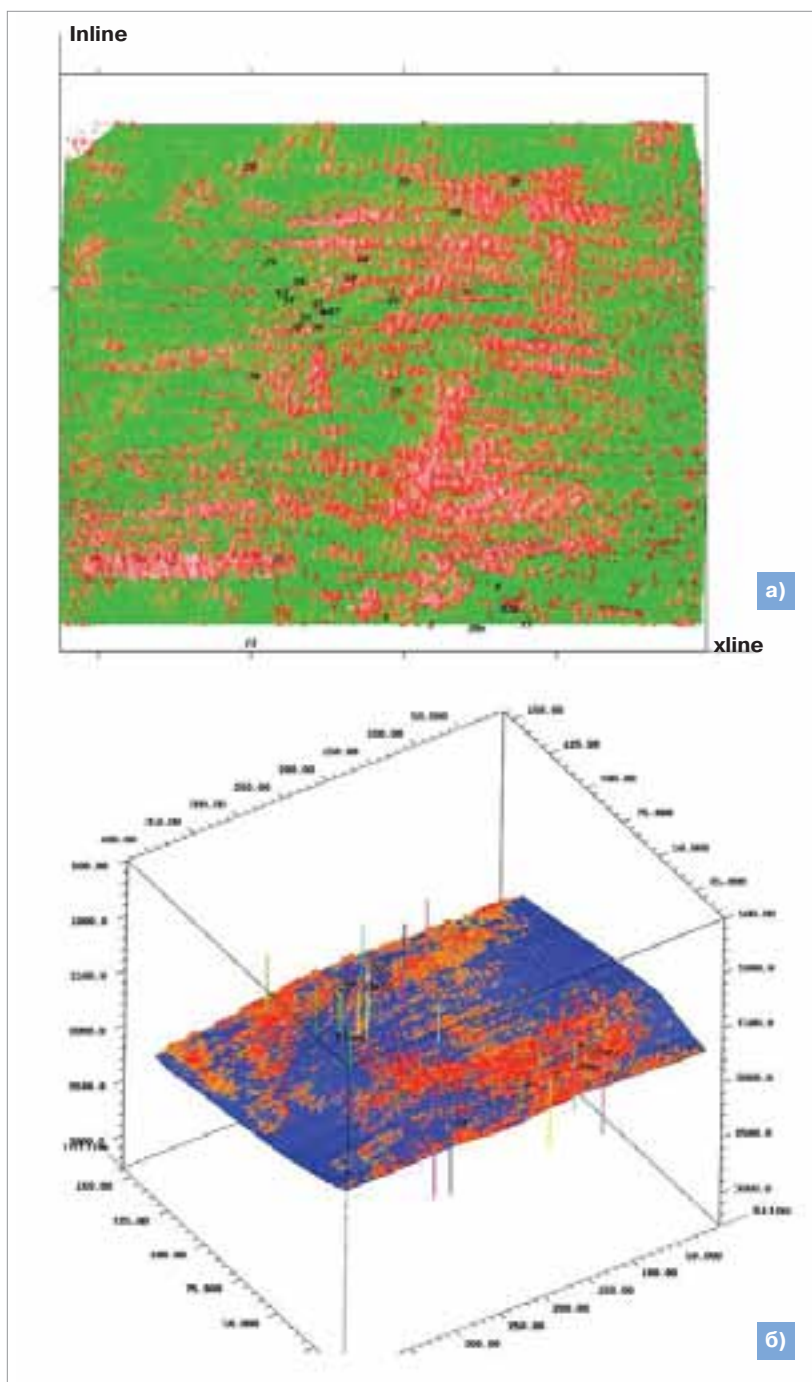


Рис. 7. Футпринты сейсмических атрибутов вдоль поверхностей отражающих границ, связанных с некорректной дискретизацией сейсмограмм общего источника в направлении y

Литература

1. Stone D.G. Designing seismic surveys in two and three dimensions (Geophysical references, v.5). -SEG, 1994.
2. Cordsen A., Galbraith M., Peirce J. Planning land 3-D seismic survey (Geophysical references, v.9). -SEG, 2000.
3. Vermeer G.J.O. 3-D seismic survey design (Geophysical references, v.12). -SEG, 2002.
4. Тимошин Ю.В., Бирдус С.А., Мерский В.В. Сейсмическая голография сложнопостроенных сред. -М.: Недра, 1989. -256 с.

Диагностирование фактора трещиноватости в терригенном пласте по геологическим данным и результатам ГДИ

**С.А. Булгаков,
В.А. Ольховская**
/СамГТУ,
г. Самара/

В результате классической интерпретации данных гидродинамических исследований (ГДИ) скважин такие параметры пласта, как проницаемость, гидропроводность и пьезопроводность, часто оказываются аномально высокими или низкими. Причины подобного явления могут быть связаны со специфическими свойствами пластов или насыщающих их жидкостей, которые не учитываются в модели фильтрации. В частности, это может объясняться влиянием зон неоднородности и скин-фактора, высокой концентрацией асфальтенов, смол и парафинов в нефти, развитой трещиноватостью пласта и т.п. В то же время, как показывает практика обработки кривых восстановления давления (КВД) на различных месторождениях, полученные фильтрационные характеристики могут даже при ошибочной модели фильтрации принимать значения, вполне допустимые с физической точки зрения, что приводит к неверным выводам и рекомендациям [5].

Приток жидкости к остановленной скважине описывается разными мо-

делями нестационарной фильтрации, для каждой из которых существует свой набор формул, позволяющих рассчитывать характеристики породы-коллектора [9, 10]. В табл. 1 представлены известные модели фильтрации жидкости для разных типов пластов и характерные для них уравнения пьезопроводности в дифференциальной форме. Как видно, определенному типу фильтрации соответствует свой закон распределения давления, чем обусловлена разница в получаемых фильтрационных параметрах нефтенасыщенного пласта. Выбор адекватной модели является, таким образом, принципиально важной задачей.

Сложность исследования нефтяных скважин на нестационарном режиме заключается в необходимости не только достоверно определять по данным КВД пьезометрические характеристики коллектора, но и выбирать с помощью специальной диагностической процедуры корректный математический аппарат, позволяющий описывать процесс перераспределения давления. Для большей достоверности целе-

Таблица 1

Модели нестационарной фильтрации для различных типов пластов

Модель фильтрации	Уравнение пьезопроводности в дифференциальной форме
Однородный пласт	$\frac{\kappa}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial p}{\partial t} + \tau \frac{\partial^2 p}{\partial t^2}$
Неоднородный пласт	$p_2 = p_1 + \tau_1 \frac{\partial p_1}{\partial t} - \frac{\tau_1 \kappa_1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p_1}{\partial r} \right)$
Трещиновато-пористая среда	$p_1 = p_2 + \tau_2 \frac{\partial p_2}{\partial t}$
Фрактальная модель пласта	$\frac{\kappa}{r^\alpha} \frac{\partial}{\partial r} \left(r^\beta \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial p}{\partial t}$
Релаксационная модель фильтрации	$\frac{\kappa}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r \frac{\partial}{\partial r} \left[p + (\tau_p + \theta_m) \frac{\partial p}{\partial t} + \tau_p \theta_m \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} \right] \right\} = \frac{\partial}{\partial t} \left[p + (\tau_w + \theta_p) \frac{\partial p}{\partial t} + \tau_w \theta_p \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} \right]$

сообразно использовать несколько методик определения типа дренируемого пласта и фильтрационного потока, так как это позволяет сопоставить полученные результаты.

В данной статье рассмотрены особенности применения метода ДМД (детерминированных моментов давления) и методики построения разностных КВД (авторы Лебединцева Н.П., Минчева Р.М., Балакиров Ю.А.) для диагностирования типа коллектора. Первый метод заключается в использовании интегральной характеристики КВД - детерминированных моментов давлений и является аналитическим способом диагностирования типа коллектора по единому формальному признаку [1, 7]. Второй метод - графоаналитический, он заключается в построении КВД в координатах T-Ig10ΔP и ее последующем анализе, что позволяет также получить значение потерь давления при фильтрации жидкости из пласта в скважину и определить скин-фактор [2, 3, 8]. Оба эти метода характеризуются принципиально разными подходами к обработке КВД и индивидуальным математическим аппаратом, поэтому сопоставление полученных результатов представляет особый интерес.

В качестве исследуемого объекта была выбрана добывающая скважина одного из месторождений Самарской области, вскрывшая пласт Д2 пашийского горизонта. К основным особенностям пласта можно отнести, в частности, следующие:

- 1) нефть в пластовых условиях характеризуется малой вязкостью (около 2 мПа·с по стандартной методике), но содержит асфальтены и смолы, количество которых, по аналогии с пластами других месторождений, считается равным 3,3% и 3,9% соответственно. При средней проницаемости и высокой начальной температуре (свыше 70 °С) можно допустить, что реологическая характеристика нефти сходна со свойствами ньютоновской жидкости, и исключить ее влияние на форму КВД;
- 2) пласт терригенный, вскрытый горизонт представлен мелкозернистым плотным крепким песчаником с включениями битумного материала, переслаивающимся плотным алевролитом;
- 3) при бурении в интервале пласта Д2 наблюдались осложнения в виде частых обвалов породы и нефтеводопроявлений. Это - признак неустойчивости породы, который косвенно указывает на возможное присутствие в осадочном чехле разломов и связан-

ное с ними трещиноватое строение пласта;

4) в региональном тектоническом отношении структурные формы месторождения относятся к сквозному тектоническому типу локальных поднятий, каждому из которых соответствует выступ кристаллического фундамента [4]. Структурные элементы пашийского горизонта имеют наиболее сложное строение, поскольку на их формирование в первую очередь существенно влияли процессы, связанные с развитием грабенообразных прогибов, чем вызвано несоответствие структурных планов пластов;

5) с одной стороны, пласт Д2 терригенный, сложен мелкодисперсными породами, с другой стороны, повсеместное распространение положительных и отрицательных структурных элементов, неспокойная тектоническая обстановка в период формирования залежи и осложнения при вскрытии пласта позволяют предположить наличие развитой системы трещин.

Для подтверждения этой гипотезы интерпретированы результаты ГДИ и произведено определение типа фильтрации нефти в пласте по двум методам.

Анализ методом ДМД

Принцип определения характера течения и типа коллектора заключается в нахождении диагностического параметра d(t) и дальнейшем его уточнении. Используется следующее уравнение:

$$M_0 = \int_0^T [p_w - p_r(t)] r^2 dt = \int_0^T [p_w - p_r(t)] r^2 dt + \int_0^T [p_w - p_r(t)] r^2 dt = \int_0^T [p_w - p_r(t)] r^2 dt + \Delta M_0 \tag{1}$$

где T - продолжительность снятия КВД.

Производится расчет трех последовательных детерминированных моментов давления M₀(t), M₂(t), M₁(t) и с использованием л-теоремы находится безразмерный диагностический признак d(t) :

$$d(t) = \frac{M_0(t) \cdot M_2(t)}{M_1^2(t)} \tag{2}$$

Таблица 2

Результаты интерпретации данных ГДИ методом ДМД					
<i>n</i>	ΔT , сек	$N(t)$	$d(t)$	<i>a</i>	$P_{пл}$, Па
1	600	100	$-1,00 \cdot 10^{-6}$	-6331,91	28044204
2	1200	50	$2,50 \cdot 10^{-5}$	14501	28337311
3	1800	33	0,3067	3074,32	28163720
4	2400	24	0,192	4099,103	28163721
5	3000	19	$6,14 \cdot 10^{-10}$	102551,5	30207749

В методе ДМД для конвергенции расчетных параметров с реальными условиями фильтрации необходимо определять диагностический параметр $d(t)$ для различных интервалов времени. Сводные результаты расчета приведены в табл. 2. В ней представлены: *n* - нумерация пунктов исследования; ΔT - интервал времени между двумя точками на КВД; $N(t)$ - количество интервалов ΔT ; $d(t)$ - диагностический признак; α - квазипьезометрический параметр; $P_{пл}$ - пластовое давление.

После проверки полученных результатов на репрезентативность для дальнейшей интерпретации были выбраны пункты 3 и 4. Критериями для такого выбора послужили сходство пластовых давлений и сопоставимость квазипьезометрических параметров.

Величина пластового давления 28,16 МПа совпадает с результатами исследования скважины методом MDH, традиционно используемым при составлении проектных документов. Для определения типа дренируемого коллектора в методе ДМД функция $d(t)$ исследуется на экстремум и выбирается максимальное значение как верное. Полученное значение $d(t)=0,3067$,

это означает, что по диагностическому признаку тип исследуемого пласта трещиноватый.

По результатам представленных, а также аналогичных исследований других скважин для пластов, сходных с пластом Д2 пашийского горизонта, можно рекомендовать следующее:

- 1) время снятия КВД должно находиться в пределах 15-20 часов;
- 2) для получения достоверной информации методом ДМД наилучшими соотношениями количества интервалов разбиения КВД и их временного значения будут соответственно $N(t)$ [22; 40] и ΔT [1400; 2800].

Методика разностных кривых

Сущность методики состоит в построении основной и разностной кривых, характеризующих процесс фильтрации во взаимосвязанной неоднородной системе "призабойная зона - трещины - поры". Для расчетов ΔP берется в МПа, а T - в часах.

Для обработки кривой восстановления давления используется уравнение, которое в общем виде для сложной системы выражается многочленом, а для трещиновато-пористого пласта с воз-

можной зоной загрязнения вблизи забоя скважины принимает вид

$$p_k - p_3(t) = Ae^{-\alpha t} + Be^{-\beta t} + (p_k - p_{30} - A - B)e^{-\alpha t}, \quad (3)$$

где p_{30} - давление на забое работающей скважины перед остановкой; A, B, α - постоянные коэффициенты при условии, что $p_{пл} > p_k$ (пластовое давление выше давления в момент окончания съемки КВД в скважине).

Перестраивая имеющуюся КВД в координатах $T - \lg 10 \Delta P$, как показано на рис. 1, получают основную кривую, на которой выделяют прямолинейный участок и экстраполируют его до пересечения с осью ординат (строят регрессию). Таким путем определяют значение A . По разности абсолютных значений давлений на основной кривой и соответствующих им значений давлений на экстраполированной прямой определяют ординаты точек $\lg 10 \Delta P''$ для построения разностной кривой. На ней также выделяют прямолинейный участок и экстраполируют его до оси ординат, получая значение B . По найденным параметрам A и B , а также по форме основной и разностной кривых определяют потери давления, скин-фактор и тип дренируемого коллектора.

Как видно из рис. 1, на основной кривой много так называемых шумов, вследствие чего она требует аппроксимации для повышения точности расчетов. В этом случае правильнее использовать геометрическое отображение средних значений анализируемых показателей (их аппроксимацию), применяя для усреднения основной и разностной кривых полиномиальный закон шестой степени построения линии тренда, а для выделения прямолинейного участка - линейный закон. Полученные изображения представлены на рис. 2.

При произведении построений всех искомых кривых итоговая величина коэффициента корреляции составила $R^2 = 0,7458$. Данное значение можно считать достаточным для признания достоверности полученных результатов.

Так как разностная кривая почти совпадает с основной, имеющей характерную форму, выше оси абсцисс, то по классификации Лебединцевой Н.П., Минчевой Р.М. и Балакирова Ю.А.



Рис. 1. Основная кривая до аппроксимации

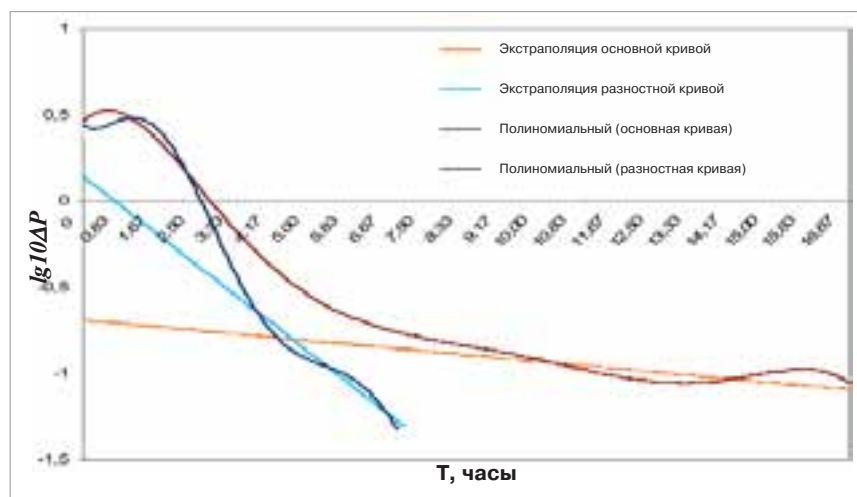


Рис. 2. Регрессии графиков восстановления давления в скважине согласно методике разностных кривых

исследуемый пласт - трещиноватый, со скин-эффектом в призабойной зоне скважины. Это подтверждается и соотношениями коэффициентов α из уравнения (3), дающих следующие значения потерь давления на перетоки в различных областях пласта:

- на движение флюидов из блоков в трещины 0,129 МПа;
- на движение жидкости по трещинам к скважине 0,279 МПа;
- на фильтрацию жидкости в призабойной зоне скважины 1,07 МПа.

Внешняя неточность проведенных аппроксимаций является следствием значительных колебаний параметра $lg10\Delta P$, а так как регрессии строились по участкам реальных кривых, то видимая дивергенция на прямолинейных участках - только кажущееся явление.

Выводы

1. Активная структурообразующая роль тектонических процессов при формировании нефтяных залежей на территории Самарского Поволжья, близость кристаллического фундамента, грабенообразование и частая смена направлений дизъюнктивных смещений могли способствовать развитию обширной трещиноватости продуктивных пластов, в том числе представленных терригенными породами.
2. Интерпретация результатов гидродинамических исследований добывающей скважины методом детерминированных моментов давления, а также

с помощью методики разностных кривых позволяет классифицировать пласт Д2 как трещиноватый, что согласуется с данными о геологическом строении пласта и особенностями первичного вскрытия.

3. Для расчетов пьезометрических параметров пласта рекомендуется использовать модели, в которых трещины и блоки объединены в континуумы с разными коллекторскими свойствами, а именно: модель Барентблатта Г.И., Желтова Ю.П. (модель с двойной пористостью), модель рав-

номерных блоков, модель чередующихся по напластованию трещин и пористых блоков, модель двухслойного пласта и др.

4. В рассмотренном конкретном случае исследование позволяет заключить, что скважина нуждается в обработке призабойной зоны, так как потери давления при фильтрации из блоков в трещины составили 8,1%, в трещинах - 18,8%, а в призабойной зоне пласта - 72,1%.

5. Комплексный подход к анализу нефтенасыщенного пласта, использование нескольких различных по математическому описанию способов интерпретации данных ГДИ позволяют избежать некорректностей, связанных с неизбежной аппроксимацией входных параметров, что ведет к повышению репрезентативности получаемых результатов. Конвергенция результатов служит основой для более точных выводов и рекомендаций при выборе стратегии разработки.

6. Целесообразно использовать полученные результаты для уточнения петрофизической модели пласта Д2, а рекомендации по времени проведения ГДИ учитывать при планировании исследований пластов пашийского горизонта или их аналогов.

Литература

1. Басович И.Б., Капцанов Б.С. Выбор фильтрационной модели по данным гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. - 1980. - №3. - С. 30-33.
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений - М.: Недра, 1990. - 427 с.
3. Бузинов С.Н., Умрихин Н.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. - М.: Недра, 1973. - 300 с.
4. Булгаков С.А., Марченкова Л.А. Взаимосвязь разломно-блоковой тектоники кристаллического фундамента и структур осадочного чехла на примере Самарского Поволжья // Проблемы геологии и освоения недр. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. - С. 377-378.
5. Вольпин С.Г., Лавров В.В. Состояние гидродинамических исследований скважин в нефтедобывающей отрасли России // Нефтяное хозяйство. - 2003. - №6. - С. 66-68.
6. Гавриленко В.И., Парохоненко Л.Е. Решение задач аппроксимации средствами Excel // Компьютеры+Программы, б.г. - <http://subscribe.ru/archive/comp.paper.bestarticles/200302/04010208.html>.
7. Капцанов Б.С., Фогельсон В.Б. Обработка результатов гидродинамических исследований скважин методом детерминированных моментов // Азербайджанское хозяйство. - 1987. - № 7. - С. 43-45.
8. Карнаухов М.Л., Рязанцев Н.Ф. Справочник по испытанию скважин. - М.: Недра, 1984. - 268 с.
9. Пьезометрия окрестности скважин. Теоретические основы / Ю.М. Молокович, А.И. Марков, А.А. Давлетшин, Г.Г. Куштанова. - Казань: ДАС, 2000. - 203 с.
10. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. - 512 с.

О проблемах измерения количества нефти и газа

Вряд ли кому-то захочется дискутировать по поводу важности нормативных документов, определяющих требования к измерению количества нефти и газа, - она очевидна, но обсуждать проблемы, связанные с использованием регламентирующих документов, необходимо регулярно, учитывая множество новых нюансов. Это позволяет своевременно вносить изменения и дополнения в нормативы, актуальные на сегодняшний день.

Первая конференция, уделившая серьезное внимание проблемам измерения нефти и газа, состоялась в Тюмени в 2003 году и была приурочена к 25-летию тюменской школы расходоиметрии.

Задачи последующих конференций сводились к следующему: определение современного уровня разрабатываемой и серийно производимой расходоизмерительной техники, обсуждение и формирование перспективных направлений разработок, оценка возможности научного и производственного сотрудничества НИИ, КБ и заводов-изготовителей, а также вопросы внедрения ГОСТ Р 8.615-2005 "Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа".

Эти конференции, ставшие традиционными, собирают лучших российских специалистов - метрологов, нефтяников, разработчиков нефтегазового оборудования, а решения конференций направляются в

структуры, которые отвечают за принятие решений в этой сфере. Именно эти конференции можно считать мощным средством лоббирования интересов российских разработчиков и производителей расходоизмерительной техники на федеральном уровне. Благодаря этим конференциям принят государственный стандарт по обеспечению единства измерений количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа.

В октябре 2009 года в г. Тюмени состоялась очередная, шестая по счету Общероссийская научно-практическая конференция по расходоиметрии, организованная ОАО "Группа ГМС" на базе инженерно-производственной фирмы "Сибнефтеавтоматика" при поддержке Международного союза научных и инженерных обществ.

Участники конференции.

В конференции приняли участие более 100 специалистов и ученых в области расходоиметрии, метрологии



и автоматизации нефтедобычи, представлявшие 57 научно-исследовательских институтов и центров, нефтегазодобывающих предприятий, зарубежных фирм-изготовителей или их российских представителей, российских разработчиков, изготовителей и потребителей расходоизмерительной техники, а также представители администрации Тюменской области и правительства ХМАО-Югра.

Среди участников мероприятия:

- 12 институтов, научных и сертификационных центров (ФГУП ВНИИР, ГП ХМАО "НАЦ рационального недропользования им. Шпильмана", ОАО "Тюменский нефтяной научно-технологический центр", ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", ООО "ТюменНИИгипрогаз", ООО "НГБ-Энергодиагностика", ОАО "Гипртюменнефтегаз", Интратест, ФГУ "Тюменский ЦСМ" и др.);

- 22 предприятия - разработчики и производители (ООО "УК "ГМС", ОАО "Нефтеавтоматика", ОАО "АК ОЗНА", ОАО "Нефтемаш", ОАО "Опытный завод "Электрон", ООО "НПП "Элемер", ОАО "Техприбор", ООО "Пьезоэлектрик" и др.);

- 16 сервисных и дилерских организаций (ООО "НПП "ГКС", ЗАО "Нижневартовскремсервис", ЗАО "ТЕККНОУ", ООО "ИФ "ЭТИС", ЗАО "ПКБ АСУ-нефть", ЗАО "Аргоси" и др.);

- 2 нефтяные компании (ОАО "Сургутнефтегаз" и ОАО "Белкамнефть");



- 2 властные структуры (Департамент по нефти, газу и мин. ресурсам ХМАО-Югры и Департамент недропользования и экологии Тюменской области);

- 5 представителей СМИ (АНИ "Самолор-экспресс", ГП "КИПИНФО", ГТРК "Регион-Тюмень" и др.).

В ходе конференции заслушано и обсуждено 18 докладов и сообщений, большая часть которых была посвящена проблемам измерения количества нефти и газа, извлекаемых из недр по всей технологической цепочке: "нефтяная скважина - магистральный трубопровод". Во всех докладах отечественных и зарубежных разработчиков и производителей измерительных устройств для нужд нефтедобычи констатировалось, что ими практически решены технические, метрологические и производственные проблемы, связанные с модернизацией, реконструкцией или заменой существующих групповых замерных установок в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.615-2005 "ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования".

Участники конференции в своих выступлениях констатировали, что во многих нефтедобывающих регионах достигнут значительный прогресс по внедрению требований ГОСТ Р 8.615-2005 в повседневную практику нефтедобывающего производства.

Но были выявлены и проблемы, связанные с использованием данного документа.

В рамках существующего законодательства (ФЗ РФ "О техническом регулировании") разработка и процедура обсуждения, рассмотрения и утверждения нормативных документов по стандартизации измерения количества и учета добытых из недр нефти и нефтяного газа крайне неэффективна, чрезмерно трудоёмка и продолжительна по времени.

Статус и состояние существующего метрологического обеспечения измерения количества и учета добытых из недр нефти и нефтяного газа:

- не способствуют развитию соответствующих научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, отечественных служб метроло-

гического обеспечения и приборопроизводящих предприятий;

- не позволяют в достаточной мере реализовать на практике требования ФЗ РФ "О недрах" в части "достоверного учета извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов при разработке месторождений полезных ископаемых".

Социально-экономические условия ресурсодобывающих субъектов РФ оказываются в прямой зависимости от экономической и технической политики пользователей недр, действующих на их территории.

Негативная ситуация, связанная с использованием нормативов, наблюдается не первый год.

С одной стороны, государство как недровладелец инициирует и финансирует разработку регламентирующих документов силами Госстандарта и различных центров. С другой стороны, нефтяные компании требуют от производителей оборудования максимально упрощенных и дешевых, но при этом сертифицированных измерительных установок. В свою очередь, заводы-изготовители, пользуясь услугами многочисленных государственных испытательных центров по сертификации, производят оборудование, реально не соответствующее принятому стандарту.

Исправить ситуацию может лишь принятие закона "О стандартизации", который давал бы право субъекту РФ разрабатывать, внедрять и контролировать исполнение на своей территории региональных стандартов. Настала пора менять регламенты контроля со стороны госструктур за количеством извлекаемых нефтяными компаниями углеводородов. В связи с этим участники конференции решили обратиться к руководству Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии с предложением о корректировке отдельных положений и принятых изменений ГОСТа Р 8.615-2005.

По результатам работы конференции приняты следующие решения:

I. Предложить Федеральному агентству по техническому регулированию и метрологии:

1.1. Процедуру сертификационных испытаний средств и систем из-



мерений, предназначенных для работы на нефтегазовых средах, осуществлять по результатам предварительной метрологической экспертизы ГНМЦ, определенных Федеральным агентством Ростехрегулирование в установленном порядке.

1.2. Поручить Техническому комитету по стандартизации ТК-24 проведение повторного рассмотрения редакции внесенных поправок "Изменения № 1" к ГОСТ Р 8.615-2005, обратив особое внимание на целесообразность исключения из ГОСТ Р 8.615-2005 Приложений, а также необоснованное исключение требований "об обязательном измерении объема свободного нефтяного газа по скважинам".

1.3. Ускорить утверждение проекта ФЗ РФ "О стандартизации", в котором субъектам РФ должно быть предоставлено право:

- утверждать и вводить в действие на своей территории региональные нормативные и правовые документы в области технического регулирования и метрологии;

- осуществлять контроль исполнения соответствующих региональных нормативных и правовых актов и правоприменительную практику по принуждению исполнения этих актов.

1.4. Создать на территории ХМАО-Югры полигон для испытания и поверки на реальных средах средств измерения количества добытых нефти и нефтяного газа.

1.5. Рассмотреть возможность создания в составе ФА "Ростехрегулирование" специализированной структуры с полномочиями по цент-

рализованной координации и мониторингу (аудиту) вопросов соблюдения нормативных требований к измерениям добываемого углеводородного сырья.

II. Разработчикам средств и систем измерений, предназначенных для работы на нефтегазовых средах:

2.1. При разработке методик измерения на однотипные (реализующие идентичные методы) измерительные установки организовать согласованность разрабатываемых методик.

2.2. Рассмотреть возможность привлечения нефтяных технологических институтов к разработке методологий вычисления расходных параметров нефтегазовых потоков.

2.3. Обратит внимание на появление в нефтедобывающих компаниях новых технических средств и технологических приемов добычи нефти, затрудняющих внедрение общепринятых измерительных установок.

Несомненным достижением прошедшей конференции является то, что удалось, наконец, привлечь к обсуждению проблем практически все авторитетные нефтяные технологические институты. Их представители договорились, что проведут серию встреч и разработают несколько типовых методик измерений, которые затем планируется утвердить в Росстандарте.

В данном выпуске журнала мы публикуем один из докладов, прозвучавших в рамках VI Общероссийской научно-практической конференции по расходомерии.

О ситуации с внедрением ГОСТ Р 8.615-2005

*“Государственная система обеспечения единства измерений.
Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа.
Общие метрологические и технические требования”*

Г.С. Абрамов
/ОАО "ИПФ
"Сибнефтеавтоматика",
г. Тюмень/
В.А. Надеин
/ООО "НГБ-Энергодиагностика",
г. Москва/

На наших конференциях уже стало традицией посвящать один из первых докладов оценке состояния дел с внедрением в повседневную практику нефтедобычи российских стандартов ГОСТ Р 8.615-2005 и ГОСТ Р 8.648-2008, регламентирующих требования к метрологическому обеспечению систем учета при добыче из недр углеводородного сырья.

Нужно откровенно сказать, что внедрение в практику этих ГОСТов, безусловно, требует от нефтяных компаний определенных затрат, но это - затраты на благо государства, а следовательно, и самих нефтяных компаний, подавляющая часть персонала которых являются гражданами России. К тому же внедрение требований упомянутых стандартов способствует и повышению роли, и значительно большей востребованности метрологических служб нефтяных компаний и государственных метрологических центров.

Теперь перейдем к сухим цифрам статистики.

За первое полугодие всеми нефтяными компаниями было пробурено и введено в эксплуатацию (табл. 1) 2444 нефтяные скважины, а это зна-

чит, что для обустройства данного количества скважин нефтяным компаниям необходимо было приобрести 300-320 комплектов групповых замерных установок, каждая из которых рассчитана на подключение 8-12 нефтяных скважин.

Как видно из табл. 2, российские производители с этой задачей справились, более того, в отличие от практики прошлых лет подавляющая часть произведенных групповых измерительных установок, по данным заводов-изготовителей, имеют сертификаты соответствия требованиям ГОСТ Р 8.615-2005.

Еще одним свидетельством того, что нефтяные компании всерьез занялись решением проблем учета добываемых углеводородов, является тот факт, что и на ранее приобретенных эксплуатируемых групповых установках начаты работы по их модернизации. В силу информационной закрытости нефтяных компаний мы не можем привести точных количественных данных, но, по нашим сведениям, нефтяная компания "Сургутнефтегаз" достаточно успешно реализует свою программу реконструкции

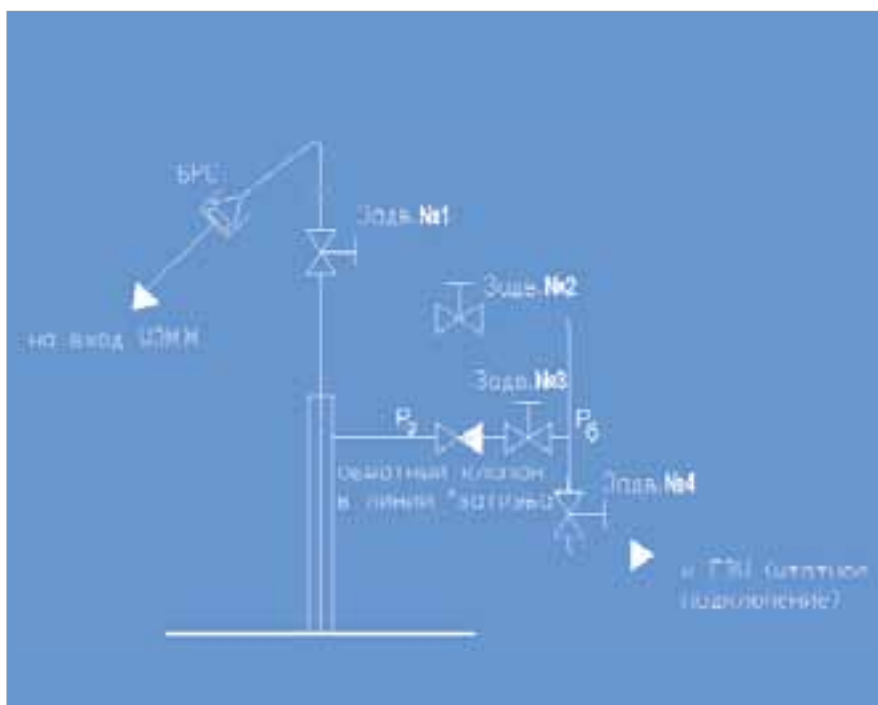


Рис. 1. Схема "обвязки" устья скважин с ЭЦН (с газосепаратором)

и модернизации АГЗУ типа "Спутник"; то же можно сказать и о реализации аналогичной программы нижевартовскими подразделениями "ТНК-ВР".

Кроме того, по данным ОАО "ИПФ "СИБНА", являющейся одним из основных поставщиков счетчиков газа для групповых замерных установок, только в 2009 г. (за 9 месяцев) для указанных целей нефтяным компаниям было поставлено 455 комплектов счетчиков газа. Таким образом, можно констатировать, что начато активное внедрение в повседневную практику требований ГОСТ Р 8.615-2005 и ГОСТ Р 8.647-2008. И, что самое отрадное, проблема учета добываемого попутного нефтяного газа стала востребованной нефтяными компаниями.

Все мы можем считать себя причастными к этим достижениям, поскольку из года в год на наших конференциях говорилось о необходимости и техни-

Таблица 1

Фонд скважин по компаниям по состоянию на 01 июля 2009 г. и ввод скважин в I полугодии 2009 г.

№ п/п	Нефтяные компании (производители)	Фонд нефтяных скважин на июнь 2009 года, всего, шт. Эксплуатационный фонд	в том числе		Ввод в эксплуатацию скважин за I полугодие 2009 г.
			Добывающие	Простаивающие	
1	2	3	4	5	6
1	ЛУКОЙЛ	28178	24051	4127	432
2	Газпромнефть	5667	5039	628	318
3	Сургутнефтегаз	18737	17101	1216	571
4	ТНК-ВР-Холдинг	21454	14907	6547	231
5	Татнефть	21890	18885	3005	145
6	Башнефть	19327	17284	2043	88
7	Роснефть	29560	23330	6230	447
8	Славнефть	4228	3645	583	109
9	РуссНефть	4283	3625	658	37
10	Газпром	147	145	2	9
11	НОВАТЭК	82	50	32	2
12	Прочие производители	6201	5012	1009	235
	ВСЕГО	159154	133074	26080	2444*

* В I полугодии 2008 г. было введено в эксплуатацию 2523 скважины

Таблица 2

Объемы поставок замерных (измерительных) установок в I полугодии 2009 г.

№ п/п	Предприятие-производитель	В том числе, к-тов				
		Всего, к-тов	АГЗУ "Спутник"	"ИУ" по ГОСТ Р 8.615-2005	Из них, к-тов	
					Стационарные, групповые	Мобильные и прочие
1	АК "ОЗНА"	166	18	148	144	4
2	ОАО "Нефтемаш"	67	1	66	65	1
3	ОАО "Опытный завод "Электрон"	5	1	4	4	-
4	МОАО "Нефтеавтоматика"	5	-	5	3	2
5	ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика"	1	-	1	-	1
6	ЗАО "НРС"	37	19	18	18	-
	ВСЕГО	281	39	242	234	8

В I полугодии 2008 г. объем поставок установок составил 468 комплектов

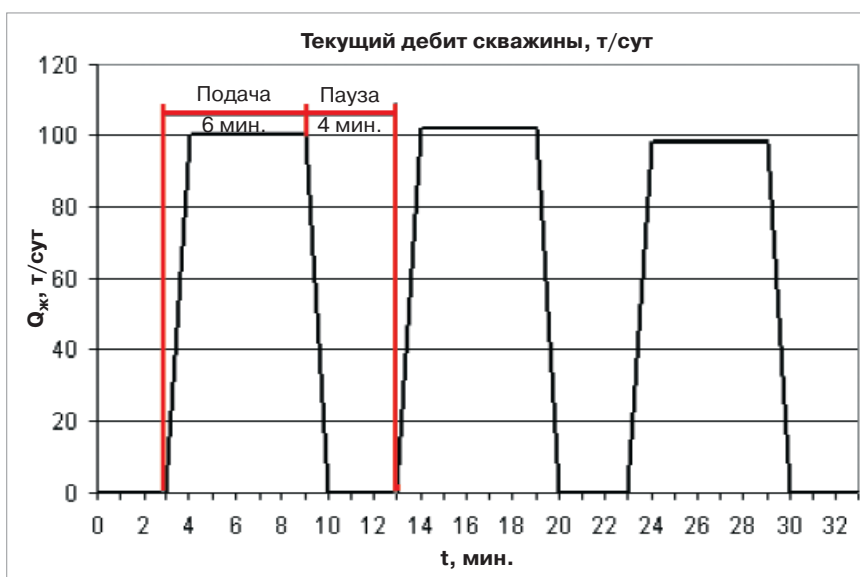


Рис. 2. Циклограмма расхода по жидкости скважин, оснащенных частотными преобразователями, дискретно поддерживающих "уровень" в колонне

ческих и метрологических возможностях решения проблем учета сырой нефти и попутного нефтяного газа. Но достигнутые успехи не позволяют нам почитать на лаврах, так как изменяющиеся технологические приемы добычи нефти и техническое переоснащение нефтепромыслов ставят новые задачи перед разработчиками и производителями средств и систем измерений.

В качестве примеров приведем несколько проблем, без решения которых на значительной части нефтяных скважин уже сегодня возникают сложности в выполнении качественных и надежных измерений.

1. В повседневную практику вводится новое глубинно-насосное оборудование, оснащенное газосепараторами. Эксплуатация такого оборудования приводит к тому (рис. 1), что на поверхности трубопровода "скважина - измерительная установка" возникает режим импульсной подачи свободного нефтяного газа с труднопрогнозируемыми характеристиками, такими как длительность импульса и объем газа в импульсе. Подобный режим возникает из-за того, что отсепарированный газосепаратором глубинного насоса газ направляется в межтрубное пространство (НКТ - экс-

плуатационная колонна) и по мере накопления до установленного давления срабатывает в трубопровод, подключенный к АГЗУ.

2. Аналогичная проблема возникает и в том случае, когда скважина с частотно-управляемым электрическим приводом оснащается глубинно-насосным оборудованием (рис. 2) с периодической откачкой. Такие системы, поставляемые одной из тюменских фирм, периодически изменяют частоту питающего напряжения ЭЦН от 42÷45 Гц до 55÷60 Гц. Только в этом случае режим работы скважины характеризуется импульсной подачей жидкости. Единственное отличие данного варианта заключается в том, что периодичность импульсов можно фиксировать, но для этого нужно получить доступ к системе управления насосным оборудованием.

Следует добавить, что обе перечисленные проблемы становятся злободневными, по крайней мере, на нефтепромыслах Западной Сибири, и поэтому производителям групповых измерительных установок придется искать решение этих проблем.

3. Третья проблема, которой ранее не уделялось должного внимания, - это проблема измерений нефтегазовых смесей малодобитных сква-

жин южных нефтедобывающих районов. Для примера приведем заявочные режимные характеристики скважин, подключаемых к групповой измерительной установке одного из северокавказских предприятий (табл. 3). Там же приведены расчетные данные по ожидаемым дебитам по нефти и газовым факторам скважин, подключаемых к замерной установке.

Как видно из табл. 3, скважины, сгруппированные для подключения к одной измерительной установке, имеют очень малые дебиты по жидкости (3-35 т/сут) при очень больших разбросах по диапазонам расхода газа в рабочих условиях (примерно 1-438 м³/час, если только не допущена ошибка по дебиту газа скважины № 9). Да и сами скважины значительно отличаются друг от друга по расчетным газовым факторам (37,1-56156 нм³/т).

Как и какими средствами обеспечить качественные измерения такого набора скважин - это головоломка для разработчиков проектов оборудования промыслов и заводов-изготовителей измерительных установок.

К упомянутым проблемам следует также добавить проблему учета количества попутного нефтяного газа в низконапорных газопроводах факельных установок. Эта проблема, несмотря на кажущуюся простоту, таит в себе технологические и технические сложности, и, как показали межведомственные испытания, организованные и проведенные ОАО "Газпром" (2009 г.), большинство известных методов измерений практически непригодны для использования на низконапорных факельных линиях (ультразвуковые, осредняющие трубки, сужающие устройства, турбинные, ротационные и др.).

Конечно же, все перечисленные проблемы будут со временем решены силами разработчиков средств измерений, но на это будет затрачено гораздо больше времени, чем в том случае, если бы мы объединили свои уси-

лия со специалистами нефтяных технологических и проектных институтов. Пользуясь присутствием на конференции представителей таких организаций (КогалымНИПИнефть, СургутНИПИнефть и др.), приглашаем их к научно-техническому сотрудничеству в решении этих и других проблем.

Теперь несколько слов о том, что сделано за прошедшие два года в части теоретического и методологического обеспечения при измерениях расходных параметров продукции нефтяных скважин.

Силами ОАО "ИПФ "СИБНА", ИГ "Нефтегазовые системы" и ФГУП "ВНИИР":

а) практически решены все основные технические вопросы с определением расходных параметров по жидкости, нефти и газу уже эксплуатируемых месторождений Западной Сибири;

б) завершены расчетные обоснования метрологических возможностей всех существующих типов групповых измерителей дебита;

в) разработано расчетное введение поправок на уносимый нефтью растворенный и окклюдированный газ;

г) разработаны и внедрены алгоритмы сведения балансов добываемой нефти в цепочке "скважина - товарный узел учета" с введением попра-

вок на дебиты и погрешности измерений каждой скважины.

Все эти и другие работы прошли апробацию и утверждены или находятся на рассмотрении государственными центрами.

В завершение представленной оценки состояния дел с внедрением требований ГОСТ Р 8.615-2005 и ГОСТ Р 8.647-2008 не можем не обратить внимание участников конференции на проблемы, не связанные с техникой и технологией.

1. Не очень понятна тендерная политика нефтяных компаний, когда качественные характеристики изделий приносятся в жертву с целью снижения цен, то есть сегодня главное - купить дешевле, а последующие издержки никого не волнуют. Складывается такое впечатление, что в нефтяных компаниях техническую и метрологическую политику диктуют только специалисты по материально-техническому обеспечению.

Ранее уже в табл. 3 приводились режимные данные 13 скважин для поставки измерительной установки, а теперь в этой таблице рассмотрим еще несколько цифр, заявленных к "опросному листу" (колонка №10):

■ рабочее давление в измерительной установке: от 0,2 до 0,5 МПа;

■ среднесуточный дебит газа: от 10000 до 18000 $\text{нм}^3/\text{сут.}$;

■ обводненность, объемная доля - 40%;

■ температура рабочей среды - 40 °С;

■ плотность нефти: 0,956 $\text{т}/\text{м}^3$;

■ плотность пластовой воды: 1,02 $\text{т}/\text{м}^3$;

■ рабочее давление в коллекторе нефтесбора: 0,8 МПа.

При сравнении полученных от заказчиков режимных данных по скважинам и заявки по "опросному листу" к АГЗУ возникает несколько вопросов к заказчикам:

■ как удастся "продавить продукцию" скважин с давлениями на устье 0,2÷0,5 МПа в нефтесборный коллектор, работающий под давлением 0,8 МПа;

■ насколько квалифицированы специалисты, составлявшие "Заявочный опросный лист на поставку АГЗУ", ведь заявленные данные по среднесуточному дебиту газа ($\text{нм}^3/\text{сут.}$) и объемной обводненности продукции ($W=40\%$) имеют мало общего с режимными данными скважин, подключенных к АГЗУ;

■ кто понесет ответственность за то, что АГЗУ, поставленная заводом-изготовителем согласно требованиям "опросного листа", окажется нерабо-

Таблица 3

Режимные и расчетные показатели нефтяных скважин (подключенных к АГЗУ)

№ скв.	Режимные данные скважин				Расчетные данные по скважине				Заявленные параметры по "Опросному листу на АГЗУ"
	Средний дебит по жидкости, $\text{м}^3/\text{сут.}$	Содержание воды, %	Средний дебит по газу, $\text{нм}^3/\text{сут.}$	Другие параметры среды	Средний дебит по жидкости, литр/час	Средний дебит по нефти, литр/час	Средний рабочий дебит по газу, $\text{м}^3/\text{час}$	Расчетный газовый фактор нефти, $\text{нм}^3/\text{т}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	12,8	54	1700	1. Температура среды $t=15\text{ }^\circ\text{C}$ 2. Плотность нефти при НУ $\rho_n=0,833\text{ т}/\text{м}^3$ 3. Плотность воды при НУ $\rho_g=1,005\text{ т}/\text{м}^3$ 4. Плотность газа при НУ $\rho_g=0,981\text{ кг}/\text{м}^3$ 5. Давление в коллекторе $P_k=0,8\text{ МПа}$	533,3	204,3	7,87	346,7	1. Температура среды $t=40\text{ }^\circ\text{C}$ 2. Плотности $\rho_n=0,956\text{ т}/\text{м}^3$ $\rho_g=1,102\text{ т}/\text{м}^3$ 3. Обводненность $W=40\%$ 4. Давление в АГЗУ $P_p=0,2 - 0,5\text{ МПа}$ 5. Среднесуточный дебит по газу - 10000÷18000 $\text{нм}^3/\text{сут.}$
2	26,9	42	1575		1120,8	541,5	7,29	121,2	
3	23,0	56	1181		958,3	351,2	5,47	140,1	
4	3,0	97	4178		125,0	3,1	19,34	56155,9	
5	6,1	25	2480		254,2	158,8	11,48	650,7	
6	35,0	40	800		1458,3	728,9	0,99	45,7	
7	4,4	5	213		183,3	145,1	3,7	61,2	
8	13,7	5	402		570,8	451,7	1,86	37,1	
9	3,0	96	94610		125,0	4,2	438,0	938591,2	
10	23,0	97	9720		958,3	23,9	45,0	16945,6	
11	4,7	75	1700		195,8	40,8	7,87	1736,1	
12	4,1	84	1859		170,8	22,8	8,6	3397,3	
13	10,1	20	667		420,8	280,4	3,09	99,1	

тоспособной на реальном объекте (подключенных скважинах).

2. Настойчивая и последовательная политика ряда нефтяных компаний в работе ТК 024, которые дискредитируют требования ГОСТ Р 8.615-2005 внесением различных поправок (изменений) к ГОСТу путем голосования, а не на основе научно-технической или метрологической аргументации.

Такой политике, к сожалению, способствуют своими низкокачественными нормативными документами (МВИ) заводы-изготовители, а также многочисленные центры, имеющие право сертификации ИУ.

3. Совершенно непонятное отношение к проблемам учета извлекаемых из недр углеводородов со стороны недровладельцев: с одной стороны, есть заинтересованность в совершенствовании и упорядочении процедур контроля за счет развития нормативно-технической и методологической базы, а с другой стороны - отсутствуют реальные действия по "принуждению" нефтяных компаний к внедрению тре-

бований ГОСТ Р 8.615-2005 вместо предоставления различных сомнительных сертификатов на измерительные установки.

Наверное, только отсутствием требовательности со стороны недровладельцев можно объяснить предложение ряда нефтяных компаний к заводам-изготовителям о сертификации на соответствие требованиям ГОСТ Р 8.615-2005 замерных установок типа "Спутник", разработанных в конце 60-х годов прошлого века.

Таким образом, в практике внедрения ГОСТа складывается обстановка, напоминающая замкнутый круг:

■ с одной стороны, государство как недровладелец, инициирующее и финансирующее разработку нормативных документов (ГОСТов, РД и т.п.) силами Госстандарта и различных центров;

■ с другой стороны, нефтяные компании, требующие от производителей оборудования максимально упрощенных и дешевых, но сертифицированных измерительных установок;

■ и с третьей стороны - заводы-изготовители, готовые ради сегодняшних заказов делать что угодно, пользуясь услугами многочисленных государственных испытательных центров по сертификации этого "что угодно".

Поскольку эта ситуация наблюдается уже более четырех лет, наверное, настала пора принятия некоторых мер по изменению регламентов контроля со стороны госструктур за количеством извлекаемых нефтяными компаниями углеводородов. В связи с этим предлагаем в решениях нашей конференции сформулировать обращение к руководству Агентства по техническому регулированию о корректировке отдельных положений и принятых изменений ГОСТ Р 8.615-2005.

В этом выступлении в силу ограниченности времени не затронут отдельный объемный пласт проблем, связанных с учетом обезвоженной нефти и попутного газа на других точках технологической цепочки "скважина - товарный парк".



ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

Выставка проводится при поддержке
Аппарата Президента Татарстана,
Министерства промышленности РТ,
Торгово-промышленной палаты РФ и РТ,
Академии наук РТ, ОАО «Татнефть»

ТАТАРСТАН, г. Нижнекамск

VII

**международная
специализированная
выставка**

19-21 мая 2010

**Нефтехимия.
Нефтепереработка.
Энергетика. Экология.
Смазочные материалы**

Генеральные информационные партнеры:



Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
т./ф. (8552) 72-82-93, 38-17-25
e-mail: New-m@mail.ru

Подробная информация на сайте: www.nt-expo.ru

Методика определения количества добытого полезного ископаемого

А.В. Фёдоров
/ООО "КИП "МЦЭ"/

В соответствии с требованиями Федерального закона от 21.02.1992 № 2395-1 "О недрах" с момента государственной регистрации лицензии у пользователя недр появляется обязанность по представлению достоверных данных об извлекаемых из недр запасах полезных ископаемых и содержащихся в них компонентах в органы государственной статистики. Достоверность - одно из основных требований по рациональному использованию и охране недр. Оно закреплено законодательно и в других нормативно-правовых документах по охране недр, налогообложению, обеспечению единства измерений и техническому регулированию.

Кроме того, налоговое законодательство вводит понятия методов определения количества добытого полезного ископаемого и объектов налогообложения, сфера государственного регулирования обеспечения единства измерений определяет налоговые, таможенные и государственные учетные операции, а техническое регулирование пред-

лагает осуществлять рациональное использование недр на принципах и в целях стандартизации.¹⁾

Анализ нормативных документов в рассматриваемых областях государственного регулирования позволил сформировать минимально необходимый перечень обязательных показателей, периодичность их измерений и учета, а также цель определения данных показателей, как показано в **табл. 1**.

Несмотря на постоянное совершенствование требований в данных сферах законодательной деятельности, методические основы обеспечения достоверности учета добытых полезных ископаемых, в частности углеводородного сырья, перекочевали с тех времен, когда недропользователь и налогоплательщик были в одном лице - в лице государства, а граница эксплуатационной и балансовой ответственности нефтегазодобывающего предприятия совпадала с окончанием полного технологического цикла подготовки углеводородного сырья. Соответственно, разрабатываемые в целях дальнейшего совершенствования

¹⁾ Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ "О техническом регулировании". Гл. 3, ст. 11.

учета и измерений национальные стандарты и сегодня не всегда правильно отражают требования законодательства и тем самым вводят в заблуждение налогоплательщика.

Так, например, изменение № 1 к ГОСТ Р 8.615-2005 (п. 5.4) определяет, что результаты измерений массы сырой нефти, выполненных в соответствии с аттестованными в установленном порядке методиками выполнения измерений, являются основанием для прямого учета на конкретном участке недр. Если считать, что понятие "прямой учет" в налоговом законодательстве не применяется, а подразумевается прямой метод определения количества добытого полезного ископаемого, то результаты измерений в соответствии с п. 5.4 не могут являться "основанием" для данного метода, поскольку измерению подлежит нефть, доведенная до требований стандарта по завершении полного цикла подготовки. Такой подход возможен только в случае реализации и (или) использования сырой нефти до завершения подготовки.²⁾

Первая попытка реализовать методически и обосновать достоверность получаемых решений в соответствии с требованиями законодательства о недропользовании и налогообложении была сделана ЗАО "МЦЭ" (ныне ООО "КИП "МЦЭ") в 2004 году. В соответствии с Письмом Минэнерго России "О необходимости обновления нормативной базы для нефтяной промышленности"

(исх. № ИМ-1728 от 19.03.2003 г.) был разработан проект Инструкции по учету нефти взамен РД 39-30-627-81, в одном из приложений к которой была приведена методика для определения расчетного количества нефти, извлеченной из недр. Данная методика содержала порядок определения поправки для внесения в результаты измерений массы нефти по скважинам за отчетный период с целью получения достоверной информации о количестве добытой нефти. Инструкция получила положительные отзывы в Министерстве по налогам и сборам, Федеральном агентстве энергетике, Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии, в институтах Министерства природных ресурсов, а также в нефтяных компаниях: "ЛУКОЙЛ", "Сургутнефтегаз", "ЮКОС", "Сибнефть", "Роснефть". Но несмотря на положительные решения и отзывы, данный проект документа не был принят.

Таким образом, перешедшие по наследству от РД 39-30-627-81 методические подходы к определению показателей добычи в целом сегодня не только не отражают экономического взгляда на недропользование, но и не дают объективной и достоверной оценки количественных и качественных показателей извлекаемых ресурсов. В большинстве нефтяных компаний, занимающихся добычей углеводородного сырья, включая государственные, корпоративными требованиями

ми установлены методики, которые приводят к существенным экономическим и налоговым рискам для непосредственных пользователей недр.

Эти методики имеют следующие основные недостатки:

- не в полном объеме используется имеющаяся исходная измерительная информация, что приводит к необходимости обратного пересчета показателей добычи от реализации;

- метрологические характеристики средств измерений или методов измерений участвуют в методиках не для оценки вероятностных характеристик показателей, а для долевого деления в целях отдельного учета, что противоречит метрологическим нормам обеспечения единства измерений;

- не анализируется и не формализуется область допустимых значений показателей добычи по лицензионным участкам и в целом по предприятию, соответственно не накладываются ограничения на результаты, получаемые по методикам;

- вразрез с требованиями налогового законодательства методики стремятся определять добытое полезное ископаемое ежесуточно, несмотря на отсутствие необходимых измерений и установленный налоговый (отчетный) период - календарный месяц;



²⁾ При реализации и (или) использовании минерального сырья до завершения комплекса технологических операций, предусмотренных техническим проектом разработки месторождения полезных ископаемых, количество добытого в налоговом периоде полезного ископаемого определяется как количество полезного ископаемого, содержащегося в указанном минеральном сырье, реализованном и (или) использованном на собственные нужды в данном налоговом периоде (НК РФ, гл. 26, статья 339, п.8).

Показатель	Требования	Цель
1. Дебит по нефти	Измерения - периодические Учет - ежесуточный	Оперативный учет
2. Масса извлеченной нефти	Измерения - периодические Учет - ежесуточный	Оперативный учет
3. Расчетное количество нефти, на которое уменьшаются запасы	Измерения - периодические Учет - ежемесячный, ежегодный	Налоговый учет Статистический учет запасов
4. Фактически добытая нефть	Измерения - непрерывные Учет - ежемесячный	Налоговый учет
5. Фактические потери при добыче	Измерения - в соответствии с п. 3 и п. 4 Учет - ежемесячный	Налоговый учет
6. Добытая нефть	Измерения - в соответствии с п. 4 и п. 5 для прямого метода или п. 3 для косвенного метода Учет - ежемесячный	Налоговый учет

■ не дается количественная оценка достоверности полученных значений показателей добычи.

Следствием применения подобных методик в добывающих компаниях и на предприятиях является ограничение форм государственного и корпоративного регулирования обеспечения единства измерений, снижение статуса метрологических служб и специалистов по метрологии, искажение метрологических норм при создании программно-вычислительных комплексов и автоматизации процессов измерений и учета.

Проведенный ООО "КИП "МЦЭ" за последние годы анализ основ обеспечения единства измерений в ТЭК, метрологического обеспечения технологических этапов добычи и подготовки углеводородного сырья, научно-методического материала, связанного с обработкой результатов измерений и повышением точности, возможных способов устранения ошибок и промахов при выполнении измерений позволил formalизовать следующие требования к концепции методики определения количества добытого полезного ископаемого.

1. Методика должна включать модель измерений, разработанную на базе известных или стандартизованных методов измерений и методов обработки результатов измерений.

2. Исходными данными для проведения расчетов в соответствии с выбранной моделью измерений должны быть результаты измерений соответствующих групп показателей.

3. В методике должны быть определены способы управления исходными данными для выявления грубых ошибок и промахов, допущенных в результате проводимых измерений.

4. Оценка достоверности должна проводиться на основе обработки статистических данных в соответствии с выборкой за отчетный период.

5. Налагаемые на область допустимых решений ограничения и сам алгоритм решения задачи должны обеспечивать однозначную интерпретацию результата, получаемого

при использовании предлагаемой методики.

6. Результат, получаемый при проведении измерений по данной методике, должен иметь количественную оценку достоверности.

7. Методика не должна противоречить действующему законодательству.

В результате проведенных исследований существующих технологий проведения измерений на скважинах при добыче нефти и попутного газа установлено, что истинное значение количества извлекаемого из недр углеводородного сырья (массы нефти) можно представить в следующем виде:

$$M^* = M_{изм} + |\Delta_{изм}| + |\Delta_{неопр}|,$$

где отклонение результата измерений ($M_{изм}$) от истинного значения (M^*) связано непосредственно с невязкой ($\Delta_{изм}$), обусловленной метрологическими свойствами применяемых средств и методов измерений, а также невязкой ($\Delta_{неопр}$), вызванной неопределенностью ряда влияющих факторов, например:

■ периодичность проведения измерений дебита нефти или попутного газа;

■ периодичность и достоверность определения газового фактора и другие.

В связи с этим основной задачей разработанной методики является оценка $\Delta_{неопр}$ и устранение неопределенности за счет внесения поправок в результаты проведенных измерений.

Определение поправок в соответствии с методикой выполняется на основе метода совместных измерений группы показателей на едином технологическом этапе системы сбора и подготовки, для которых модель измерений представлена в следующем виде:

$$\sum_{j=1}^L M_j^{(i)} = \lambda_1 \cdot \sum_{j=1}^n M_j^{(n)} + \lambda_2,$$

где $j=1...L$ - объем выборки;
 n, m - группы показателей;
 λ_1, λ_2 - параметры линейной регрессии.

Основой метода является минимизация полной ошибки оценивания путем совместной статистической обработки результатов измерений массы извлеченной нефти и ее измерений на некотором этапе системы сбора и подготовки

$$\sum_{j=1}^L (M_j^{(i)} - \hat{M}_j^{(i)})^2 \rightarrow \min_{(\lambda_1, \lambda_2)},$$

Задача сводится к определению параметров линейной регрессии в области допустимых решений и оценке параметров на каждом шаге итерации (K). Правдоподобие параметров линейной регрессии $\hat{\lambda}_1, \hat{\lambda}_2$ оценивается методом конъюгентного анализа, применяемого в математической статистике для случаев, когда погрешности измерений групп показателей имеют порядок, который не может не учитываться при расчетах. При сходимости $\hat{\lambda}_1 \rightarrow 1, R \rightarrow 1$ (корреляция), $\hat{\sigma}^2(\lambda) \rightarrow \min$ определяется состоятельная оценка $\hat{\lambda}^2 \rightarrow \Delta_{неопр}$, которая дает поправку к измеренному значению. Если формально применить метод наименьших квадратов, поочередно взяв в качестве аргументов измерения по каждой группе показателей, то обобщенная прямая ортогональной регрессии будет лежать между двумя прямыми, построенными методом наименьших квадратов.

Для наглядности на рис. 1, 2 и 3 в качестве примера представлены результаты расчета соответственно зависимостей $\hat{\lambda}_1, \hat{\lambda}_2$ и R от динамики решения. Как видно из представленных графиков, на определенном шаге итерации и ортогонального приближения сходимостью и стационарностью результатов расчета позволяют однозначно идентифицировать решение.

Наиболее важным моментом внедрения и применения методики является правильная организация проведения учетных операций в течение отчетного периода. В целях выполнения данного требования и исключения метрологических и иных рисков разработан методологический подход к системе учета на предприятии, цель которого заключается в стандартизации технологических, измерительных и информационных процессов, методов обра-

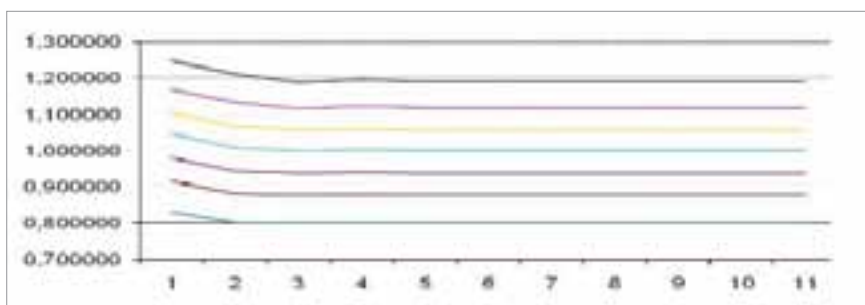


Рис. 1

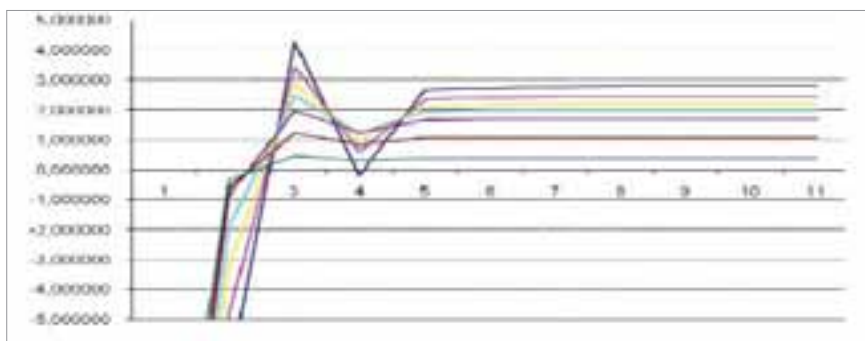


Рис. 2

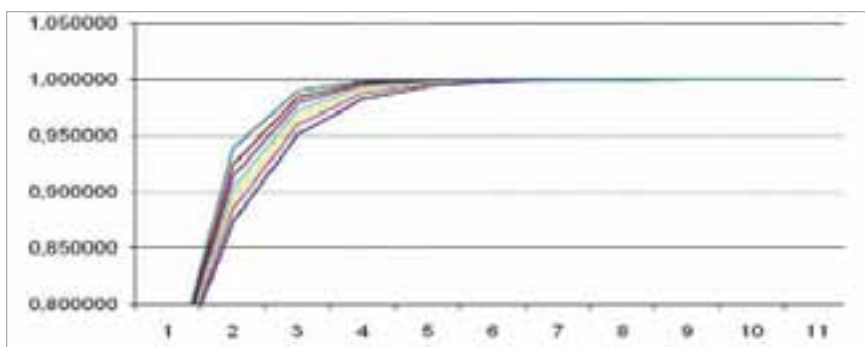


Рис. 3

ботки результатов измерений, а также документооборота предприятия, влияющих на формирование достоверной исходной информации. Основным принципом, заложенным в структуру системы учета и материального баланса предприятия, является принцип декомпозиции процесса учета на частные задачи:

- определение технологических процессов (стадий, этапов) и мест проведения измерений;
- определение измерительных процессов в местах проведения измерений и оформление результатов измерений;
- применение результатов измерений в целях обеспечения основных функций системы учета.

К основным функциям системы относятся:

- обеспечение выполнения требований законодательства об охране недр, налогообложении, единстве измерений;
- обеспечение достоверности, полноты и прослеживаемости измерительной, расчетной и учетной информации на всех технологических этапах;
- снижение экономических и налоговых рисков при организации и ведении учета углеводородного сырья на предприятии.

Сама система учета углеводородного сырья функционирует на базе технической и организационной структур предприятия и их методического, метрологического и информационного обеспечения, за счет

чего достигается достоверный учет и тем самым реализуются минимально необходимые требования в сфере государственного регулирования.

Практическая апробация методики на ряде добывающих предприятий показала следующие ее возможности:

- 1) определение количества добытой нефти и попутного газа по каждому лицензионному участку (ЛУ) отдельно как при косвенном, так и при прямом методе;
- 2) установление количества фактически добытой нефти и попутного нефтяного газа по завершении технологического цикла подготовки по каждому ЛУ;
- 3) определение фактических потерь при добыче по каждому ЛУ;
- 4) обеспечение единого методического подхода к определению количества добытой нефти для участков недр с различной выработанностью, подготовка которой производится на едином пункте подготовки;
- 5) выявление ошибок и промахов при ведении оперативного учета в течение отчетного периода;
- 6) управление оперативными данными учета;
- 7) выполнение лицензионных соглашений без дополнительных капиталовложений;
- 8) обоснование выбора объекта учета, относящегося к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;
- 9) обоснование использования коммерческих узлов учета нефти на границе балансовой принадлежности для определения фактической добычи;
- 10) обеспечение интеграции в любой программный продукт.

Практическая реализация методики и в целом методологии по учету заключается в комплексном обследовании предприятия, разработке ряда документов (стандарт, инструкция, методики расчета, методики измерений) с "усилением" в них проблемных задач, их апроба-

ции и внедрении. Гарантии - подтверждение результатов соответствующими экспертными заключениями.

Предлагаемая методика в сравнении с существующими имеет следующие принципиальные отличия.

1. Добытое полезное ископаемое за отчетный период определяется не суммированием суточных данных о добыче, а уточнением количества извлеченного сырья по окончании отчетного периода.

2. Учитывается целевое назначение технологических потерь в рамках требований главы 25 НК РФ и потерь при добыче - согласно требованиям главы 26 НК РФ.

3. Применяются обоснованные методы измерений и методы обработки результатов измерений.

4. Дается количественная оценка достоверности получаемых результатов.

5. Управление оперативными данными в целях определения добытого полезного ископаемого за отчетный период производится не ежесуточ-

но, а по завершении отчетного периода.

6. Допускается обоснованная корректировка оперативной информации.

7. Устраняются проблемы, связанные с небалансами в системе сбора и подготовки.

8. На разработанную методику получены положительные заключения институтов и экспертов ФНС и Минфина РФ.

9. На разработанную методику получены положительные заключения экспертов Минприроды.

В качестве вывода необходимо отметить, что практическое внедрение в ряде нефтегазодобывающих организациях рассмотренной технологии организации учета углеводородного сырья позволило:

- применить экономически целесообразные методы определения количества добытого полезного ископаемого в соответствии с требованиями Налогового кодекса РФ;

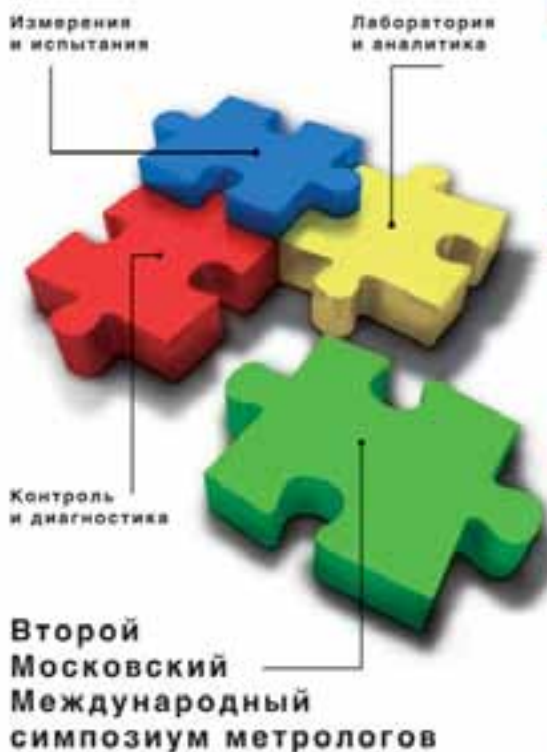
- обеспечить единство учетных данных, представляемых в различные государственные контролирующие органы;

- регламентировать перечень минимально необходимых обязательных измерений;

- снизить метрологические риски в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;

- предложить эффективные организационные формы управления процессом учета на предприятии, а также оптимизировать документооборот предприятия по учету и др.

Как определено в одном из экспертных заключений, сделанных специалистами Минприроды РФ по системе учета одной из добывающих организаций, "актуальность такого подхода подтверждается в Бюджетном послании Президента Российской Федерации, содержащем направления бюджетной политики в 2010-2012 гг., в котором большое значение придается оптимизации системы налогов и таможенных платежей, связанных с добычей и экспортом нефти и нефтепродуктов, с учетом того, что поступления от данного сектора в среднесрочной перспективе будут в значительной степени формировать доходы бюджетной системы".



<http://metrol.expoprom.ru>

20 мая — Всемирный день метрологии

Метрология'2010

Международная выставка-конкурс средств измерений, испытательного и лабораторного оборудования

18-20 мая • Москва • ВВЦ • Павильон №55

Организатор:

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Ростехрегулирование)

Содействие:

Правительство Российской Федерации

Международные партнеры:

The International Bureau of Weights and Measures (BIPM), International Organization of Legal Metrology (OIML), The European Association of National Metrology Institutes (EURAMET), European Organization for Quality (EOQ), OIMET, Asia-Pacific Legal Metrology Forum (APLMF), The Asia Pacific Metrology Programme (APMP)

С участием:

Минпромторг России, Миндвассоцзащиты, Роснаука, Роскосмос, Метрологическая служба МО РФ, Государственные корпорации «Росатом», «Росатом» и «ЖОХ», ОАО «РЖД», ОАО «Газпром», ОАО «Роснефть», ОАО «ОАК», Российские металлургические группы, Ассоциация автопроизводителей России, Российское химическое общество, Ассоциация аналитических центров «Аналитика», Ассоциация строителей России, Региональные ЦСМ и метрологические институты

Экспертная комиссия:

ФГУ «Ростест-Москва», 32 ГИНИ МО РФ

Устроитель и выставочный оператор:

Компания «Вэстстрой Экспо»

Дирекция мероприятия:

Тел./факс: +7 (495) 937-4023 • E-mail: metrol@expoprom.ru
Адрес: 129223, РФ, Москва, ВВЦ, стр. 227, а/я 35

Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» ООО КИП «МЦЭ»



125424, Россия, г. Москва,
Волоколамское шоссе, дом 88, стр. 8
Тел./факс (495) 491-78-12, 491-86-55
sittek@mail.ru | kip-mce@nm.ru
www.kip-mce.ru

ООО КИП "МЦЭ" - предприятие, осуществляющее деятельность в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, связанную с проведением испытаний средств измерений в целях утверждения типа, с аттестацией методик выполнения измерений, метрологической экспертизой документов, а также с сертификацией продукции и услуг ТЭК и ЖКХ.

ООО КИП "МЦЭ" зарегистрирован Федеральной службой по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (свидетельство №382992) в области научных и технологических услуг и относящихся к ним научных исследований и разработок, а также услуг по промышленному анализу и научным исследованиям. Качество проводимых работ закрепляется товарным знаком (знаком обслуживания).

ООО КИП "МЦЭ" аккредитован Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии в качестве Государственного центра испытаний средств измерений (Гос. реестр № 30092). В соответствии с областью аккредитации ГЦИ СИ ООО КИП "МЦЭ" проводит испытания средств измерений расхода жидкостей и газов, массы, температуры и давления, состава и свойств нефтепродуктов, средств измерений электрических и магнитных величин, разработанных на их основе измерительных систем и

различных систем измерений количества и показателей качества в ТЭК и ЖКХ. В период действия аттестата аккредитации ГЦИ СИ проведено свыше 160 испытаний в целях утверждения типа средств измерений как серийного, так и единичного производства.

ООО КИП "МЦЭ" аккредитован ФГУП "Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы" на право аттестации методик выполнения измерений и проведения метрологической экспертизы документов в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений и зарегистрирован в Реестре аккредитованных метрологических служб юридических лиц под № 01.0.0140. В настоящее время разработано и аттестовано более 150 методик выполнения измерений, проведено свыше 200 метрологических экспертиз в ТЭК и ЖКХ.

ООО КИП "МЦЭ" аккредитован Российским государственным университетом нефти и газа имени И.М. Губкина в Системе добровольной сертификации топливно-энергетического комплекса в качестве Органа по сертификации для проведения работ и услуг по сертификации в системе ТЭКСЕРТ по следующим позициям:

■ продукция химического и нефтяного машиностроения;

■ приборы и средства автоматизации общепромышленного назначения;

■ приборы и средства автоматизации специального назначения;

■ программные средства и информационные продукты вычислительной техники;

■ производство контрольно-измерительных приборов;

■ предоставление услуг по монтажу, ремонту и техническому обслуживанию приборов и инструментов для измерения, контроля, испытания, навигации, локации и прочих целей;

■ монтаж приборов контроля и регулирования технологических процессов;

■ топливозаправочные работы (бензин, дизельное топливо, газ).

Сегодня - **ООО КИП "МЦЭ"** - ведущая организация на рынке оказания метрологических и консалтинговых услуг в области недропользования, переработки, транспортировки и реализации углеводородного сырья, водоподготовки, снабжения тепловой и электрической энергией, газоснабжения и энергосбережения, оптимизации управленческих процессов предприятий, связанных с учётом энергоресурсов, а также в сфере нормативно-правового регулирования отношений как между юридическими лицами, так и между юридическими лицами и государственными контролирующими органами.

Автоматизированная система управления технологическими процессами корпорации на основе распределенных рабочих мест специалистов

**А.А. Вариков,
О.Н. Петряев,
А.А. Тукаев**
/ООО "НПФ "Интек"/

450005, Респ. Башкортостан,
г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 15
тел. (347) 290-88-44
intek@intekufa.ru, www.intekufa.ru

ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе развития перед большинством предприятий стоит задача повышения эффективности управления производством, при решении которой они непременно сталкиваются с проблемой отсутствия единого информационного пространства. Как правило, автоматизация ТП развивалась независимо от систем планирования и управления ресурсами предприятия, что обусловило образование информационных разрывов - вертикальных и горизонтальных. Несогласованность информации - объективная реальность для многих отечественных предприятий независимо от размеров и сферы деятельности.

Вертикальные разрывы - разрывы между технологическими данными реального времени на уровне АСУТП и данными уровня АСУП - планами, аналитикой. На нижнем уровне специалист работает с "живыми" данными, в то время как специалист верхнего уровня оперирует агрегированной информацией, поступающей к

нему в виде отчетов за предыдущие периоды. Специалисту же среднего уровня, управляющему производственными процессами, необходимы как данные с объектов, так и аналитическая информация по состоянию производства в целом. При этом соотношение объемов реальных данных и статистической информации изменяется в зависимости от положения специалиста в иерархии производства (**рис. 1**).

Горизонтальные разрывы - разрывы между смежными системами в пределах одного предприятия (АСУТП, АСКУЭ, системы технического обслуживания и ремонта и т.д.) или между смежными подразделениями предприятия (например, основное и вспомогательное производство). Этот разрыв чаще всего является следствием неплановой политики в области информационного развития производства, а также проблем несовместимости разнородных информационных вычислительных комплексов (ИВК) и сетей (ИВС).

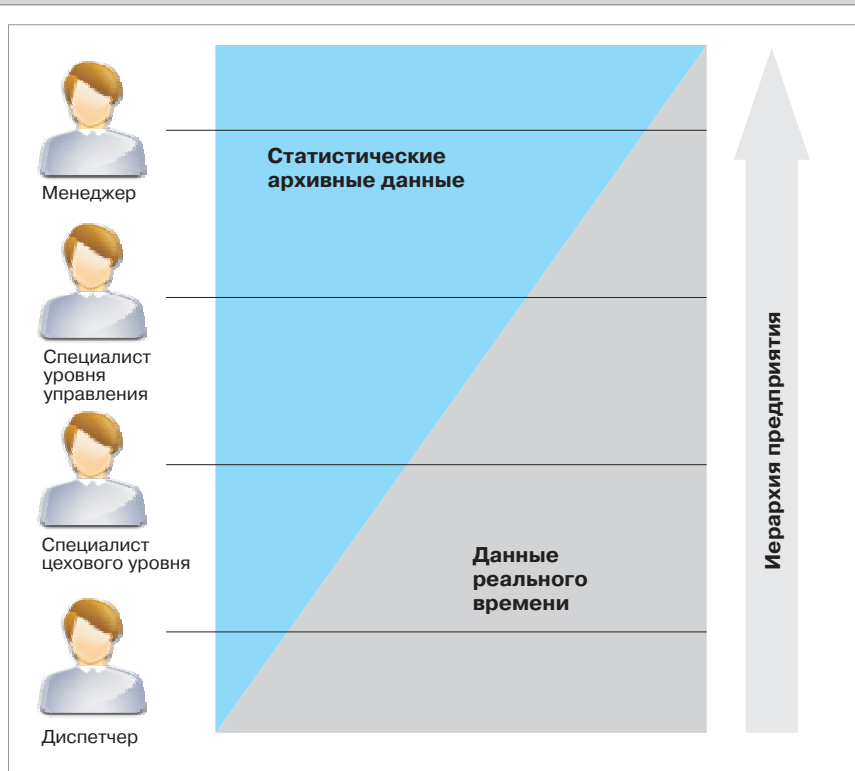


Рис. 1. Соотношения статистической информации и информации реального времени

В итоге огромное количество данных на разных уровнях не дает полной картины, необходимой для решения задач управления производством.

Как заставить работать все эти данные? Необходимо средство для связывания разрозненных систем, позволяющее направлять и регулировать информационные потоки.

КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ СОЗДАНИЯ ИНФОРМАЦИОННОГО ПРОСТРАНСТВА

НПФ "ИНТЕК" более 14 лет успешно занимается разработкой и внедрением современных АСУТП, имеет богатый опыт в реализации законченных проектов. Работая в тесном контакте с нашими заказчиками, мы выявили следующую закономерность. После прохождения этапа первичной локальной автоматизации объектов производства (уровень технологических объектов, локальная автоматика, диспетчеризация) у специалистов предприятий возникает ряд новых вопросов:

- Как заставить информацию работать? Как получить максимум выгоды из того моря данных, которые нескончаемым потоком идут с объектов автоматизации? Как мне, специалисту своего профиля, разобраться во множестве разрозненных, не связанных между собой и моим профилем работы систем? Нет единого информационного пространства предприятия с регламентированным уровнем доступа специалистов к необходимой только им информации.

- Применение оборудования и ПО различных производителей ведёт к необходимости постоянного наращивания вычислительных мощностей. Повышаются требования к квалификации как специалистов, так и обслуживающего персонала.

- Отсутствует оперативная информация у высшего звена руководства. Имеющиеся системы и комплексы предназначены для использования узким кругом специалистов. Руководители получают лишь архивную информацию и только спустя определенное время (постфактум), доступа

же к оперативной информации у них нет.

- Существующие системы закрыты в рамках локальной сети предприятия. Невозможно получить информацию, находясь за пределами корпорации. Более того, диспетчер в иных случаях "привязан" к своему рабочему месту: он не мобилен!

- Сложная система лицензирования существующих систем для подключения дополнительных пользователей требует дополнительных затрат.

В статье, опубликованной в журнале "Нефть. Газ. Новации" №4 за 2009 г., фирмой "Интек" затрагивались некоторые из этих вопросов и вкратце было описано решение, призванное помочь нашим заказчикам в поисках ответов. Рассмотрим предлагаемое решение более подробно.

Начиная с 2004 года НПФ "Интек" разрабатывает и внедряет комплекс программного обеспечения "Мега-Тек", предназначенный для автоматизации работы специалистов нефтяной компании по контролю и управлению разнородным и распределенным технологическим производством путем создания для каждого специалиста своего представления рабочего процесса в соответствии с должностным положением и обязанностями. Использование "Мега-Тек" позволяет:

- связать все информационные ресурсы предприятия в единую систему обмена технологической информацией;

- своевременно и гарантированно донести до каждого пользователя ту информацию, которая ему нужна; обработать полученную информацию и представить в желаемом виде;

- максимально задействовать информационные мощности предприятия;

- сделать пользователя мобильным.

"Мега-Тек" располагается на двух уровнях автоматизации производства: уровне оперативного диспетчерского управления и уровне принятия решений (рис. 2).



Рис. 2. Уровень "Мега-Тек" в иерархии управления производством

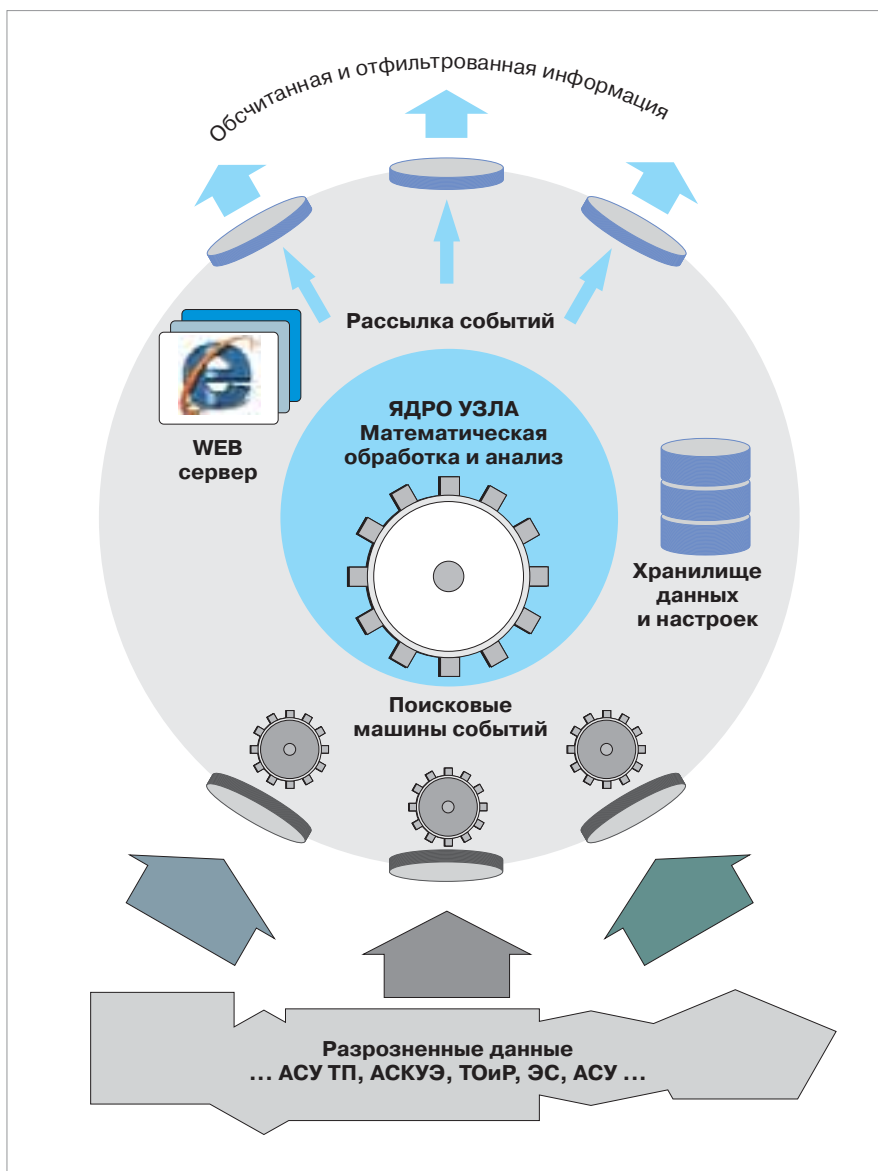


Рис. 3. Программный модуль "Узел"

Применение "Мега-Тек" на нефтедобывающем производстве обеспечивает:

- объединение разрозненных локальных систем диспетчерского контроля и управления в системы корпоративного уровня;
- оперативное предоставление информации на всех уровнях;
- формирование индивидуальной для каждого пользователя модели представления технологического процесса, отражающей его динамически изменяющееся состояние;
- исключение влияния человеческого фактора на качество и своевременность информации;
- автоматизированное обеспечение событийной информацией в условиях использования неустойчивых каналов проводной и радиосвязи;
- связь между объектами или подразделениями предприятия, в т.ч. в многодоменных сетях;
- авторизованный доступ к технологической информации с помощью открытых каналов связи и стандартных программных средств (например, работа с системой по Интернету при помощи WEB-браузера рабочего компьютера, ноутбука или смартфона);
- неограниченное число рабочих мест;
- санкционированный и протоколируемый доступ к технологической информации.

АРХИТЕКТУРА "МЕГА-ТЕК", ТЕХНОЛОГИИ И КЛЮЧЕВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Изначально при проектировании комплекса программного обеспечения "Мега-Тек" ставка была сделана на технологии MS.Net Framework и Macromedia Flash. Но на сегодняшний день появились новые технологии, призванные улучшить качество, удобство и функциональность программного обеспечения, а значит, и конечного продукта, с которым нашим заказчикам приходится работать ежедневно. Например, мощные средства редактирования и визуального дизайна но-

вого продукта по разработке программного обеспечения Visual Studio 2010, запуск которой состоялся в апреле 2010 г., позволяют реализовать самые современные требования к программному продукту. Открываются новые возможности для приложений за счет использования вычислительных мощностей локального компьютера и облака. Предлагаются новые визуальные дизайнеры Windows Presentation Foundation и Silverlight для разработки приложений для Windows®7 и Web.

Проведя анализ современных средств и технологий разработки ПО, фирма "Интек" анонсировала выпуск нового программного продукта, который является эволюцией существующего программного комплекса "Мега-Тек".

В новой, сервис-ориентированной архитектуре (SOA) системы серверная часть строится на технологии .Net Framework 4.0. Ключевые компоненты "Мега-Тек" используют всю мощь предлагаемой технологии. С помощью ADO.NET Entity Framework - объектно-ориентированной технологии доступа к данным клиенты могут не заботиться об используемом типе СУБД. Можно без труда переключиться с MS SQL Server 2005 (2008) на Oracle или другие типы баз данных.

Репрезентативная часть ПО полностью построена на технологии Silverlight, которая дает специалистам возможность иметь полноценный доступ к своим APM через тонкий клиент Интернет с любой точки земного шара. Кроссплатформенность Silverlight позволяет не заботиться о типе операционной системы, установленной на клиентской машине. Динамически насыщенный визуальный интерфейс дает более полную картину бизнес-процесса. Обеспечивается полный доступ к необходимой информации через КПК без лишних действий со стороны обслуживающего персонала.

Рассмотрим подробнее ключевые характеристики программного комплекса "Мега-Тек":

1. "Мега-Тек" состоит из произвольно организованного по локаль-

ным и глобальным сетям множества автоматизированных рабочих мест специалистов (APM) и одного рабочего места администратора системы.

- Структура системы и схема развертывания определяются на основе анализа технологических процессов на предприятии, бизнес-процессов, коммуникаций, информационных потоков и мощностей, а также потребностей пользователей.

- Пользователь, владелец APM настраивает для других специалистов корпорации доступ к своему APM - к данным, которые он предварительно подготовил: отфильтровал, обчислил и убедился, что данные достоверны. Владелец APM (и только он) полностью отвечает за достоверность данных своего APM.

2. Единая система контроля информационных потоков и обеспечения безопасности, управляемая администратором.

- Администратор управляет правами каждого APM на получение информации от других APM. Таким образом, за безопасность информационных потоков, а также целостность и достоверность общедоступных данных в корпорации отвечает один человек - администратор системы.

- Синхронизация между APM единой для всех APM информации: списка пользователей и ролей, единиц измерения, шаблонов объектов и т.д.

3. Событийный принцип формирования данных.

- Поступающая из внешних систем информация с помощью специализированных поставщиков преобразуется в события, характеризующие изменение состояния источника данных.

4. Бизнес-логика организована по принципу "вычисления в облаках".

- В качестве источника событий для каждого APM могут выступать любые объекты в других APM системы, что позволяет всегда иметь актуальную информацию, обработанную соответствующими APM.

- Оптимизация трафика пересылаемой информации за счет того, что пересылаются обработанные данные и только те, которые нужны конкретному APM-получателю.

- Каждый APM образует слой бизнес-логики, необходимый и достаточный для работы специалистов этого APM. Бизнес-логика не хранится в одном месте, а распределяется по APM. Нет необходимости централизованного, трудоемкого сопровождения всего бизнес-процесса. Каждый человек или подразделение отвечает только за свой кусок бизнес-логики предприятия, взаимодействуя с другими необходимыми для его процесса информационными потоками. Здесь применяется идеология облачных (рассеянных) вычислений, в которой компьютерные ресурсы и мощности предоставляются пользователю как Интернет-сервис. Пользователь имеет доступ к собственным данным, но не может управлять инфраструктурой и не должен заботиться о ней.

5. Гарантированная доставка информации до получателя.

- Последовательность событий гарантированно доставляется получателю при наличии связи между APM или после её восстановления.

6. APM могут располагаться в различных доменах компьютерной сети.

- Связь между APM осуществляется при нахождении узлов в разных доменах.

7. Интерфейс пользователя реализован с применением самых современных WEB-технологий и позволяет пользователям работать со своими объектами удаленно через WEB-интерфейс (интернет-браузер).

- Пользователь в соответствии со своими должностными обязанностями может создать или настроить необходимое количество технологических объектов, по каждому объекту - необходимое количество свойств объекта, по каждому свойству - необходимое количество условий формирования события; настроить необходимое количество экранных кадров для отображения состояния технологических объектов и их свойств, включая архивные данные.

- Каждое APM предполагает возможность работы с ним нескольких пользователей с различными правами. Владелец управляет правами пользователей на основе ролей, мо-

жет делегировать свои полномочия другим специалистам подразделения.

Как это работает?

Базовым элементом АРМ является программный модуль "Узел" (рис. 3).

Узел состоит из сервера объектов, ядра реального времени, поисковых машин событий, WEB-сервера, системы безопасности. Узел - "владелец" виртуальных объектов и их свойств.

Задача узла - поддерживать свойства своих объектов в актуальном состоянии, и если свойство изменилось, то отправить это изменение всем другим узлам, использующим данное свойство в качестве входного. Каждый узел может являться как источником (сервером), так и получателем (клиентом) событий и свойств. В зависимости от возлагаемых на узел функций он пополняется поисковыми машинами - компонентами, ответст-

венными за сбор информации с источников данных.

Поисковые машины событий (или поставщики данных) осуществляют сканирование источников данных с целью определения изменений используемых параметров, и если такое изменение обнаружено, оно считается событием. Событие вызывает изменение связанных с ним свойств объектов. Все изменения объектов на всех узлах по цепочке будут обработаны, значения свойств пересчитаны, заархивированы, переданы на исполнительные устройства, другие узлы.

Вычислительное ядро системы работает на базе пополняемых и настраиваемых формул, благодаря чему каждый специалист имеет мощный

инструмент анализа и обработки поступающей информации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Наработанный фирмой "Интек" опыт в области решений для АСУ ТП в купе с использованными в продукте "Мега-Тек" новыми технологиями дает нашим заказчикам мощный и удобный инструмент построения единой информационной среды предприятия. Несмотря на то, что программный комплекс "Мега-Тек" не позиционируется как специализированная MES или EAM, принципы, заложенные в архитектуру, позволяют применять его для решения многих задач такого уровня на предприятиях различных отраслей промышленности.

Литература

1. Дудников В., Зайцев П., Петряев О. Система "Мега-Тек" как основа для построения единой информационной среды предприятия // Автоматизация в промышленности. - 2007. - №9.

Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE 2010
26–28 октября 2010 г., Москва, ВВЦ, павильон №75

Тематика: Бурение • Геология и геофизика • Лазерные нефтеследики пласта • Технологии добычи • Гидродинамические процессы извлечения нефти • Разработка сложных коллекторов • Закачивание скважин • Мониторинг коллектора • Картаж скважин и другие параметры пласта • Газовые технологии • Моделирование пласта • Гарантия обслуживания пласта • Реализация разработки месторождений на поздней стадии • Новые технологии

125008, Москва, ул. Большая Иппотамия, дом 24/1, корпус 5, павильон 7
Тел.: +7 495 937-68-65, доб. 138
Факс: +7 495 937-68-62
E-mail: natasha.petrova@russianoilgas.ru

Организаторы:

Спонсоры 2010:

www.russianoilgas.ru

Продукты и решения от холдинга фирм TREI в области учета сырой нефти, нефтепродуктов, природного газа, АСУТП переработки нефти и газа, системы противопожарной сигнализации и пожаротушения

П. В. Жмуро
/ООО "ТРЭИ-Холдинг"
Производственное предприятие
ООО "ТРЭИ ГмбХ"/

440028, г. Пенза,
ул. Германа Титова, 1-Г
Тел./факс: (8412) 55-58-90
49-95-39

Факс (8412) 49-85-13
E-mail: trei@trei-gmbh.ru
www.trei-gmbh.ru

Одним из необходимых условий эффективности современного производства является применение промышленной автоматики и контрольно-измерительных приборов (КИП). Невозможно представить себе крупное промышленное предприятие без автоматизированных систем управления и средств автоматизации технологических процессов. ООО "ТРЭИ ГмбХ", г. Пенза - дочернее предприятие широко известной немецкой фирмы "TREI GmbH" и ООО "ТРЭИ-Холдинг". Предприятие существует с 1995 г. и занимается производством и поставками контроллеров для построения систем автоматизированного управления различной сложности. За это время накоплен огромный опыт, разработаны современные модели приборов и контроллеров, удовлетворяющие требованиям практически любых типов промышленных предприятий.

Устройства сертифицированы в соответствии с российскими правилами и

нормами на измерительное и взрывозащищенное оборудование.

Специалисты проходят профессиональную подготовку в рамках системы обучения и повышения квалификации, организованной компанией TREI. Обучение проводится как в России, так и в Германии.

Заказывая разработку и изготовление систем промышленной автоматики для вашего производства в TREI, вы получаете надежную современную продукцию европейского качества по доступным ценам.

TREI специализируется в сфере комплексных решений автоматизации и учета в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслях. Услугами нашей фирмы пользуются ведущие нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие компании России, Казахстана, Польши, Украины, Туркмении, Боснии и Герцеговины, такие как "Газ-

пром", "Татнефть", "Роснефть", "Каз-ТрансОйл" и другие.

Свой огромный опыт компания применяет для создания и развития новых инновационных технологий в области автоматизации. TREI не предлагает половинчатых решений, а работает "под ключ", охватывая комплекс всех этапов производства продукции - от проектирования до ввода в промышленную эксплуатацию. Наличие аттестованных лабораторий, производственных помещений и соответствующих лицензий позволяет компании производить все больше инновационных продуктов.

Преимущества фирмы TREI - немецкое качество, сертифицированная продукция и индивидуальный подход к заказчику. Благодаря наличию специалистов разного профиля - химиков, технологов, физиков наша продукция всегда находится в авангарде спроса промышленных предприятий.

Основные направления работы компании TREI:

- Производство контроллеров.
- Производство приборов коммерческого учета.

■ Производство приборов химконтроля.

- Проектирование объектов АСУТП.
- Авторский надзор.
- Инжиниринг в АСУТП.
- Монтаж, пусконаладка.
- Поставка оборудования КИПиА.

В конце 2008 г. компания TREI приняла участие в реконструкции и восстановлении разрушенного нефтеперерабатывающего завода на территории бывшей Югославии - в г. Босански Брод. Перед фирмой стояла задача в кратчайшие сроки спроектировать, поставить, смонтировать и запустить на заводе три важных объекта автоматизации.

Результат пятимесячного труда специалистов компаний TREI:

- Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке, 90 резервуаров, в том числе резервуаров со сжиженным газом. Спроектированное оборудование КИП было заказано и поставлено в рекордно короткие сроки. При обвязке резервуаров датчиками было применено комплексное интегрированное решение на базе измерительной аппаратуры от различных ведущих европейских производителей.

■ Применена децентрализованная система сбора информации с помощью контроллеров и интеллектуальных УСО TREI-5B-05. На объекте проведен весь комплекс сварочных, монтажных и пусконаладочных работ.

■ Автоматизированный отпуск и учет нефтепродуктов на эстакаде налива, пять стояков по два рукава налива на каждом. Кроме проекта КИП по этому объекту был выполнен технологический проект, по которому производилась врезка необходимой запорной арматуры и датчиков учета нефтепродуктов. Спроектированное оборудование КИП было заказано и поставлено в срок. Комплексная пусконаладка оборудования позволила практически сразу после запуска первых продуктовых линий завода отпускать продукцию потребителям.

В начале мая 2009 г. компанией TREI успешно сдана система автоматического управления и защиты установки "Гидродесульфуризации дизельного топлива" на НПЗ "Босански Брод", Босния и Герцеговина.

Основные функции, выполняемые системой автоматического управления:

Измерительно-вычислительные средства для нефтегазовой отрасли

Контроллер TREI-5B-05-Exd	TREI-5B-OIL	Прибор приемо-контроля и управления пожарный	TREI-5B-GAS
 <ul style="list-style-type: none"> • Построение распределенных систем во взрывоопасных зонах • Маркировка взрывозащиты 1Exd[ia] IIC T5 	 <ul style="list-style-type: none"> • Автоматическое измерение количества и показателей качества сырой и товарной нефти • Отбор пробы, измерение плотности, давления и температуры, содержания воды • Поверка рабочих расходомеров по передвижной ТПУ или по эталонному расходомеру • Контроль герметичности задвижек • Формирование отчетов 	 <ul style="list-style-type: none"> • Обнаружение пожара и автоматическое управление пожаротушением всех видов • Управление установками оповещения, дымоулавливания и др. • Активные, пассивные и адресные пожарные извещатели • Контроль шлейфов и цепей управления на обрыв и короткое замыкание • Наличие выносных модулей сбора и управления • Проектная компоновка системы 	 <ul style="list-style-type: none"> • Автоматизированный учет природного и попутного нефтяного газа • Конфигурирование с пульта или внешнего АРМ • Возможность подключения хроматографа • Возможность подключения матричного принтера • Синхронизация времени GPS • Степень защиты корпуса IP66

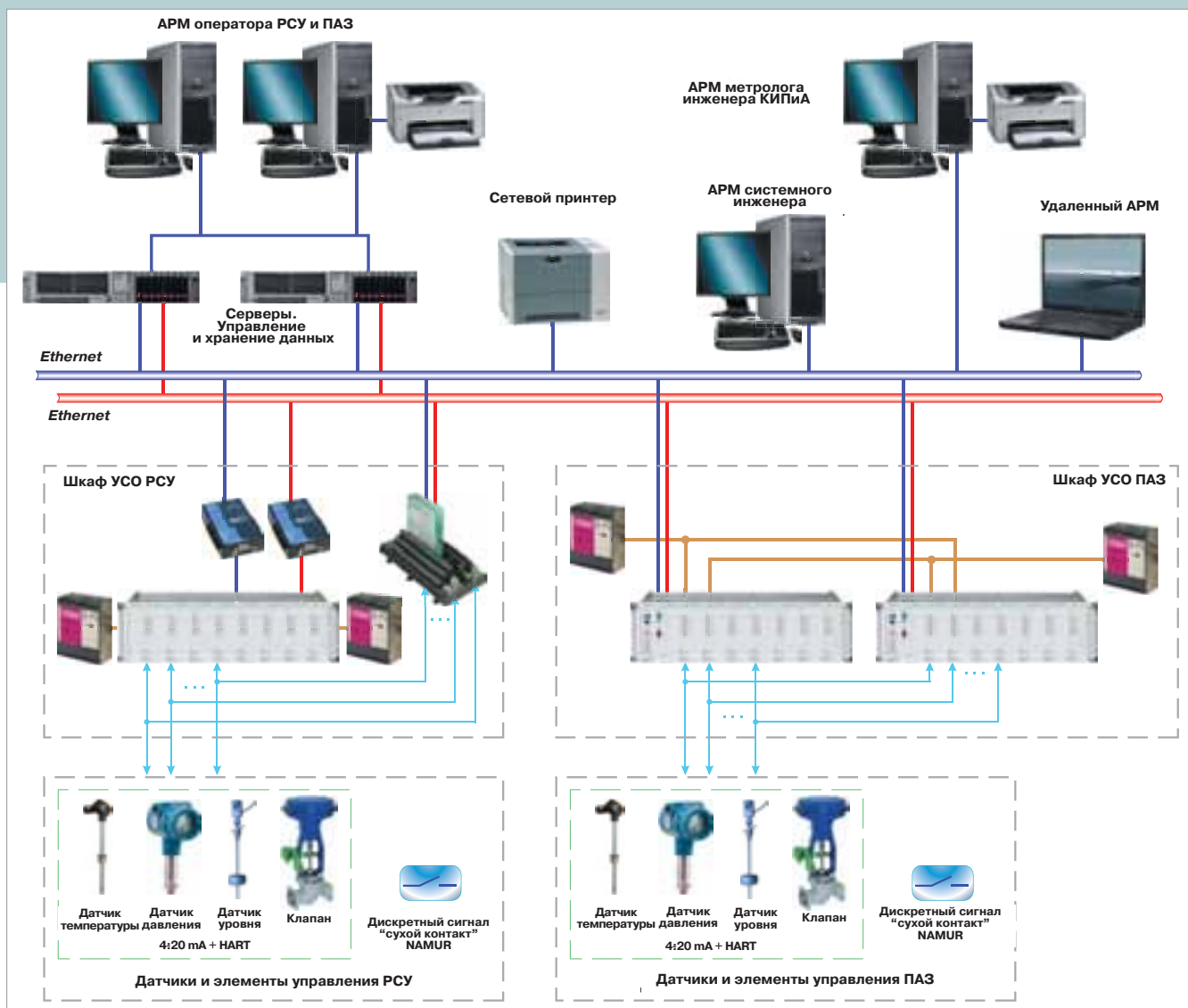


Рис. 1. Вариант АСУТП на базе контроллеров TREI-5B



Рис. 2. УСО для резервуаров с хлором

- Обеспечение ведения качественно-технологического процесса гидроdesульфуризации дизельного топлива в непрерывном автоматическом режиме.
- Обеспечение четкого температурного режима в каталитической колонне.
- Реализация функций защит в автоматическом режиме при аварийных ситуациях.
- Повышение межремонтных интервалов оборудования за счет оптимизации режимов работы и уменьшения вероятности ошибочных действий обслуживающего персонала.
- Снижение рисков и потерь, связанных с возникновением опасных и аварийных ситуаций.
- Снижение трудозатрат на ремонт технологического оборудования.

В начале сентября 2009 г. TREI на НПЗ "Босански Брод" успешно провела комплексное опробование систем автоматизации следующих установок:

- АСУТП установки атмосферной и вакуумной перегонки нефти в части блока конденсации;
- АСУТП установки очистки топливного газа диэтаноломином;
- АСУТП установки производства элементарной серы (установка "Клауса");
- АСУТП установки очистки хвостовых газов.

Назначение системы АСУТП

1. Контроль состояния технологического оборудования, визуального представления и выдачи управляющих воз-



Рис. 3. Внешний вид эстакады налива нефтепродуктов



Рис. 4. Внешний вид операторной



Рис. 5. Внешний вид шкафов автоматики DSC и ESD "Гидродесульфуризации дизельного топлива"

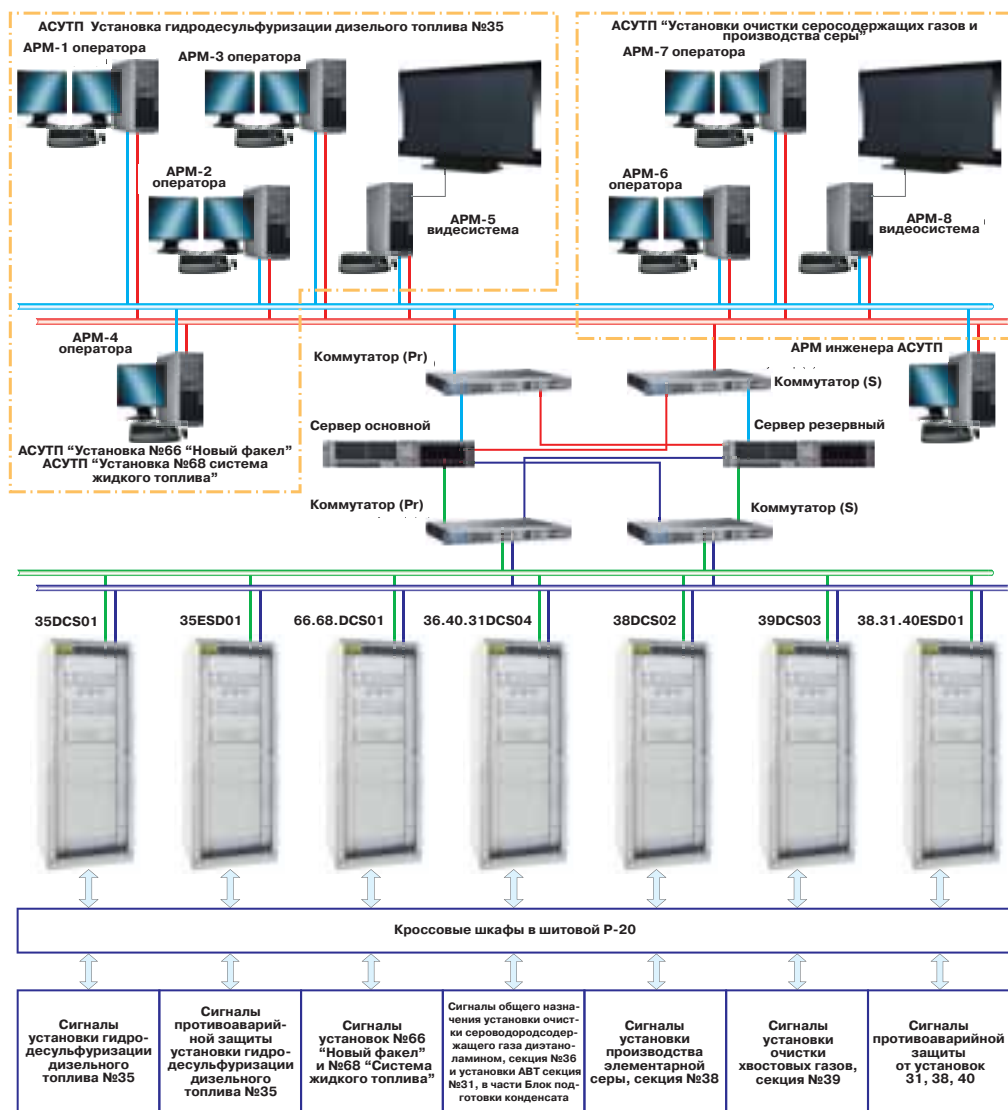


Рис. 6. Структурная схема АСУТП производства серы



Рис. 7. Внешний вид установок производства серы

действий на исполнительные механизмы как в автоматическом, так и в ручном режиме управления в результате действий технолога-оператора.

2. Определение аварийных ситуаций на технологических узлах путем опроса подключенных к системе управления датчиков в автоматическом режиме; переключение технологических узлов в безопасное состояние путем выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы в автоматическом режиме или по инициативе оперативного персонала.

3. Формирование в реальном масштабе времени и накопление данных о состоянии оборудования в нештатных ситуациях.

Цели создания системы АСУТП

1. Замена физически и морально устаревшего, поврежденного оборудования системы управления.

2. Повышение качества ведения технологического процесса посредством введения визуализации станции оператора, повышение информативности, ведение истории событий.

3. Повышение оперативности и качества обслуживания системы путем улучшения диагностики, предоставления возможности анализа нештатных ситуаций по истории событий.

4. Возможность гибкого развития системы с минимальными затратами с целью повышения качества ведения технологического процесса.

5. Возможность дальнейшей интеграции системы в общую информационно-технологическую структуру завода.

Современный подход к внедрению проектов - проектирование, закупка оборудования и инжиниринг ведутся одновременно. Широко используются новейшие инновационные технологии во всех сферах деятельности. Сжатые сроки, разумные цены, универсальность, гибкость и надежность - главные преимущества компании TREI.

ООО «Саратовский химический завод акриловых полимеров»

БОЛЕЕ 50 ИЗОБРЕТЕНИЙ И НОУ-ХАУ!

- (Со)полимеры акриламида водорастворимые и водопоглощающие серии АК 631, АК 642, АК 639 - сертифицированы на применение в технологических процессах добычи и транспортировки нефти
- Водные акриловые эмульсии, акриловые лаки и материалы на их основе
- Теплоизоляционная композиция "АКАТЕРМ": Теплоизоляция емкостей для хранения и перевозки нефти и нефтепродуктов, химикатов, сжиженных газов. Изготовлена на основе высококачественных водоземulsionных акриловых полимеров, специальных добавок и наполнителей, в качестве которых используют полые микросферы с высокими теплоизолирующими свойствами.

Преимущества применения "АКАТЕРМ"

- защита от температурных перепадов;
- предотвращение перегрева емкостей, снижение затрат на их охлаждение, уменьшение испарения продуктов хранения;
- защита от коррозии;
- предотвращение образования конденсата

410059, Россия, г. Саратов,
пл. Советско-Чехословацкой дружбы, промзона
т./ф.: (8452) 92-06-06, 92-97-54
т./ф. 92-97-54, ф. 92-06-06 - приемная
т. 46-50-33, ф. 92-02-45 - коммерческий отдел
т. 92-88-94 - бухгалтерия
т. 92-86-76 - главный инженер
bta@acrypol.ru; sdv@acrypol.ru
www.acrypol.ru

Интеграция видеонаблюдения в автоматизированные системы

**А.А. Колесниченко,
А.Ю. Петров,
Д.Ю. Вакаев,
А.П. Булохов**
/ЗАО "ТМ-Сервис", г. Самара/

443029, г. Самара,
ул. Шестая просека, д. 157
Тел./факс (846) 240-16-41
www.tms-samara.ru
tms@tms-samara.ru

В связи с участвовавшими случаями хищения и вандализма на многих предприятиях Самарской области службами безопасности поднимается вопрос защиты имущества компаний. Кажется бы, задача носит тривиальный характер: высокий забор, колючая проволока, камеры по периметру, контрольно-пропускной пункт и тому подобное. Но что делать, когда речь идет об удаленных, труднодоступных и многочисленных объектах? Никаких сил не хватит, чтобы обезопасить таким образом все скважины и АГЗУ, подстанции и распределительные устройства... Следить со спутника слишком дорого, да и за облаками, как и в темное время суток, ничего не увидишь. На помощь приходят инженеры из области АСУТП электроэнергетики и нефтегазодобычи с очень изящной идеей. Почти на каждом из распределенных объектов успешно эксплуатируется автоматизированная система производственного назначения - телемеханика, АСДУ, АСКУЭ, АСТУЭ. Ведь если вдуматься, то некоторые из них уже выполняют функции

обеспечения безопасности, когда осуществляют контроль над состоянием дверей в помещениях, входами в технологические блоки, доступом в шкафы. Что если оснастить существующую технику видеокameraми, обеспечив визуальный контроль? Эту идею взяли в разработку специалисты НПФ "Прорыв" и силами ЗАО "ТМ-Сервис" воплотили в жизнь.

Цели внедрения системы видеонаблюдения на удаленных объектах электроэнергетики и нефтегазодобычи:

1. Визуальное наблюдение, обеспечивающее получение оперативной информации о нестандартных ситуациях и чрезвычайных происшествиях (пожар, взрыв, утечка, электрическая дуга, искрение).
2. Контроль над сохранностью технологического оборудования и материальных ценностей (хулиганство, вандализм, хищение).
3. Проверка персонала (расписание, регламент, техника безопасности).
4. Слежение за соблюдением технологии производства.



Рис. 1. Комплекты видеонаблюдения

5. Контроль над проникновением на объекты посторонних лиц (терроризм, диверсия, саботаж).

Предлагаемое техническое решение представляет собой совокупность терминального контроллера серии TK16L и сетевых видеокамер AXIS. Контроллер работает в составе существующей автоматизированной системы, выполняя роль устройства сбора и передачи информации. Видеокамеры имеют CMOS-матрицу размером 1/4 дюйма с разрешающей способностью от 160x90 до 1280x800 пикселей. Встроенный детектор движения фиксирует изображение, отражающее изменения в определенных регионах. Чувствительность и регионы настраиваются по

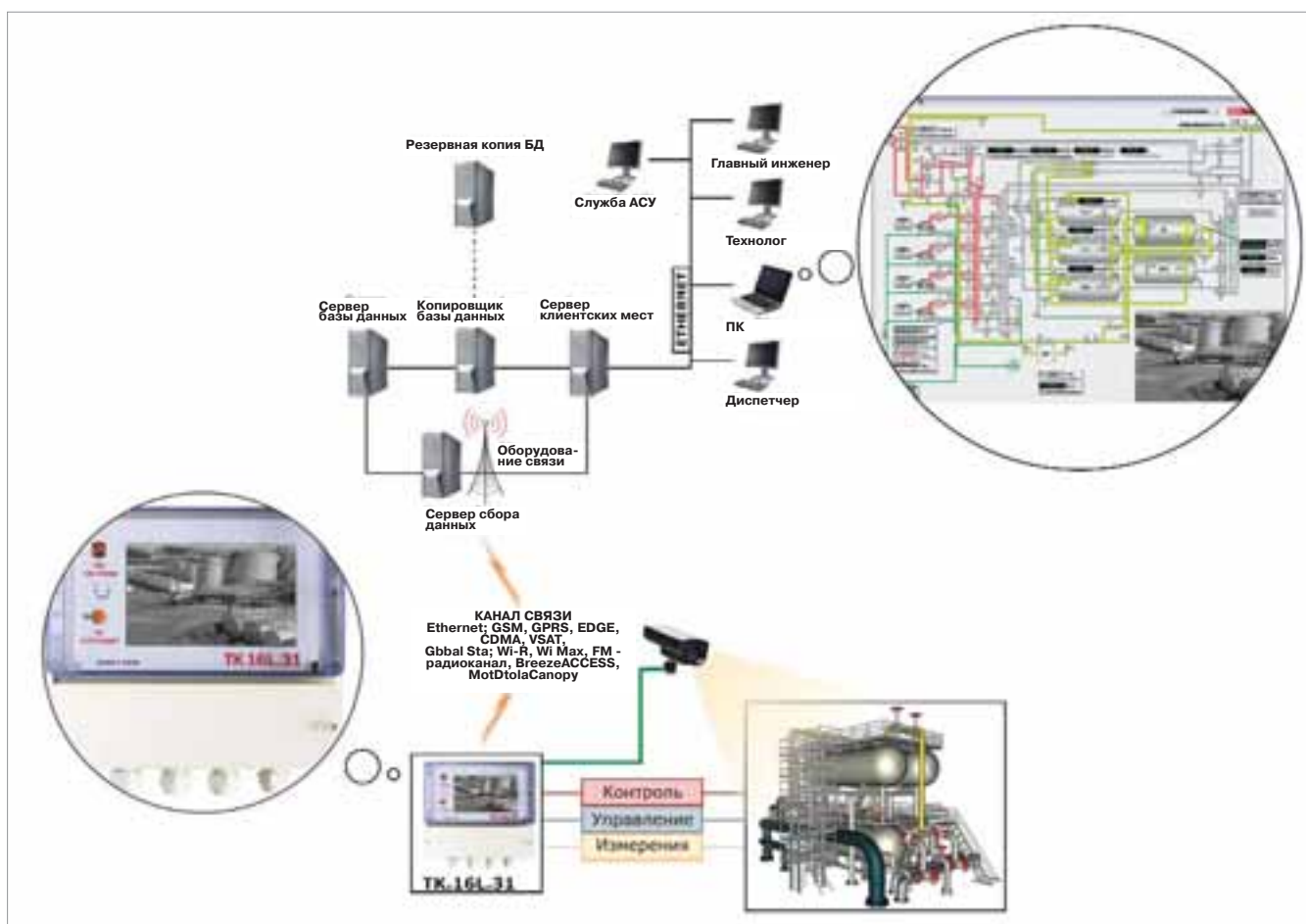


Рис. 2. Интеграция системы видеонаблюдения АСУ ТП

желанию заказчика исходя из соображений безопасности. Изображения по сети Ethernet записываются на контроллер, который их обрабатывает, сжимает и передает в центр сбора и обработки информации по каналам связи автоматизированной системы (Ethernet, GSM, GPRS, EDGE, CDMA, VSAT, Global Star, WiFi, WiMax, FM-радиоканал, Breeze ACCESS, Motorola Canopy и другие). При исчезновении связи контроллер работает в автономном режиме с сохранением архивной видеoinформации, которая потом может быть передана на верхний уровень системы или просмотрена на месте в контроллерах с сенсорным экраном. На сервере изображения хранятся в единой базе данных, откуда доступны со всех автоматизированных рабочих мест. При срабатывании датчика движения камеры формируются тревожные сообще-

ния системы, после чего пользователи принимают решения о своих последующих действиях. В случае, когда камера снабжена дистанционным управлением (поворот, фокус, приближение), эти функции будут доступны на рабочих местах системы. Если каналы связи позволяют передавать потоковое видео, то оно будет выводиться непосредственно на монитору объекта. Сжатие видеопотока осуществляется методом H.264 (MPEG-4) или Motion JPEG с частотой до 30 кадров в секунду.

Экономические плюсы данного технического решения очевидны:

- передача видеок кадров по существующим каналам связи без организации новых;
- использование одного контроллера одновременно для получения видеoinформации и результатов измерения параметров, управления технологическим объектом;

- наличие объединенных серверов сбора автоматизированной системы и видеонаблюдения;

- хранение видеок кадров и технологической информации в единой базе данных;

- сокращение сроков и затрат на строительные-монтажные и пусконаладочные работы;

- уменьшение расходов на последующее обслуживание объединенной системы.

Внедрение видеонаблюдения в существующие автоматизированные системы дает компаниям ряд несомненных преимуществ. Использование существующей инфраструктуры уменьшает объем капитальных вложений, улучшает показатели эффективности использования оборудования, что влечет за собой существенный рост производства. Вопреки известной русской поговорке, благодаря предлагаемому техническому решению можно одним выстрелом убить сразу двух зайцев.

Международный научно-технический конгресс «ЭНЕРГЕТИКА В ГЛОБАЛЬНОМ МИРЕ»

**16-18 июня 2010 г.,
г. Красноярск, Россия**

при поддержке:
Правительства Красноярского края
Администрации города Красноярска

Оргкомитет:
Россия, Красноярск, а/я 8514,
www.energo.sfu-kras.ru imltd@imltd.ru

Направления работы Конгресса

- ▶ Энергоэффективные и экобезопасные технологии XXI века
 - Гидро- и электротехнологии
 - Теплоэнергетика
 - Атомная энергетика
 - Возобновляемые и альтернативные источники энергии
- ▶ Энергетические ресурсы планеты
 - Проблемы поиска и разработки энергоресурсов и межотраслевое взаимодействие в их решении
 - Россия на мировом энергетическом рынке
 - Проблемы энергоэффективности в металлургии и горной промышленности

- ▶ Современные проблемы ТЭК России и энергопотребления
- ▶ Энергоэффективность систем жизнеобеспечения мегаполисов
- ▶ Безопасность и качество тепловых систем в энергетике
- ▶ Проблемы добычи, подготовки и транспортировки энергоносителей на дальние расстояния
- ▶ Гидродинамика больших скоростей

Круглые столы:

- ▶ Кризисные явления в мире и проблемы энергетики: экономические и социальные аспекты
- ▶ Подготовка кадров для энергетического комплекса
- ▶ Информационные технологии в энергетике

Организаторы:



▶▶▶ визитная карточка предприятия

Компания "ТМ-Сервис"

Промышленная автоматизация, системный интегратор



443029, г. Самара,
Шестая просека, д. 157
Тел./факс (846) 240-16-41
Web: www.tms-samara.ru
E-mail: tms@tms-samara.ru

Закрытое акционерное общество "ТМ-Сервис" специализируется на разработке и внедрении автоматизированных систем управления технологическими процессами и производствами в нефтегазодобывающих и энергетических отраслях промышленности. Мы имеем опыт по созданию следующих систем:

- системы управления технологическими процессами объектов нефтегазодобычи (от скважин до узлов коммерческого учета);
- системы сбора, обработки информации и диспетчерского управления распределенными объектами (системы телемеханики и телеметрии);
- системы технического учета электроэнергии и диспетчерского управления (АСТУЭ и АСДУ) объектами энергоснабжения.

Больше года на предприятии действует система менеджмента качества, которая соответствует требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2001. Обладая всеми необходимыми лицензиями на проектные, монтажные и пусконаладочные работы, предприятие выполняет полный цикл создания АСУ ТП разной сложности, а именно:

- предпроектное обследование;
- проектные работы;

- разработка программного обеспечения;
- поставка оборудования и материалов;
- строительно-монтажные работы;
- пусконаладочные работы;
- сопровождение и обслуживание;
- консалтинговые услуги.

Высокая квалификация и большой практический опыт специалистов позволили нам достичь немалых успехов, о чем свидетельствуют отзывы наших заказчиков и партнеров. Заказчиками ЗАО "ТМ-Сервис" являются:

- ОАО "Самаранефтегаз";
- ЗАО "Самара-Нафта";
- ООО "РН-Ставропольнефтегаз";
- ООО "РН-Юганскнефтегаз";
- ОАО "АК "Транснефть";
- МЭС Волги - филиал
ОАО "ФСК-ЕЭС";
- ООО "Энергонефть Самара".

Благодаря использованию современных технологий и ориентации на ведущих мировых производителей выполняемый нами комплекс работ имеет высокое качество, а создаваемые системы обладают большой надежностью, что, в свою очередь, позволяет нам исполнять гарантийные обязательства перед заказчиками.

Экономическая эффективность систем электрообогрева

С.И. Сашин
/ЗАО "АТМ-Сервис",
г. Самара/

ЗАО "АТМ-Сервис" - системный интегратор, занимающийся созданием АСУ ТП и систем телемеханики уровня цеха для нефтегазодобывающего производства. Компания имеет многолетний опыт работы по всем объектам нефтегазодобывающего производства - от куста скважин до приемо-сдаточных пунктов нефти. Накопленный опыт работы с объектами НГД позволяет решать задачи при создании АСУ ТП - от сбора данных и формирования технического задания или технических условий совместно с представителем заказчика до реализации системы с учетом написания прикладного программного обеспечения АСУ ТП и последующего сопровождения систем.

В течение последних 10 лет весьма актуальным стало направление электрообогрева технологического и емкостного оборудования, обогрева подземного оборудования скважин для предотвращения образования парафиновых отложений, а также в ряде других областей жизнедеятельности. Электрообогрев промышленных объектов, в том числе во взрывоопасных зонах, -

отдельное направление деятельности компании. Актуальность систем электрообогрева на рынке обусловлена экономическим эффектом от внедрения. Решаемые технические задачи разнообразны, как и технические решения, предлагаемые заводами-изготовителями оборудования для систем обогрева.

Институтами-проектировщиками технологических установок проблема промерзания зачастую решается за счет применения теплоизоляции. Но теплоизоляция не предотвращает промерзания, а только сохраняет существующее тепло в течение определенного времени. Например, для Самарского региона время остывания трубопроводов без обогрева при температуре самых холодных суток составляет для воды от +5 до +1 °С - 52 мин и для нефти от +50 до +40 °С - 36 мин (для трубы D_н 57).

Основное назначение кабельной системы электрообогрева - компенсация тепловых потерь технологического оборудования (трубопроводов, емкостей, резервуаров, запорной арматуры, насосного оборудования), предпусковой разогрев. Си-

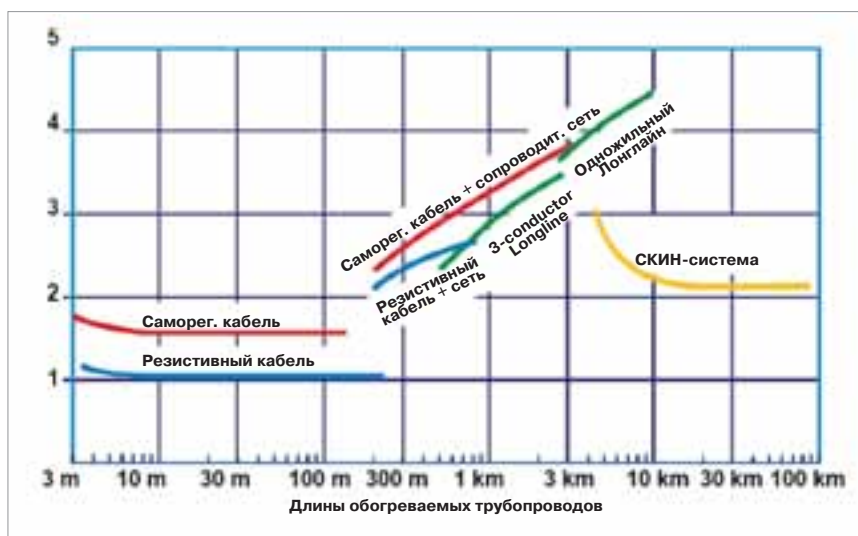


Рис. 1. Электрообогрев труб различной длины. Сравнительная стоимость

стемы электрообогрева с высокой эффективностью применяются для обеспечения требуемого температурного режима технологического оборудования (до 200 °С, до 600 °С); защиты от замерзания первичных приборов КИП, водоводов, трубопроводов с конденсирующимися газообразными продуктами.

Применение систем электрообогрева вместо традиционных систем обогрева (паровых, масляных, водяных) в большинстве случаев дает значительный прямой экономический эффект (при переводе с паровой системы на систему электрообогрева достигается эффект уменьшения прямых затрат на обогрев в 6-8 раз).

Экономическая эффективность электрообогрева связана, в первую очередь, с тем, что в такой системе горячим элементом является только греющий кабель, и потери на подвод энергии к теплоспутнику сведены к минимуму. Это является основной отличительной особенностью электрообогрева по сравнению с системами парового обогрева, где горячими являются и трубопровод подачи пара, и распределительные гребенки, и трубопроводы отвода конденсата. Даже при использовании самой лучшей теплоизоляции существуют потери тепла.

Преимущества систем электрообогрева перед водяными и паро-

выми очевидны: они обладают малой материалоемкостью, их легче устанавливать, они не подвержены коррозии, не боятся "разморозки", запитываются от общей системы электроснабжения предприятия, оснащаются автоматизированной системой управления, точно и по заданному алгоритму поддерживающей выбранный режим, легко интегрируются в АСУ верхнего уровня в части диагностики и контроля параметров температуры объекта и могут применяться в сложных сетях (трубопроводов).

Дополнительный эффект потребитель получает за счет снижения затрат на обслуживание и ремонт оборудования, а также за счет повышения точности регулирования температуры и управляемости технологического процесса. Эксплуатационные затраты на электрообогрев для различных предприятий в среднем от двух до пяти раз ниже, чем на паровое.

Для примера: произведенный расчет потерь тепла с одного метра водовода Ф100 мм при электрообогреве паром показывает, что при использовании системы электрообогрева чистая разница в прямых затратах тепла за отопительный сезон составит 119 кВт/ч, или 0,102 Гк (условия расчета: поддержание температуры трубы +5°С; теплоизоляция - мин. вата 50 мм;

спутник Ф25 мм, T = 120 °С). Соответственно для трубопровода длиной 100 метров прямые потери тепловой энергии за отопительный сезон составят 10 Гк (на любом производстве суммарная длина обогреваемых труб зачастую превышает десяток километров).

Другим важным показателем эффективности системы электрообогрева является срок службы. Здесь электрообогрев также выигрывает у парового. Так, срок службы у систем электрообогрева составляет не менее 20 лет, тогда как срок службы парового, как правило, не превышает 10 лет. Кроме того, увеличивается срок службы теплоизоляции.

Какой информацией должен обладать заказчик, выбирающий вариант технического построения системы электрообогрева? Нагревательными элементами систем электрообогрева служат греющие кабели и ленты различных типов: резистивные, саморегулирующиеся и кабели в минеральной изоляции.

По рабочей температуре системы электрообогрева можно разделить по диапазонам температур на три группы:

- 60-80 °С - применяются практически все виды саморегулирующихся кабелей; легко достижим необходимый диапазон мощностей до 80 Вт/м;

- 100-200 °С - применяются только саморегулирующиеся кабели с фторопластовой матрицей;

- 220-600 °С - применяются специальные резистивные кабели с минеральной изоляцией или изоляцией из стекловолокна, как правило, в трубке из нержавеющей стали. Типичное применение - подогрев установок для получения тяжелых нефтепродуктов, узлов переработки и хранения битума и мазута.

Применительно к греющим кабелям необходимо различать максимальную температуру трубопровода или продукта, при которой кабель может находиться, и температуру,

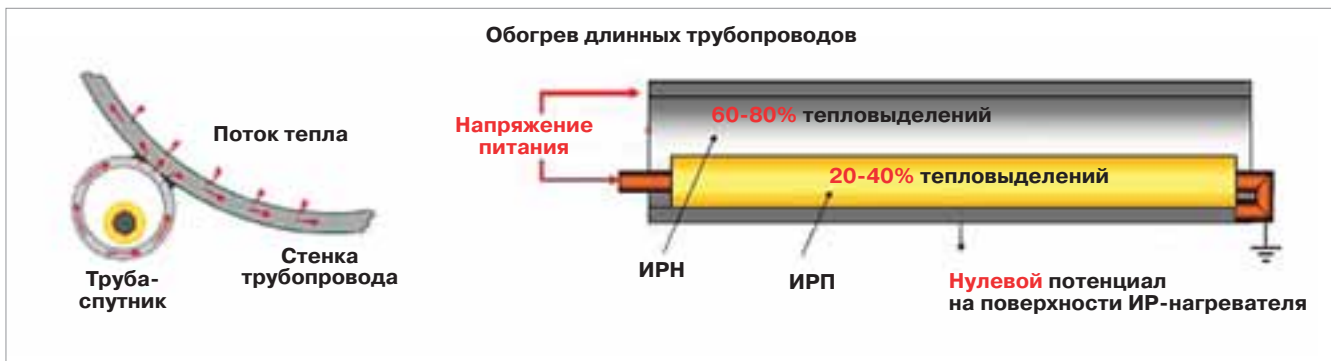


Рис. 2. Принцип действия SKIN-системы

которую благодаря кабелю можно поддерживать на трубопроводе. Как правило, последняя меньше первой минимум на 10-20 °С, но бывает, что эти температуры существенно различаются. Наиболее типичным является подогрев трубопроводов, периодически очищаемых "острым" паром с температурой до 200 °С. Но в рабочем режиме температура трубопровода может не превышать 60 °С. Тем не менее в этом случае возможно применение только саморегулирующихся кабелей с фторопластовой матрицей или кабелей с минеральной изоляцией.

Очень важным критерием выбора варианта исполнения системы обогрева применительно к трубопрово-

дам является также ее суммарная стоимость. Выбор экономичной и эффективной системы кабельного обогрева зависит от длины трубопровода, необходимости установки сопроводительной сети и уровня поддерживаемой температуры. Чем длиннее трубопровод, тем более сложная сопроводительная сеть требуется системе обогрева и, соответственно, большие затраты на реализацию. В ее комплектацию включаются дополнительные шкафы управления, датчики температуры, распределительные коробки и т.д. Оптимальным решением для сверхдлинных трубопроводов (15-30 км) станет система с минимальными расходами на сопроводитель-

ную сеть. Проиллюстрировать ситуацию позволяют графики на рис. 1.

■ При длине трубопроводов 200-300 м экономически оправданным является применение всех видов саморегулирующихся и резистивных нагревательных кабелей. Для подачи питания на резистивные и саморегулирующиеся нагревательные кабели требуется сопроводительная электрическая сеть, по которой подается напряжение к нагревательным секциям, но доля ее в общей стоимости мала. При увеличении длины обогреваемого трубопровода повышаются затраты на сопроводительную сеть и общая стоимость системы резко возрастает.

■ Для длин от 0,7-3 км (вариант без распределительной сети) экономически обоснованным является применение специальных трехфазных резистивных нагревательных кабелей последовательного сопротивления серии "Лонглайн", подключаемых по схеме "звезда" и питаемых только с одной стороны. Такой кабель одновременно выполняет функцию нагревательного элемента и питающей линии. Конструкция кабеля представляет собой проводник из трех медных лент, заключенных в оболочку из кремнийорганической резины, придающей ему гибкость. Медная оплетка и наружная оболочка повышают степень механической защиты.

■ Начиная с длины 1-2 км стоимость распределительной сети применительно к саморегулирующимся кабелям начинает быстро возрастать, а к 3-4 км их использование становится экономически нецелесообразным. Но если имеется до-



Рис. 3. Конфигурация SKIN-системы

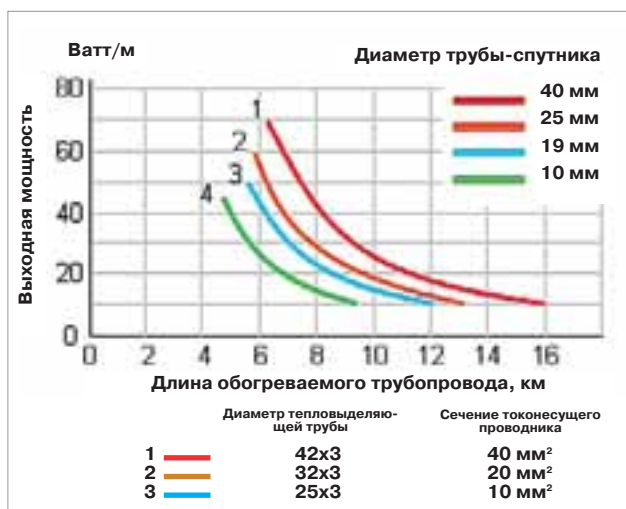


Рис. 4. Удельное тепловыделение одного элемента, Вт/м

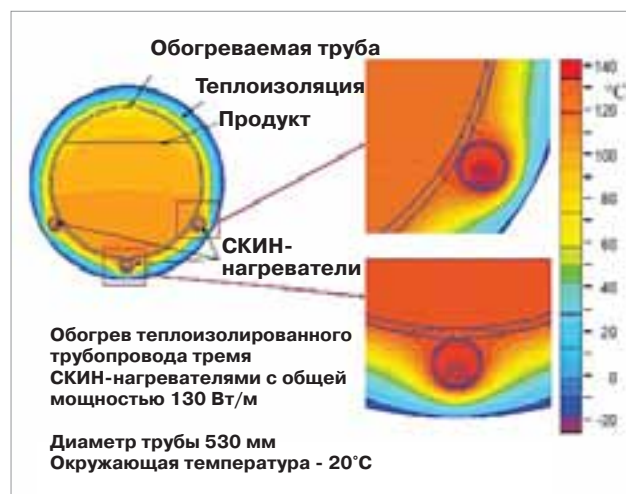


Рис. 5. Расчетное распределение температур

статочное количество существующих точек запитки, суммарная длина участков подогрева ничем не ограничена.

■ При линейной конфигурации трубопровода начиная с **длины 6 км** наиболее целесообразными с точки зрения стоимости, безопасности и надежности является SKIN-система. Это единственная система, позволяющая обогревать плечо трубопровода длиной до 30 км с подачей питания с одного конца (без сопроводительной сети), и самое эффективное и экономичное решение для обогрева магистральных трубопроводов неограниченной длины с сопроводительной питающей сетью.

Рис. 2 иллюстрирует принцип действия SKIN-системы. Нагревательным элементом SKIN-системы служит труба из низкоуглеродистой стали с наружным диаметром 20-60 мм и толщиной стенки не менее 3 мм, внутри которой помещен проводник из немагнитного материала (меди или алюминия) сечением 10-50 кв. мм.

В начальной точке обогрева между трубой и проводником подается переменное напряжение частоты 50 Гц, а в конечной

точке обогрева проводник соединяется со стальной трубой. Как и в случае "Лонглайна", SKIN-система представляет собой одновременно и греющий элемент, и питающую сеть. Переменный ток течет по всему сечению внутреннего проводника, поскольку на промышленной частоте в немагнитном материале с хорошей проводимостью заметного поверхностного эффекта не возникает. В ферромагнитном внешнем проводнике (стальной трубе) SKIN-эффект ярко выражен: ток течет по внутреннему слою трубы толщиной около 1 мм, а потенциал наружной поверхности трубы остается практически нулевым. В силу малой толщины SKIN-слоя основное тепловыделение (до 80%) происходит в стальной трубе. Это тепло вместе с теплом от внутреннего проводника передается обогреваемому трубопроводу.

Обогреваемый трубопровод может быть проложен под землей без ущерба для оборудования SKIN-системы, гарантируя при этом электробезопасность. SKIN-система применима для обогрева не только подземных продуктопроводов, но и открытых и подводных участков. На **рис. 3** изображена конфигурация SKIN-системы по обогреву двух «плечей» магистрального трубопровода.

В большинстве случаев SKIN-система применяется для обогрева трубопроводов, предназначенных для транспортировки жидких и тяжелых нефтепродуктов на большие расстояния. Возможно применение SKIN-системы и для трубопроводов с химикатами, жидкостями и газами. На **рис. 4** представлена зависимость требуемой мощности обогрева от длины трубопровода и диаметра нагревательных элементов и сечения внутреннего проводника.

ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ SKIN-СИСТЕМЫ

1. Большая длина обогреваемого участка трубопровода. Малое сопротивление системы на метр длины наряду с высоким напряжением питания позволяет питать от одного источника плечи обогрева длиной до 30 км.
2. Запитка с одного конца. По своей природе конструкция SKIN-системы предназначена для подачи питания с одного конца обогреваемого участка.
3. Электробезопасность. Наружная поверхность нагревательного элемента заземлена и имеет нулевой потенциал относительно земли.
4. Хороший тепловой контакт. Металлический нагревательный элемент непосредственно приваривается к трубопроводу или прикрепляется к нему специальными крепежными элементами. Для улучшения теплового контакта используется теплопроводящая паста.
5. Простота монтажа. Тепловыделяющие элементы не имеют наружной электрической изоляции, которую можно повредить при монтаже.
6. Надежность. Стальная труба обеспечивает механическую прочность и защиту проводника от повреждений. Это особенно важно для трубопроводов, проложенных под землей или под водой.

На рис. 5 приведен пример обогрева теплоизолированного трубопровода тремя нагревательными элементами СКИН-системы с суммарной мощностью 130 Вт/м (диаметр трубы 530 мм, t окр. возд. = -20 °С). Системы обогрева с использованием СКИН-эффекта разрабатываются индивидуально для каждой задачи.

АКТУАЛЬНОСТЬ РАБОТЫ В РАЗЛИЧНЫХ ОБЛАСТЯХ

Электрообогрев с каждым годомходит все более широкое применение не только в промышленном секторе, но и в ряде других областей.

С его помощью осуществляется:

- защита от обледенения производственных площадок с насосным и другим оборудованием. На рис. 6 представлена диаграмма распределения

температур при обогреве полов насосной станции с применением бронированного кабеля постоянной мощности НБМК (двухслойная укладка нагрева-

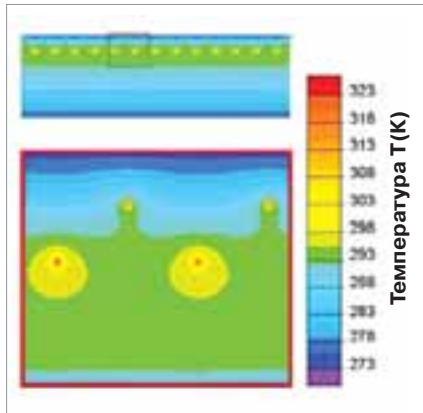


Рис. 6. Обогрев полов насосной станции

тельного кабеля, мощность нагревательного кабеля 25 Вт/м).

Во всех регионах, расположенных в климатических зонах с сезонными отрицательными температурами, актуальность работ, связанных с решением задач по борьбе с наледью и сосульками на крышах зданий, не вызывает сомнений.

Только подведомственные департаменту ЖКХ по г.о. Самара около 1500 зданий нуждаются в защите от образования наледи и сосулек. ЗАО "АТМ-Сервис" принимает участие в решении муниципальной программы ЖКХ по обустройству систем антиобледенения зданий и сооружений.

Электрообогрев признан сегодня безопасным, экономичным и очень эффективным способом, обеспечивающим комфортные условия нашей жизни во всех ее сферах.



ЗАО "АТМ-Сервис"

443029, г. Самара, ул. Шестая просека, д. 157, тел. (846) 240-17-45
mail@atm-servis.ru | www.atm-s.ru

Закрытое акционерное общество "АТМ-Сервис" - инжиниринговая компания, занимающаяся созданием автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и систем электрообогрева (СЭО).

Основные направления деятельности - проектирование и строительство АСУ ТП нефтегазодобывающего производства и промышленных и бытовых систем электрообогрева, оказание услуг по выполнению комплекса или отдельных видов работ по созданию АСУ ТП от обследования объектов и постановки задачи до сдачи в эксплуатацию и гарантийного (сервисного) обслуживания.

С момента основания компании (2003 год) силами специалистов, работающих на предприятии по настоящее время, было выполнено проектирова-

ние и осуществлено строительство более 30 крупных объектов. Среди них - различные технологические установки: от скважин до приемо-сдаточных пунктов нефти.

При создании АСУ ТП проектирование ведется по всем составляющим: от выбора КИПиА до программного обеспечения и систем связи. Правильно подобранное оборудование, предназначенное для работы в АСУ ТП, в совокупности с принимаемыми инженерными решениями гарантирует успешную работу технологического объекта в целом.

При проектировании систем электрообогрева комплектующие выбираются более чем из 70 типов и марок саморегулирующихся и резистивных нагревательных кабелей и лент. СЭО комплектуется шкафами управления, терморегулирующей аппаратурой и материалами

(крепёжными элементами, наборами для заделки кабеля, муфтами, клеммными коробками и т.д.). Широкая номенклатура оборудования позволяет наиболее эффективно и с наименьшими затратами обеспечить решение задач заказчика по поддержанию заданной температуры объекта.

Ведущие специалисты компании прошли обучение и обладают сертификатами фирм-изготовителей оборудования, используемого при построении АСУ ТП.

Цель, которую ставит перед собой компания, - развитие бизнеса заказчика на основе предлагаемых решений в области информационных технологий, измерительных систем, автоматизированных систем управления, систем связи и систем электрообогрева.

Приглашаем к сотрудничеству!

Техническое перевооружение АСУТП установки стабилизации нефти УСН 4-1

**А.В. Толмач,
А.С. Вдовин**
/ООО "Югра-АСУ",
г. Нижневартовск/

В 2009 году сложилась ситуация, когда просуществовавшая более 10 лет система автоматизации установки стабилизации нефти УСН 4-1 ООО "ННПО", реализованная на SCADA-системе RSVIEW32 и контроллерах серии SLC500, элементы которой создавались в разные моменты времени, разными подрядчиками, не соответствовала современным требованиям к АСУТП, таким как:

- горячее резервирование SCADA-системы, контроллеров, сети передачи данных и питания составляющих компонентов;
- возможность "горячей" замены модулей без отключения питания;
- высокая пропускная способность и ассортимент сетей передачи данных.

В связи с этим ООО "ННПО" было принято решение о техническом перевооружении АСУТП УСН 4-1 и приведении ее в соответствие требованиям общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств (ПБ 09-540-03).

В качестве подрядчика была выбрана компания "Югра-АСУ", осуществившая на первом этапе создание полного пакета проектной документации, включая прикладное программное обеспечение и согласование его в инспектирующих органах. Вторым этапом компанией "Югра-АСУ" была выполнена поставка оборудования и материалов для АСУТП согласно проектной документации, строительно-монтажные и пуско-наладочные работы и сдача системы в эксплуатацию.

Новая система управления была разработана для обеспечения оптимального технологического режима работы УСН 4-1, визуализации

и хронометража основных параметров технологического процесса, предварительной и аварийной сигнализации. Поддержание режима производится путем автоматического контроля и регулирования параметров технологического процесса и управления работой технологического оборудования.

В состав проекта вошли следующие основные решения:

- Согласно требованиям ПБ 09-540-03 в безопасной зоне устанавливается блок местной автоматики (БМА), в котором размещаются компоненты новой АСУТП - кросс-шкафы, шкафы с контроллерным оборудованием, серверный, коммуникационный и питания. БМА оборудуется освещением, обогревом, вентиляцией, кондиционированием и бесперебойным питанием.

- Прокладывается оптоволоконная линия связи от БМА в операторную.

- В операторной размещаются 2 рабочих места операторов, коммуникационный шкаф, организуется бесперебойное питание этих элементов.

- Производится интеграция подсистемы "Товарного парка", построенной на контроллерах SLC500 с заменой их процессоров и сети передачи данных.

- Перевод объекта со старой системы на созданную АСУТП производится последовательно, без остановки технологического процесса, старая система демонтируется.

- В будущем планируется строительство новой операторной в другом месте и снос существующей, при этом касательно созданной

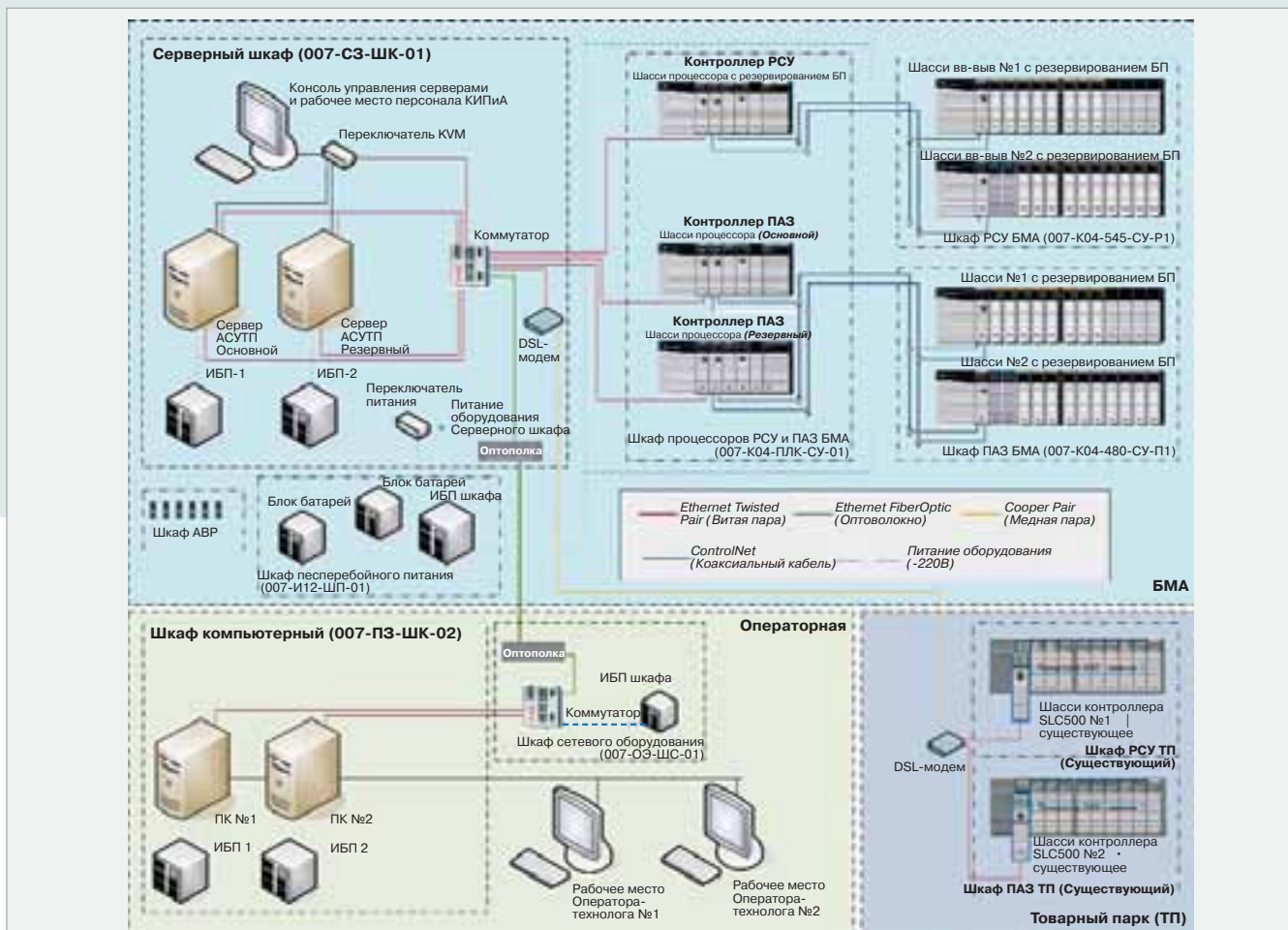


Рис. 1. Структура реализованной АСУТП УСН 4-1 ООО "ННПО"

АСУТП необходимо будет лишь прокладка новой оптоволоконной линии связи и перенос рабочих мест операторов с коммуникационным шкафом.

■ Проектом предусмотрена также интеграция в новую систему существующей подсистемы управления печью П-З, реализованной на базе семейства контроллеров ControlLogix, что стыкуется с принятой концепцией развития.

Внедренная система предназначена для круглосуточной работы, является восстанавливаемой и удобной для обслуживания.

Функциональная структура АСУТП была построена таким образом, чтобы обеспечить:

1. Достижение высокого уровня автоматизации функций производственного процесса УСН 4-1;
2. Инвариантность выполнения функций контроля и управления количеству и типам технологического оборудова-

ния на объектах управления, а именно:

- отображение текущих технологических параметров и текущего состояния технологических процессов на экране мониторов АРМ оперативного уровня управления;
- оперативный учет количества газа, жидкостей;
- контроль уровня жидкости в резервуарах и технологических емкостях;
- контроль температуры и давления в технологических трубопроводах, резервуарах и емкостях;
- централизацию функций сбора, обработки технологической информации и выработки персоналом управляющих воздействий;
- работу технологических объектов УСН 4-1 без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- простоту и удобство общения производственного персонала с АСУТП;

■ информатизацию служб УСН 4-1 с достаточной полнотой, точностью и оперативностью (в режиме реального времени);

■ постоянный контроль работоспособности основного и вспомогательного оборудования технологических объектов управления, основных СИ и КИП, а также автоматическую диагностику состояния программных средств;

■ контроль безопасности внутри помещений технологических объектов УСН 4-1 по загазованности;

■ документирование основных измеряемых и контролируемых параметров (ведение баз данных и системного журнала);

■ формирование регламентных отчетов для аппарата управления УСН 4-1, архивирование итоговых отчетов, журнала событий и статистики по объектам УСН 4-1;

■ надежную защиту информации от несанкционированного доступа (параметры конфигурации, константы АС, итоговые отчеты и т.д.);

■ возможность дальнейшего развития и модернизации АСУТП.

АСУТП построена по иерархическому принципу и имеет многоуровневую структуру (рис. 1). В ней можно выделить три уровня иерархии.

Первый уровень управления выполнен на базе мощного модульного программируемого контроллера последнего поколения ControlLogix фирмы Allen-Bradley. Отдельно реализован контроллер с горячим резервированием коммуникаций и блоков питания для управления основными технологическими процессами (PCU), отдельно выделен контроллер с горячим резервированием процессоров, коммуникаций и блоков питания для управления противоаварийной защитой (ПАЗ) в соответствии с требованиями, предъявляемыми к системам этого уровня. Контроллеры укомплектованы необходимым количеством искробезопасных барьеров Turck, обеспечивают прием и обработку технологической информации от датчиков и измерительных преобразователей, прием и формирование управляющих воздействий, поступающих со второго уровня управления для поддержания заданных режимов и мер безопасности. Поддерживается обработка параметров, таких как:

- контроль температуры;
- контроль давления;
- контроль уровня;
- контроль расхода и качества;
- регулирование технологических параметров;
- контроль и сигнализация загазованности и прочие.

Второй уровень управления представляет собой серверную часть распределенной клиент/серверной архитектуры SCADA-системы и включает в себя два SCADA-сервера, коммутатор сети Ethernet, коммутатор удаленной консоли администрирования серверов.

Третий уровень управления представляет собой клиентскую часть распределенной клиент/серверной архитектуры SCADA-системы и включает в себя персональные компьютеры (ПК) рабочих

мест операторов. Каждый ПК оборудован 30" ЖК дисплеем с разрешением 2560*1600 и акустическими системами для звуковой аварийной сигнализации.

Все три уровня АСУТП связаны между собой сетью Ethernet, сочетающей высокоскоростную связь и легкость установки. Все оборудование внутри операторной и БМА подключено с использованием "витой пары". Также "витая пара" используется для подключения конечного оборудования в удаленных подсистемах. Информационная связь операторной с БМА осуществляется оптоволоконным кабелем. С обеих сторон кабеля установлены трансиверы - преобразователи сред. Также предусматривается прокладка оптоволоконных кабелей для связи с существующими подсистемами печи П-3 и "товарного парка".

Разработанная АСУТП решает следующие задачи:

■ сбор сигналов, определяющих состояние производственного процесса в текущий момент времени (температура, давление, положение и т.д.) с промышленной аппаратуры (контроллеры, датчики и т.д.);

■ графическое отображение собранных данных на экране компьютера в удобной для оператора форме (на мнемосхемах, индикаторах, сигнальных элементах, в виде текстовых сообщений и т.д.);

■ автоматический контроль за состоянием контролируемых параметров, генерация сигналов тревоги и выдача сообщений оператору в графической и текстовой форме в случае выхода их за пределы заданного диапазона;

■ разработка и выполнение (автоматическое или по команде оператора) алгоритмов управления производственным процессом. Сложность алгоритмов не ограничена и может представлять собой любую комбинацию из математических, логических и других операций;

■ контроль действий оператора путем регистрации его в системе с помощью имени и пароля и назначения ему определенных прав доступа, ограничивающих возможности оператора (если это необходимо) по управлению производственным процессом;

■ вывод (автоматически или по команде оператора) управляющих воздействий посредством промышленных контроллеров на исполнительные механизмы для регулировки непрерывных или дискретных процессов;

■ автоматическое ведение журнала событий, в котором регистрируется изменение производственных параметров с возможностью просмотра в графическом виде записанных данных, а также ведение журнала аварийных сообщений;

■ соблюдение регламента производственного процесса путем динамической загрузки (автоматически или по команде оператора) набора параметров из заготовленных шаблонов (рецептур) в технологическое оборудование;

■ генерация и печать отчетов и оперативных сводок;

■ контроль исправности каналов.

В качестве инструментальной и исполняющей платформы для программной реализации АСУТП была использована SCADA-система FT View SE компании Rockwell Automation.

Использование пакета FT View SE в качестве инструментальной платформы для разработки программ АСУТП позволило обеспечить:

■ открытость системы за счет применения стандартных протоколов обмена данными (DDE, OPC, TCP/IP и др.);

■ открытость программного обеспечения системы за счет возможности добавления и использования готовых программных компонент других фирм, поддерживающих технологии ActiveX и OPC;

■ интеграцию программного обеспечения АСУТП с другими программными пакетами компании Rockwell Automation и простой обмен данными с популярными программными пакетами для ОС Windows - Microsoft Excel, Microsoft Access, Microsoft Visual Basic и др.

Совместимость с информационным обеспечением систем более высокого уровня обеспечивается применением:

■ стандартных коммуникационных средств, отвечающих требованиям общепринятых международных стандар-



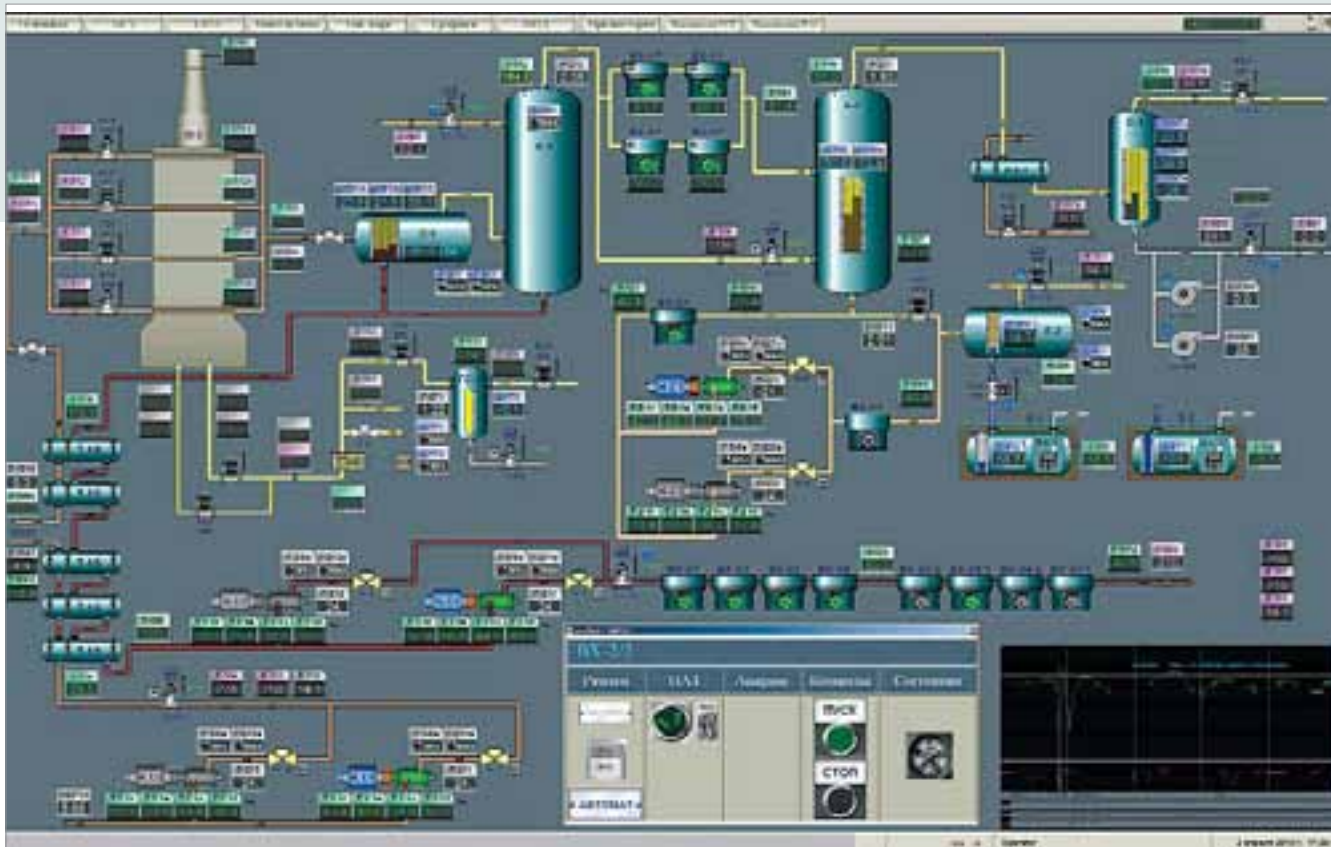


Рис. 2. Интерфейс оператора

тов (ISO, ITU) (Ethernet, TCP/IP, SQL, ODBC, DDE);

- стандартной операционной системы семейства MS Windows;
- стандартных форматов файлов (TXT, CSV);
- стандартных интерфейсов СУБД (ODBC, SQL).

В целом функционирование системы обеспечило:

- повышение производительности труда персонала, занятого при эксплуатации УЧН 4-1, за счет оперативного представления информации для принятия решений;
- поддержание режимов работы технологического оборудования с оптимальными параметрами;
- сигнализацию о необходимости внеплановых отключений оборудования для проведения соответствующего обслуживания и ремонта;
- сигнализацию (сообщение оператору) о выходе контролируемых параметров из рабочего диапазона с отключением (включением) соответствующего оборудования;

■ контроль газовой ситуации в помещениях, сигнализацию и отключение электрооборудования, включение вентиляторов;

- контроль пожарной ситуации на объекте, отключение электрооборудования, вентиляторов;
- снижение затрат на ремонт оборудования за счет оперативного выявления его неисправностей;
- высокие метрологические характеристики измерительных каналов во всем диапазоне внешних воздействий окружающей среды;
- встроенные защиты от короткого замыкания, перенапряжения, перегрева;
- гальваническую развязку каналов;
- искробезопасность цепей измерения;
- контроль исправности каналов;
- непрерывную работу программного-технического комплекса в течение 30 минут после отключения основного источника питания за счет использования источников бесперебойного питания;
- скорость реакции системы по каналу управления (т.е. время реакции сис-

темы от момента достижения датчиком порогового значения до момента выдачи системой управляющего сигнала) не более 1 сек;

■ возможность блочного аппаратного наращивания при появлении дополнительных каналов ввода-вывода.

Важно также отметить, что перевод АСУТП осуществлялся без остановки технологического процесса, что, в свою очередь, потребовало соответствующих проектных решений и высокого профессионализма персонала, задействованного в работе.

Компания "Югра-АСУ" занимается решением задач комплексной автоматизации производственных процессов, созданием тренажерных комплексов, калибровкой каналов. Мы обеспечиваем полный цикл разработки систем: от разработки технического задания и проектной документации - до проведения пуско-наладочных работ, сдачи в эксплуатацию и постгарантийного обслуживания.



Компания "Югра-АСУ"

Главный офис
628600, РФ,
Ханты-Мансийский автономный
округ - Югра,
г. Нижневартовск,
ул. Индустриальная, 17
www.yugra-asu.ru
www.yugra-asu.com

Почтовый адрес
г. Нижневартовск, а/я 112
Тел./факс: (3466) 62-53-87
mail@yugra-asu.com
mail@yugra-asu.ru

Дополнительный офис
г. Москва, ул. Дмитрия Ульянова,
д. 16, корп. 2, оф. 125
Тел. (985) 137-03-32
ergin@yugra-asu.com
ergin@yugra-asu.ru

Услуги компании

- технические консультации;
- проектирование систем автоматизации технологических процессов и производств на основе программно-аппаратных средств ведущих мировых производителей (Rockwell Automation, Wonderware, Siemens);
- поставка и монтаж оборудования;
- шеф-монтаж и пусконаладка систем;
- тренинг персонала;
- сопровождение внедренных систем;
- имитационное моделирование технологических процессов.

Мы предлагаем полный перечень работ по инжинирингу: разработка технического задания, технического проекта и выпуск рабочей документации, изготовление шкафов управления, конфигурирование системы, разработка прикладного программного обеспечения, монтаж и пусконаладка программно-технических комплексов. При проектировании применяются средства автоматизированного проектирования (САПР), что обеспечивает высокое качество и скорость выполнения проектов.

Области применения наших разработок: энергетика, нефтедобывающая, нефтеперерабатывающая, газовая промышленность.

Являясь системным интегратором Rockwell Automation и Wonderware, мы реализуем комплексный подход при решении задач в области промышленной автоматизации. Применение передовых технологий позволяет производить продукцию высокого качества. На все оборудование и программное обеспечение распространяется фирменная гарантия производителя.

Специалисты компании регулярно проходят профессиональное обучение и обладают солидным опытом разработки и внедрения систем управления технологическими процессами.

Нами накоплен большой опыт в области проектирования систем, разработки ПО, изготовления и закупки отдельных компонентов, монтажа систем, методики тестирования и пусконаладки. Мы построили свою работу так, что основной цикл - от получения задания до отгрузки потребителю готовой системы - составляет четыре месяца.



Повышение надежности сетей 6 кВ

Е.А. Этманова
/ООО "КогалымНИПИнефть",
г. Когалым/

Наиболее слабым звеном в системе электроснабжения являются воздушные распределительные сети 10(6) кВ, на их долю приходится около 70% всех повреждений.

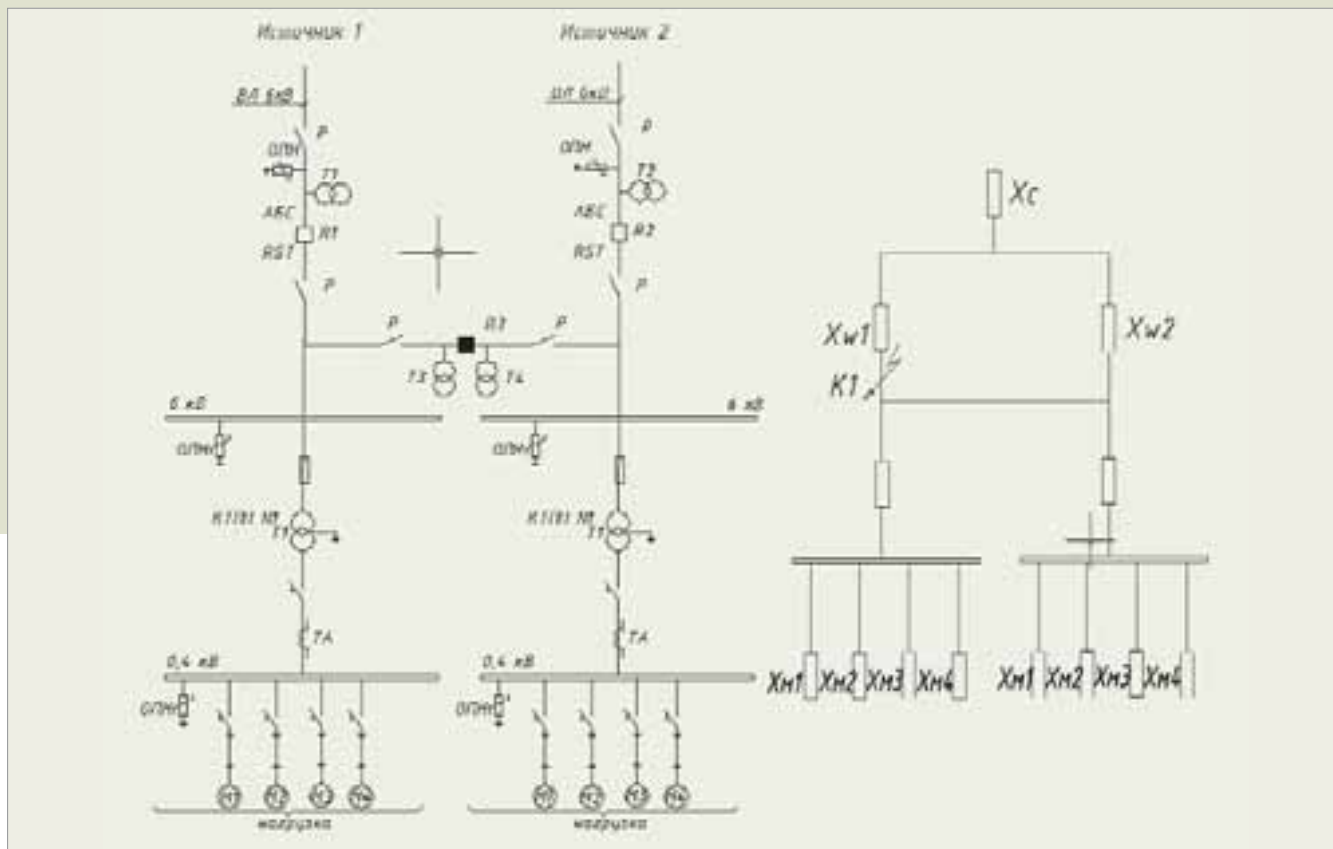
Потребители все чаще обращают внимание энергоснабжающих организаций на уровень надежности электроснабжения. Это делает задачу повышения надежности электроснабжения весьма актуальной.

Кусты скважин относятся к I категории надежности электроснабжения, поэтому согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) электрооборудование скважин необходимо подключить к двум независимым взаиморезервирующим источникам питания, благодаря чему при выходе из строя одного из них электроснабжение будет прервано лишь на время автоматического включения другого источника. Существующие подходы к управлению аварийными режимами работы сети не обеспечивают требуемых уровней надежности электроснабжения потребителей, эти требования реализуются благодаря установке

реклоузеров на питающих линиях 6 кВ.

Вакуумный реклоузер РВА/TEL фирмы "Таврида-Электрик" завода-изготовителя ООО "ТЕЛ Сургут" представляет собой пункт секционирования воздушных (воздушно-кабельных) линий электропередачи трехфазного переменного тока частотой 50 (60) Гц номинальным напряжением 10 (6) кВ с любым режимом работы нейтрали. Это коммутационное оборудование, объединившее передовые технологии микропроцессорной релейной защиты и автоматики (РЗА) и коммутационной техники.

РВА/TEL предназначен для выполнения следующих операций: автоматических процессов отключения поврежденных участков, повторного включения, выделения поврежденного участка, ввода резервного питания, восстановления питания на неповрежденных участках сети, местной и дистанционной реконфигурации сети; самодиагностики; измерения параметров режимов работы сети; автоматического сбора информации о параметрах режимов работы сети, ведения журналов событий в линии,



Однолинейная схема электроснабжения и схема замещения

дистанционного управления, интеграции в системы телемеханики (SCADA). Важным преимуществом реклоузеров является применение дистанционного управления посредством телемеханики в системе SCADA. Управление осуществляется в операционной диспетчерской системе (ОДС) эксплуатирующей организации. Дистанционное управление реклоузером может быть достигнуто благодаря установке в шкаф управления радиомодема и радиоантенны на нем, в результате чего сигнал передается на ДНС в существующую систему SCADA. Действия диспетчера в этом случае являются второстепенными, так как все переключения и реконфигурации выполняются автоматически, без его участия. Преимуществом является отсутствие человеческого фактора, переключения являются более рациональными и не зависящими от действий оператора.

На реклоузере можно реализовать следующие виды защит:

- трехступенчатую направленную или ненаправленную токовую защиту;
- минимального напряжения.

Реклоузер может осуществлять следующие функции автоматики:

- трехкратное автоматическое повторное включение (АПВ) с пуском от токовой защиты от однофазных замыканий на землю;
- трехкратное АПВ с пуском от защит от междуфазных коротких замыканий.

Согласно статистике более 50% аварийных отключений ВЛ 0,4-35 кВ происходит из-за схлестывания проводов, 15% - из-за окисления контактов и лишь 10% - из-за обрыва провода. Поэтому важной функцией автоматики является применение АПВ. Успешность первого цикла АПВ сокращает общее количество отключений на 60%, второго - дополнительно на 20%;

- автоматическое включение резерва (АВР), одностороннее или двухстороннее;

- автоматическое частотное регулирование;

- элемент контроля напряжения при АПВ и АВР.

Приведенная на рисунке схема предполагает реализацию на реклоузере R1 следующих видов защит:

- ненаправленная максимальная токовая защита (первая ступень токовой защиты от КЗ на землю);
- однократное АПВ;

- защита минимального напряжения (реагирует на симметричное снижение напряжения ниже уставки);

- направленность действия АПВ;
- "работа на линии" (ускоренная ступень токовой защиты, действующая с запретом АПВ).

На реклоузере R2 реализуются:



- ненаправленная максимальная токовая защита, первая ступень;
- однократное АПВ;
- защита минимального напряжения;
- автоматическое включение резерва;
- направленность действия АПВ.

Рассмотрим пример расчета уставок реклоузера кустовой площадки.

Ток срабатывания защиты определяем по формуле

$$I_{с.з.} \geq \frac{K_H}{k_B} \cdot I_{КСМАХ}^{(3)}$$

где K_H - коэффициент надежности, $K_H = 1,1$ (для защит, выполненных на микропроцессорной технике);

K_B - коэффициент возврата (для защит, выполненных на микропроцессорной технике).

Сопротивление системы составляет:

$$X_{СМАХ} = 0,93.$$

Сопротивление воздушной линии:

$$X_{W1} = X_{yд} \cdot l = 0,306 \cdot 12,7 = 3,88 \text{ Ом};$$

$$X_{W2} = X_{yд} \cdot l = 0,363 \cdot 12,5 = 4,54 \text{ Ом}.$$

$X_{yд} = 0,306$ Ом/км - удельное сопротивление для АС95/16;

$X_{yд} = 0,363$ Ом/км - удельное сопротивление для СИПЗ-95;

$$X_{\Sigma} = X_c + \frac{X_{w1} \cdot X_{w2}}{X_{w1} + X_{w2}} = 3,02 \text{ Ом}.$$

Находим ток короткого замыкания в точке KI :

$$I_{КСМАХ}^{(3)} > \frac{U}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 3,02} = 1201,7 \text{ А}.$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 1201,7 = 1376,9 \text{ А}.$$

Ток срабатывания реле определим по формуле

$$I_{с.р.} \geq \frac{I_{с.з.} \cdot k_{сх}}{k_I} = \frac{867,4 \cdot k_{сх}^{(3)}}{1000/5} = 4,34 \text{ А},$$

где $k_{сх}$ - коэффициент схемы. $k_{сх} = I$ (трансформаторы тока собраны в звезду);

k_I - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Защита минимального напряжения

$$U_{IС.З.} = 0,6 \cdot 6,3 = 3,78 \text{ кВ}.$$

Время срабатывания защит:

время срабатывания защиты на присоединении 0,4 кВ: $t_{сз} = 0,1 \text{ сек};$

время срабатывания защиты двигателя: $t_{сз} = 0 \text{ сек}; t_{сз} \geq t_{сз \text{ пред}} + \Delta t,$

где $t_{сз \text{ пред}}$ - время срабатывания предыдущей защиты;

Δt - ступень селективности.

Время срабатывания кабельной линии, питающей шины 0,4 кВ:

$$t_{сз} \geq 0,1 + 0,1 = 0,2 \text{ сек}.$$

Время срабатывания защиты шин низкого напряжения трансформатора:

$$t_{сз} \geq 0,2 + 0,1 = 0,3 \text{ сек}.$$

Время срабатывания защиты шин высокого напряжения трансформатора:

$$t_{сз} \geq 0,3 + 0,1 = 0,4 \text{ сек}..$$

Сравнение с зарубежными аналогами

В середине 90-х на мировом рынке заняли ведущие позиции два типа реклоузеров, которые можно было назвать современными.

Типичное устройство первого типа - реклоузер британской фирмы Whipp&Bourne. Его особенность - применение вакуумного выключателя, помещенного в алюминиевый литой корпус, который заполнен элегазом. Это не только вызывает у заказчика озабоченность проблемами экологии, но и требует мониторинга давления элегаза, то есть этот аппарат нуждается в обслуживании.

У колонкового реклоузера Kyle Nova фирмы Соорег, появившегося примерно в то же время, этих недостатков нет. Однако из-за особенностей конструкции его невозможно применять в перспективных кольцевых схемах без дополнительных трансформаторов напряжения, что усложняет и удорожает проекты.

Реклоузер РВА/TEL состоит из вакуумного коммутационного модуля, помещенного внутрь заземленного корпуса с шестью проходными изоляторами. Коммутационный модуль и изоляторы образуют между собой прочное электрическое соединение благодаря силиконовой резине. Заземленный корпус и проходные изоляторы обеспечивают качественное измерение токов и напряжений. Реклоузер РВА/TEL прост в монтаже, не требует обслуживания в течение всего срока эксплуатации и обладает широкими измерительными возможностями.

Реклоузеры РВА/TEL широко применяются в "Карелэнерго", где реализуется целая программа по их внедрению, в "Чувашэнерго", на Дальневосточной железной дороге; в Казахстане на предприятии, питающем ответственные объекты нефтепровода. В настоящее время внедрение ведется в ТПП "Когалымнефтегаз".

Срок окупаемости оборудования составляет около 6 месяцев.

ВЫВОДЫ:

- реклоузер не требует обслуживания в течение всего срока эксплуатации;
- имеет небольшой срок окупаемости;
- исключает потери добытой нефти на месторождениях в результате КЗ на линии;
- приводит к сокращению отключаемой нагрузки;
- допускает применение дистанционного управления по средствам телемеханики в системе SCADA;
- может выполнять многократные АПВ;
- обеспечивает ответственное оборудование современной микропроцессорной релейной защитой.

Таким образом, применение реклоузеров, обеспечивающих электрообеспечение нефтедобывающих технологических площадок по I категории надежности, является рациональным, эффективным и экономичным методом повышения надежности сетей 6 кВ.

Обеспечение мониторинга технического состояния обсадных колонн методом магнитоимпульсной дефектоскопии

**Д.Ю. Пятницкий,
В.Г. Божедомов**
/ООО "Специальные геофизические системы",
г. Саратов/

Одной из актуальнейших задач, решаемых при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, является техническая диагностика обсадных и насосно-компрессорных труб скважин. К наиболее эффективным методам технической диагностики колонн относится магнитоимпульсная дефектоскопия. Метод основан на эффекте возбуждения в колонне тока индукции путем воздействия на нее импульсным магнитным полем с последующей регистрацией спада электродвижущей силы, наведенной в трубах. По характеру этого изменения определяется толщина колонны и оценивается наличие и характер дефектов. Преимущество данного метода состоит главным образом в возможности проведения исследований в многоколонных конструкциях. Широкий спектр аппаратуры для решения этих задач и методическое обеспечение созданы во ВНИИ-ГИС.

В 1996-97 гг. под руководством доктора технических наук В.А. Сидорова специалистами ООО "Специ-

альные геофизические системы" для исследования технического состояния незаглушенных скважин с использованием металлической проволоки был разработан автономный вариант магнитоимпульсного дефектоскопа-толщиномера МИД-А. Аппаратура создавалась в первую очередь для исследования скважин с аномально высоким устьевым давлением, где использование традиционных подъемников на геофизическом кабеле либо технически невозможно, либо нецелесообразно с экономической точки зрения. Испытание аппаратуры и ее внедрение проходило на скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения с участием специалистов ПФ "Астраханьгазгеофизика".

В процессе внедрения аппаратуры на базе дефектоскопа был создан целый программно-аппаратный комплекс, позволяющий проводить регулярный мониторинг технического состояния НКТ и элементов

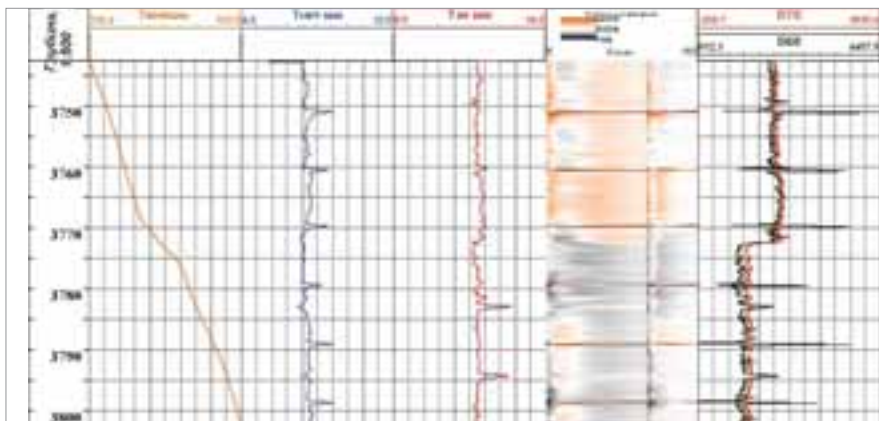


Рис. 1. Пример расчета толщины НКТ и эксплуатационной колонны. На глубине 3770 м - башмак технической колонны. Суммарная толщина труб в зоне "уверенного" вычисления толщины второй колонны - 20 мм, выше башмака технической колонны - 32 мм



Рис. 2. Запись на моделях. Локализация поперечного разрыва 73-миллиметровой колонны

конструкции скважины без вывода ее из эксплуатации.

В состав комплекса вошли:

- импульсный электромагнитный дефектоскоп-толщиномер - МИД-А;
- автономный прибор гамма-каротажа - ГКА;
- автономный шумомер;
- автономный комплекс контроля глубины;
- технологическое программное обеспечение, позволяющее объединить данные со скважинных приборов и "привязать" их к глубине;
- методическое программное обеспечение для обработки данных дефектоскопии и вычисления толщины.

В настоящее время при строительстве скважин на месторождениях и спуске НКТ стали применяться трубы из нержавеющей сплавов с магнитной проницаемостью, равной единице. Для исследования технического состояния колонн таких "гибридных" конструкций в ООО "Специальные геофизические системы" разработана и внедрена аппаратура МИД-МН различных модификаций: МИД-МН-А-42, МИД-МН-А-32 (малогабаритный) - для

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Наименование	МИД-МН-А32	МИД-МН-А42	МИД-МН-К42
Максимальное рабочее давление, МПа, не более		80	
Диапазон рабочих температур, °С		от 0 до 125 (до135)	
Количество исследуемых труб	1		1, 2
Минимальный внутренний диаметр исследуемых труб, мм	42		52
Максимальный наружный диаметр исследуемых труб, мм	147		324
Максимальная толщина одиночной исследуемой трубы, мм		16	
Максимальная суммарная толщина двух исследуемых труб, мм	-		25
Погрешность измерения толщины стенки одиночной трубы, мм		±0,25	
Погрешность измерения толщины стенки обсадной трубы сквозь НКТ, мм	-		±0,75
Минимальная протяженность дефекта типа "трещина" вдоль оси трубы, необходимая для обнаружения, должна составлять:			
- при исследовании одиночной трубы 2,5", мм	50		50
- при исследовании одиночной трубы 5", мм	-		70
- при исследовании обсадной трубы 5" сквозь НКТ, мм	-		150
Минимальная протяженность обнаруживаемого дефекта типа "поперечная трещина":			
- при исследовании одиночной трубы 2,5", мм		50	
- при исследовании одиночной трубы 5", мм		100	
Диапазон измерения давления, МПа		0 - 80 (100)	
Разрешающая способность по давлению, МПа	-		0,0004
Диапазон измерения температуры, °С			от 0 до 125
Разрешающая способность внешнего термометра, °С	-		0,01
Постоянная времени внешнего термометра, с, не более	-		3
Максимальное время непрерывной записи, ч	14	12	-
Напряжение питания прибора, В	-	-	95±5
Габаритные размеры:			
- длина (с центраторами), мм, не более	1950	2650	2500
- диаметр, мм, не более	32	42	42
Масса прибора с центраторами, кг, не более	11	15	15

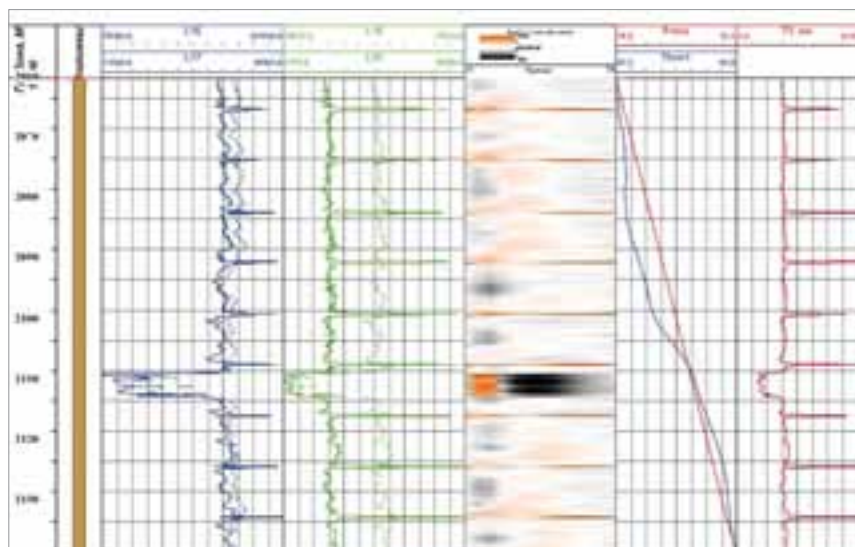


Рис. 3. Пример коррозированной НКТ в интервале 2208-2112



Рис. 4. Пример коррозированной НКТ в интервале 2208-2112

работы на проволоке и МИД-НМ-К-42 - для работы на каротажном кабеле.

Дефектоскопы-толщиномеры МИД-А и МИД-НМ предназначены для исследования технического состояния эксплуатационной обсадной колонны скважины или двух колонн одновременно (эксплуатационной обсадной и колонны насосно-компрессорных труб НКТ), определения величины отклонения толщины стенок этих труб от паспортного значения, обнаружения в них поперечных и продольных дефектов, обнаружения элементов конструкции скважины (пакеров, центраторов, клапа-

нов, переводников и т.д.), контроля процесса строительства скважины и спуска НКТ.

Дефектоскопы подтверждены сертификатом соответствия №ССГП 01.1.1-147, выданным Центральным сертификационным органом Системы сертификации геофизической продукции Европейско-Азиатского геофизического общества (ЕАГО) и поставляются в различных модификациях: МИД-А - для исследования колонн с внутренним диаметром от 55 мм до 350 мм, МИД-НМ-А-42 и МИД-НМ-К-42 - для исследования колонн с внутренним диаметром от 55 мм до 220 мм и МИД-НМ-А-32 -

для исследования колонн с внутренним диаметром от 40 мм до 100 мм. Все модификации дефектоскопов поставляются в корпусе из коррозионно-стойкого материала для работы в среде с содержанием сероводорода до 30%. Модификации с индексом "А" - автономный вариант исполнения для проведения исследований на проволоке, модификации с индексом "К" - для проведения исследований на каротажном кабеле.

Дефектоскоп имеет в своем составе 5 физических датчиков: два осевых зонда - длинный и короткий, датчик давления, датчик термометра внешний, датчик термометра внутренний. Длинный зонд предназначен для исследования интегральных характеристик НКТ и эксплуатационной колонны, для исследования труб большого диаметра, определения местоположения элементов конструкции скважин и подтверждения конструкции многоколонных скважин. На рис. 1 показан пример расчета толщины НКТ и эксплуатационной колонны с локализацией башмака технической колонны.

Короткий зонд предназначен для проведения детальных исследований (локализации дефектов, определения зон перфорации, вычисления толщины) в НКТ или при ее отсутствии - ближней к скважинному прибору колонны с внутренним диаметром до 120 мм. На рис. 2 показана локализация дефекта "разрыв колонны" на модельной 73-миллиметровой трубе.

Наличие в составе аппаратуры высокочувствительных датчиков температуры и давления дает возможность провести замеры этих параметров по стволу скважины с высокой точностью и получить дополнительную информацию о техническом состоянии скважины. Разрешающая способность датчика давления позволяет при необходимости определить местоположение границ интервала притока нефти или газа в скважине. Для корректировки датчика давления, а также для введения по-

правок в программу расчета толщины используется внутренний термометр. С учетом ограничения метода электромагнитной дефектоскопии при определении незначительных дефектов и их идентификации использование внешнего термометра позволяет регистрировать температурные аномалии, что дает дополнительную информацию при определении зон перфорации, интерпретации данных дефектоскопии и определении негерметичности подземного оборудования.

Цикл измерения показаний всех датчиков занимает 500 мс. Пакет данных, получаемый в каждом цикле измерения от дефектоскопов в кабельном варианте исполнения, передается в реальном времени в наземный регистрирующий комплекс, который может быть создан на базе любого регистратора: "Блик-3", "Вулкан", "Гектор", "Кедр". Пакет данных дефектоскопов с автономным пита-

нием записывается во внутреннюю энергонезависимую память (Flash) и сохраняется в ней независимо от состояния элементов питания.

Поскольку применение кабельного варианта дефектоскопа требует использования дополнительного дорогостоящего геофизического оборудования (регистрирующий комплекс, подъемник, оснащенный каротажным кабелем) и, как следствие, привлечения дополнительных специалистов, использование автономной аппаратуры становится актуальным не только при исследовании технического состояния скважин с аномально высоким устьевым давлением, но и при проведении исследований на месторождениях, когда применение каротажного подъемника и каротажного регистратора затруднительно и не оправдано с экономической точки зрения.

Минимальные технические средства, необходимые для периодическо-

го мониторинга технического состояния НКТ и эксплуатационной колонны непосредственно на месторождении: подъемник на проволоке, автономный дефектоскоп МИД-А или МИД-НМ-А, модуль контроля глубины МКГ с датчиком импульсов глубины ДИГ для "привязки" данных дефектоскопии к глубине и компьютер с USB-интерфейсом. Компьютер может быть любым, в том числе и офисным, поскольку в дефектоскопе предусмотрена программно-управляемая задержка старта. Обслуживать прибор может любой специалист, знакомый с системой WINDOWS. Пример обнаружения дефектоскопом МИД-НМ-А42 подвергшегося коррозии участка НКТ представлен на **рис. 3, 4**.

Постоянный мониторинг скважин на месторождении позволит осуществить контроль их технического состояния до наступления повреждений и предусмотреть возникновение осложнений и аварийных ситуаций.

ТЕПЛОМАГ

система кабельного обогрева

- трубопроводов
- резервуаров
- приборов
- технологического оборудования
- различных устройств для перекачки нефти и нефтепродуктов всех видов

© ООО "Теплолюкс - Самара"
г. Самара, ул. Революционная, д. 70/1, оф. 9
Тел.: (846) 378-01-02, 373-87-31, 372-00-51
E-mail: teplomag@teplolux-samara.ru | www.teplolux-samara.ru

ПОЛНЫЙ
КОМПЛЕКС
УСЛУГ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ

ПРОИЗВОДСТВО

ПОСТАВКА

МОНТАЖ

- а также
- пуско-наладочные работы
- сервисное обслуживание
- тепловизионный контроль

Специальные геофизические системы

Разработка и производство геофизической аппаратуры и программных продуктов специального назначения, оказание услуг в области полевой и промысловой геофизики



Адрес юридический:
410019, Россия, г. Саратов,
ул. Крайняя, 129

Адрес почтовый:
410033, Россия,
г. Саратов-33, а/я 4333
Тел.: (8452) 63-27-26, 33-82-47
Факс (8452) 35-53-84
sgsgeo@mail.ru
sgsgeo@sgsgeo.ru
www.sgsgeo.ru

Предлагаемая научно-техническая продукция и услуги:

- каротажные регистрирующие системы "БЛИК-3";
- полноразрядная станция вертикального сейсмического профилирования;
- аппаратура по исследованию подземных резервуаров ЛАС;
- автономные устьевые манометры;
- универсальные источники питания скважинных приборов;
- автономная и кабельная скважинная аппаратура: магнитоимпульсные дефектоскопы, манометры-термометры, локаторы муфт, диэлькометры, шумомеры, приборы радиоактивного каротажа, аппаратура биградиентного каротажа ПС, яссы;
- маслonaполненные зонды БКЗ;
- индукционные магнитометрические датчики поля dB/dt;
- модернизация электроразведочных станций типа УГЭ-50, ЭРС-67 с установкой компьютеризированных систем управления;
- аппаратура контроля работы импульсных невзрывных источников, системы синхронизации возбуждения (ССВ);
- проведение исследований методом ВСП;
- исследования технического состояния скважин с аномально высоким устьевым давлением методом магнитоимпульсной дефектоскопии;
- проведение работ по определению геометрических размеров подземных резервуаров.

Ультразвуковой контроль сварных соединений тонкостенных труб малого диаметра в системе технологических трубопроводов нефтехимических производств

Ю.И. Стеблев
/Сам ГТУ, г. Самара/
А.В. Тимохин
/ООО "Сервис-Центр-Автоматика",
г. Новокуйбышевск/
А.Ю. Модин
/Сам ГТУ, г. Самара/

Обеспечение промышленной безопасности нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств невозможно без широкого применения средств неразрушающего контроля (НК) для периодического мониторинга, инструментального обследования технологического оборудования. Одной из проблем в системе диагностического мониторинга опасных производств является контроль сварных соединений трубных провоек контрольно-измерительных приборов (КИП). Эти трубные конструкции являются элементами отборных устройств измерителей расхода, давления и температуры, входящих в состав технологических трубопроводов нефтехимических промышленных установок с условным давлением до 10 МПа (100 кгс/см²).

Объекты контроля (**рис. 1**) представляют собой стыковые, нахлесточные и тавровые сварные соединения трубных элементов диаметром от 14 мм до 22 мм с толщиной

стенки от 2,5 до 6,0 мм, а также тавровые сварные соединения типа "труба - камера диафрагмы" датчиков расхода.

Сравнительный анализ радиационного, ультразвукового и магнитного методов НК, которые в принципе позволяют решать поставленную задачу, показал, что при эксплуатационном контроле наиболее эффективен ультразвуковой метод. Сопоставление этих методов при практическом контроле проводилось многими специалистами. Так, в работе [1] приведены данные многолетних исследований результатов радиографического и ультразвукового контроля стыковых сварных соединений толщиной более 6 мм. Установлено, что в большинстве случаев вероятность обнаружения дефектов обоими методами превышает 75%. Однако в некоторых случаях она может упасть до 18% для радиографии при выявлении непроваров и трещин и до 38% - для ультразвукового



Рис. 1. Основные типы сварных соединений трубных проволочек КИП нефтехимических производств

метода при выявлении пор и шлаковых включений.

В работе [2] приведены данные по вероятности обнаружения дефектов в сварных соединениях магистральных трубопроводов диаметрами 800÷1020 мм. Например, для непроваров и трещин размером 10 мм и более вероятность обнаружения ультразвуком составила около 90%, радиографическим методом - около 80%, магнитографическим методом - около 70%. Для пор и шлаковых включений размером 1 мм и более вероятность обнаружения ультразвуком уменьшалась до 85%.

Ультразвуковые технологии контроля сварных соединений трубных элементов диаметром 40÷50 мм и более хорошо развиты как в аппаратном, так и в методическом отношении. Обоснование же параметров ультразвуковых преобразователей (УЗП) и схем контроля тонкостенных сварных соединений с криволинейной, малоразмерной поверхностью является наиболее трудной задачей, требующей как научной, так и методической проработки [3, 4].

В работе [5] отмечается, что общее количество стыков труб малых диаметров с малой толщиной стенки исчисляется миллионами штук. Для неразрушающего контроля

этих стыков наиболее перспективным является ультразвуковой контроль (УЗК), и поэтому проблему контроля таких сварных соединений можно рассматривать как самостоятельный раздел теории и практики ультразвуковой (УЗ) дефектоскопии.

Заметим, что в еще большей степени это относится к УЗК более сложных типов сварных соединений тонкостенных труб малого диаметра: тавровых и нахлесточных.

Теоретические и экспериментальные исследования в этой области относятся в основном к контролю стыковых сварных соединений. Так, в работах [6, 7] исследуется влияние кривизны поверхности цилиндрических изделий на акустические поля и эффективность УЗК стыковых сварных соединений наклонными УЗП.

В качестве примеров применения исследований приводятся результаты УЗК сварных соединений труб диаметром от 28 до 42 мм толщиной от 4,5 мм [6] и диаметрами 25 и 32 мм с толщиной стенки 3 и 6 мм соответственно [7].

Возможность использования хордовых УЗП для диагностики малоразмерных сварных стыков весьма привлекательна, поскольку существенно упрощает технологию контроля.

Действительно, для малых толщин, примерно до 6 мм, чувствительность дефектоскопа настраивают по отражателю типа "плоскодонное отверстие в середине сварного шва" и оценивают несплошности всего сечения шва при сканировании преобразователя вдоль периметра шва. При этом, однако, как отмечается в работе [9], прозвучивается примерно 3/4 сечения от нижней поверхности шва, а 1/2 шва под верхним валиком усиления контролируется на более низкой чувствительности: обнаружить и оценить несплошности крайне трудно или невозможно. В этом состоит недостаток хордовых УЗП [9], хотя пропуск дефектов в корне шва наблюдался и для малых толщин [8]. Другая сложность применения этого класса УЗП проявляется при проведении контроля в реальных условиях на объекте. Дело в том, что ширина валика усиления сварных стыков труб может изменяться от 8-10 мм для труб диаметром 14 мм до 14-16 мм - для труб диаметром 22 мм. Настройку чувствительности дефектоскопа производят по отражателю типа "плоскодонное отверстие в середине сечения сварного шва", а сканирование УЗП должно проводиться вдоль периметра шва на строго определенном расстоянии от этого сечения. Точно определить положение этого сечения на оси трубы практически невозможно - обычно разметку проводят по средней линии валика усиления. Это означает, что велика вероятность пропуска дефекта, то есть недобраковки изделия. Кроме того, неровности краев валика усиления по периметру могут сделать невозможным сканирование шва по фиксированной траектории без специальной механической обработки сварного шва.

Что касается нормативно-технического и методического обеспечения УЗК сварных соединений тонкостенных труб малого диаметра, то здесь также возникает немало во-

просов. Так, в ПБ 03-585-03 [10] нормирование допустимых дефектов в сварных швах трубопроводов с $R_y \leq 10$ МПа, выявляемых при УЗК, начинается с толщины стенок 8-10 мм. При этом указывается, что сварные соединения трубопроводов на R_y свыше 10 МПа по результатам УЗК считаются годными с эквивалентной площадью менее 1,6 мм² при толщине стенки трубы до 10 мм включительно. Можно ли отнести к этой норме трубы с толщиной стенки 2-3 мм, остается неясным.

В РДИ 36.18.016-94 [11], ориентированной на УЗК технологического оборудования химических и нефтехимических производств, нормирование допустимых несплошностей в сварных швах трубопроводов, выявленных при УЗК, аналогично [10], то есть сварные швы малоразмерных трубных элементов не рассматриваются.

В ведомственных строительных нормах ВСН 012-88 [12] нормы дефектации даются для толщин сварных соединений 4,5÷5,5 мм и более.

В методике [13] рассмотрены особенности проведения УЗК стыковых сварных соединений стальных трубопроводов диаметрами 16÷325 мм хордовыми преобразователями типа РСМ-5Ф и П122-5Х. При этом преобразователь РСМ-5Ф предназначен для УЗК сварных стыков трубопроводов диаметрами 16÷51 мм с толщиной стенки 2÷6 мм, а П122-5Х - для трубопроводов диаметрами 57÷325 мм с толщиной стенки 4÷8 мм. Нормы дефектации сварных соединений для объектов нефтехимического назначения даются согласно СТО 00220256-005-2005 "Швы стыковых, угловых и тавровых сварных соединений сосудов и ап-

паратов, работающих под давлением. Методика ультразвукового контроля". Эти нормы начинаются с толщины 4,5÷5,5 мм и не включают сварные соединения с меньшей толщиной.

По-видимому, единственным нормативным документом, на который можно опереться при решении задач УЗК сварных соединений труб малого диаметра, является РД 34.17.302-97 [14], где приведены нормативные эквивалентные площади контрольных отражателей - отверстий с плоским дном начиная с толщины стенки трубы в 2 мм. Эти нормы используются в энергетике, в частности, при контроле технологического оборудования тепловых электростанций и объектов котлонадзора.

В табл. 1 приведены предельно допустимые размеры искусственных отражателей - плоскостных отверстий и рассчитанные согласно ГОСТ 14782-86 [15] эквивалентные размеры соответствующих угловых отражателей ("зарубок") при нескольких значениях угла ввода ультразвука в металл. Эти нормы браковки и следует использовать при УЗК стыковых, нахлесточных и тавровых соединений тонкостенных труб малого диаметра с применением наклонных совмещенных УЗП.

Площадь плоскостного отверстия в табл. 1 определяет эквивалентную площадь одиночного дефекта. При этом суммарная протяженность несплошностей в корне шва должна быть не более 20% от внутреннего периметра сварного соединения [14].

Для создания переносной промышленной установки для УЗК сварных соединений труб малого диаметра на базе серийного дефектоскопа необходимо:

- определить параметры контроля основных типов сварных соединений: стыковых, тавровых и нахлесточных с учетом требований нормативно-технической документации;

- разработать комплект ультразвуковых преобразователей (УЗП) и стандартных образцов предприятия (СОП) для настройки чувствительности дефектоскопа;

- разработать алгоритмы обработки и идентификации ультразвуковых сигналов в условиях воздействия различного типа помех;

- разработать и аттестовать методику УЗК сварных соединений малоразмерных трубных элементов.

К основным параметрам контроля сварных соединений относятся: угол ввода УЗ-луча в металл, величина стрелы наклонного совмещенного УЗП, рабочая частота и размеры пьезоэлемента - излучателя и приемника ультразвуковых волн. При выборе этих параметров использовались как теоретические оценки, так и экспериментальные исследования. Ввиду малой изученности вопроса УЗК сварных соединений тонкостенных труб малого диаметра и значительного расхождения теоретических оценок упор сделан на экспериментальные исследования, ориентированные на конкретные параметры, типы и характеристики сварных соединений технологических трубопроводов. На основе закономерностей распространения УЗ-волн в тонких слоях и методов геометрической акустики определены ограничения на величину угла ввода и стрелы УЗП всей номенклатуры сварных соединений (см. рис. 1). При этом оптимизация углов ввода проводилась в диапазоне от 60 до 75°С, а ограничения на величину стрелы преобразовате-

Таблица 1

Номинальная толщина стенки трубы t , мм	Эквивалентная площадь отверстия с плоским дном, мм ²	Уровни браковки		
		Эквивалентная зарубка		
		При угле ввода, град	Ширина, мм	Глубина, мм
$2,0 \leq t \leq 3,0$	0,6	75	0,8	0,7
$3,0 < t \leq 4,0$	0,9	73	1,0	1,0
$4,0 < t \leq 6,0$	1,2	70	1,2	1,2

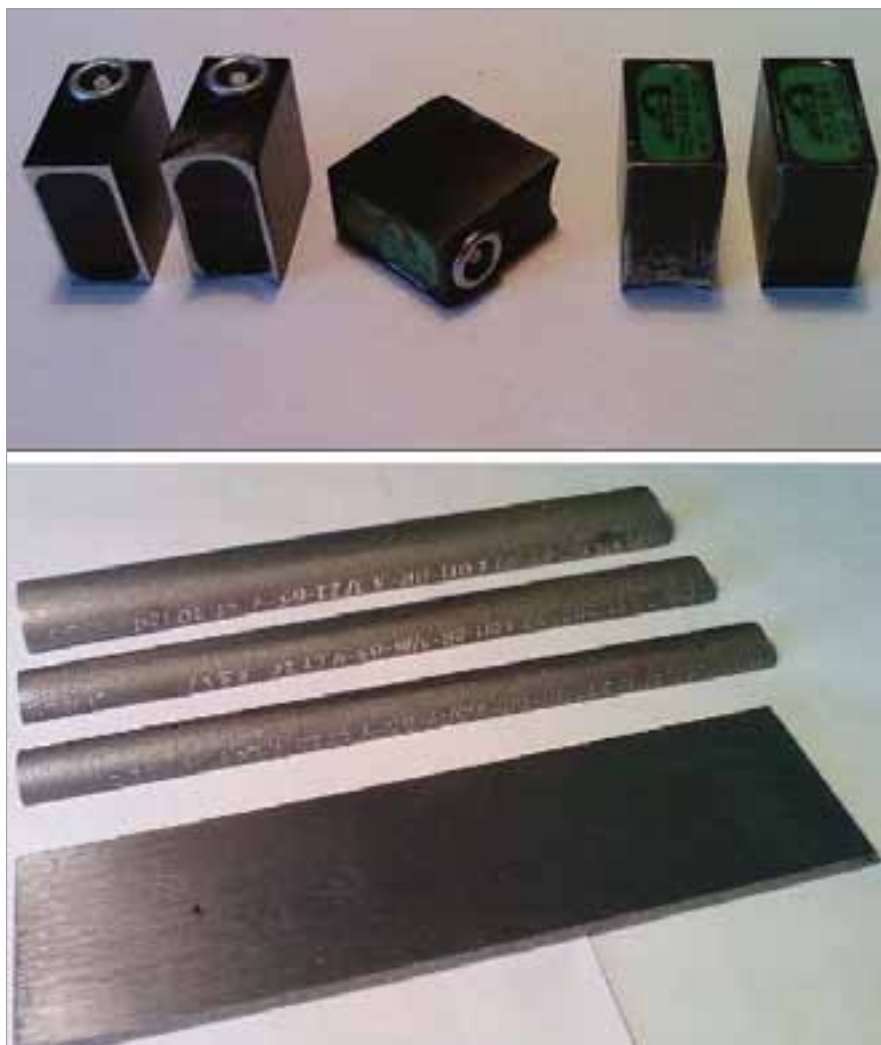


Рис. 2. Комплект наклонных совмещенных УЗП и стандартных образцов (СОП) для УЗК малоразмерных сварных соединений



Рис. 3. Установка для ультразвукового контроля с компьютерной обработкой акустического сигнала

ля - с учетом реальных размеров валиков усиления швов и условий доступа к объектам контроля при эксплуатации.

Наиболее сложной задачей является определение рабочей частоты и размеров пьезоэлемента УЗП с учетом геометрии контролируемых швов.

Теоретически рабочая частота УЗ-колебаний должна быть такой, чтобы длина волны в материале объекта контроля была меньше размеров дефекта, который необходимо обнаружить. За размер дефекта принимают диаметр плоскодонного отверстия, соответствующего уровню фиксации. Отсюда получают условие, накладываемое на частоту.

Существуют и другие критерии выбора рабочей частоты [1-3]. Расчет по этим критериям показал, что оптимальное значение частоты для контроля сварных швов толщиной от 2 до 3,5 мм изменяется от 3 до 13 МГц. Учитывая значительный разброс рекомендуемых по различным критериям рабочих частот от 3 до 13 МГц, а также исходя из практики контроля, наиболее целесообразно при выборе рабочей частоты УЗП опираться на экспериментальные данные при решении конкретных задач. Экспериментальные исследования проводились с использованием макетных образцов УЗП в диапазоне частот от 2,5 до 10,0 МГц. Варьировались также размеры пьезоэлементов, их диаметры выбирались из следующего ряда: 4,0; 6,0; 8,0; 10 и 12 мм. Эксперименты проводились на стандартных образцах предприятия (СОП) с искусственными отражателями типа "зарубка", размеры которых соответствовали уровню браковочной чувствительности дефектоскопа.

На основании экспериментальных исследований был разработан и изготовлен комплект УЗП и стандартных образцов предприятия (рис. 2), необходимых для УЗК основных типов сварных соединений. Проектирование установки проводилось на

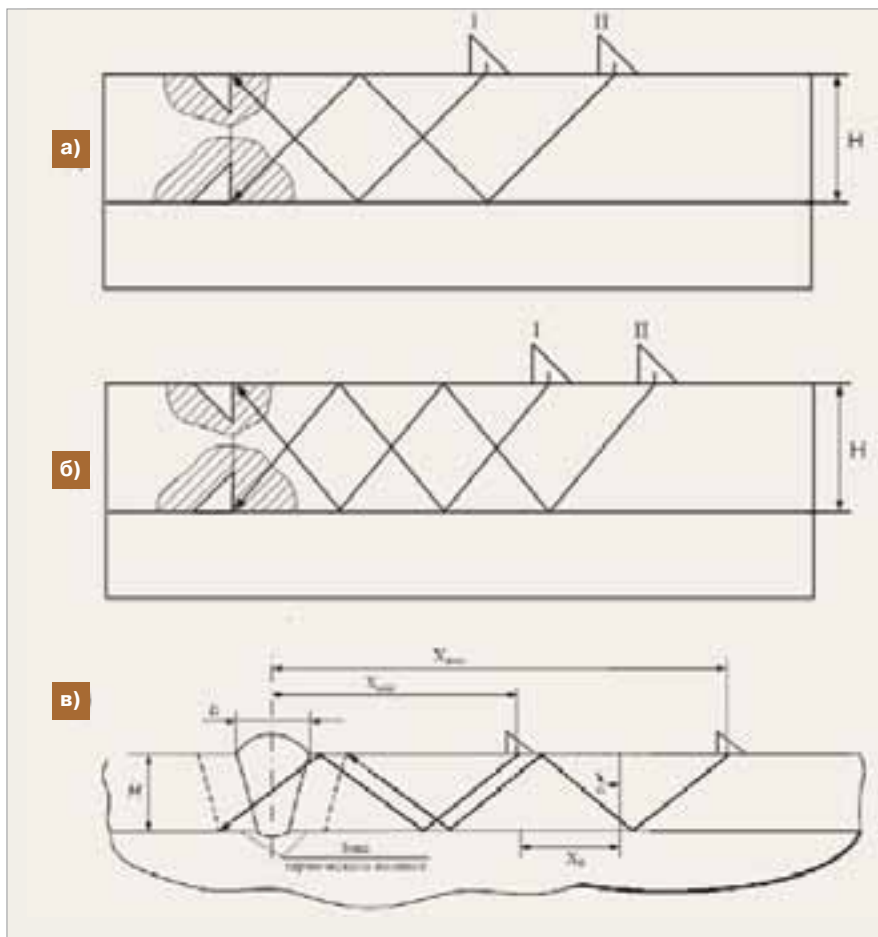


Рис. 4. Схемы контроля сварных соединений многократно отраженным лучом

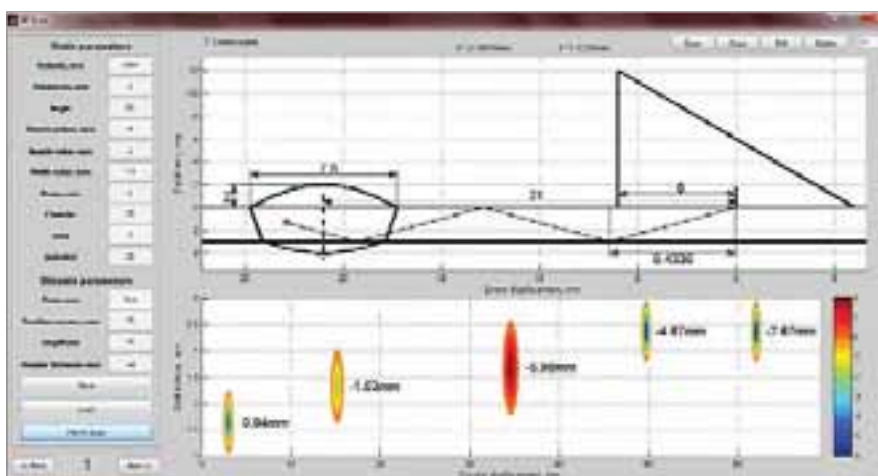


Рис. 5. Визуализация диагностической информации в процессе УЗК сварных соединений

базе серийного дефектоскопа УИУ "Сканер" фирмы АЛТЕС, ее общий вид приведен на рис. 3.

Тонкостенность сварных соединений, сложная геометрия швов, необходимость контроля не только основного сечения шва, но и зон термического влияния исключают возможность контроля прямым лучом. В зависимости от типа сварного соединения используются схемы УЗК однократно отраженным, двух- или трехкратно отраженным лучом (рис. 4).

Применение схем УЗК многократно отраженным лучом позволяет провести акустическое зондирование различных сечений шва и околошовных зон - зон термического влияния. Однако при этом снижается помехозащищенность контроля вследствие затухания акустических сигналов при переотражениях от цилиндрической поверхности и возможности появления "ложных" эхо-сигналов.

С целью повышения помехозащищенности и достоверности УЗК:

- разработана методика повышения точности измерения координат отражателей, позволяющая проводить идентификацию эхо-сигналов от дефектов на фоне помех;

- разработаны алгоритмы и программное обеспечение компьютерной обработки и визуализации диагностической информации как в процессе проведения контроля, так и на стадии последующей обработки этой информации.

В процессе УЗК в компьютер заносятся основные параметры полученного эхо-сигнала - A-scan, параметры сварного шва, координаты УЗП относительно шва и другие параметры контроля. По этим данным строится W-изображение УЗ-луча с указанием местоположения отражателя на шве, а также развертка сварного шва с указанием эквивалентной площади выявленного дефекта и его координат как по оси, так и по периметру сварного соединения (рис. 5).

Дальнейшая обработка сводится к оцифровке полученного массива акустических сигналов - A-scan и построению полутоновых (цветных) и

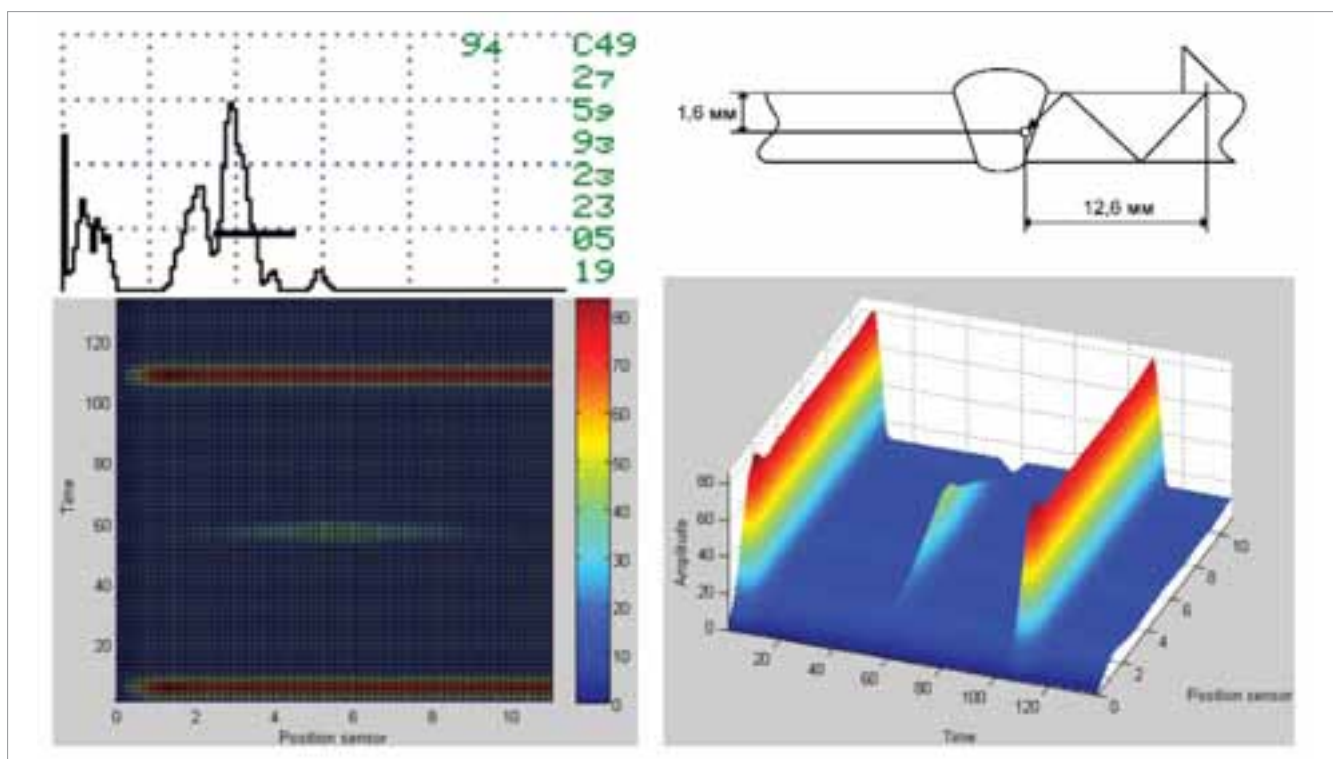


Рис. 6. Полутоновые (цветные) и трехмерные изображения дефектных зон сварного соединения

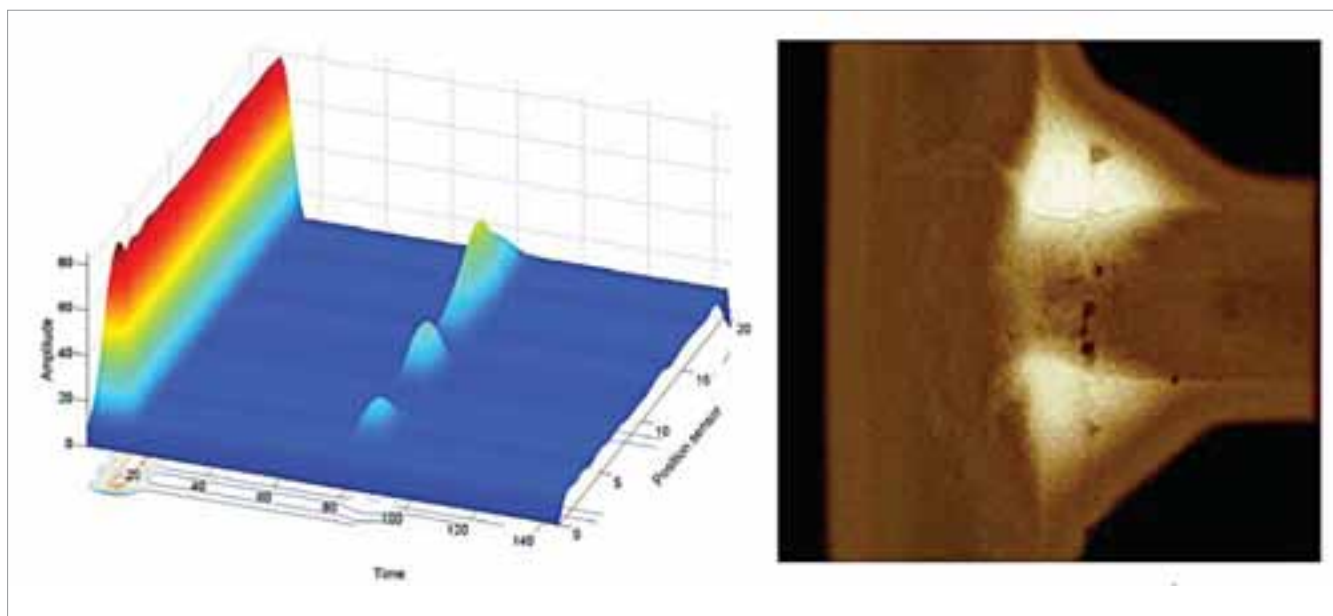


Рис. 7. Трехмерное компьютерное и рентгеновское изображения дефектных зон таврового сварного соединения





Рис. 8. Контрольные образцы для проведения испытаний комплексом средств неразрушающего и разрушающего контроля

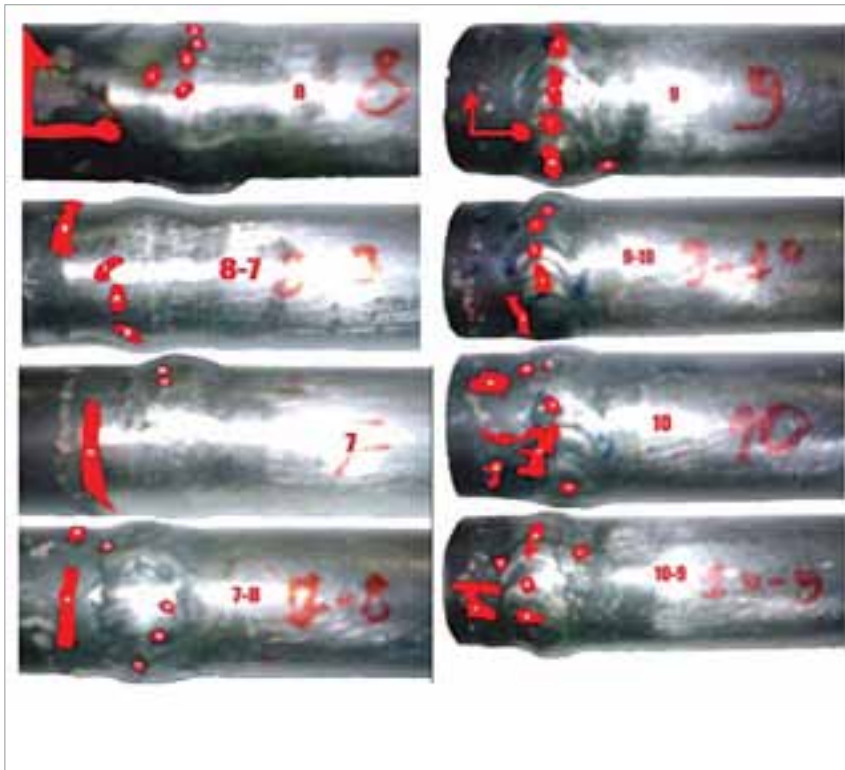


Рис. 9. Общий вид испытательных образцов 7-8 и 9-10 с метками выявленных дефектов при ультразвуковом контроле

трехмерных изображений дефектных зон с указанием их эквивалентных размеров и координат на сварном соединении (рис. 6).

На рис. 7 представлено трехмерное изображение дефектных зон таврового сварного соединения (пор,

включений) и рентгенограмма, подтверждающая результаты УЗК.

Один из основных показателей эффективности неразрушающего контроля - его достоверность. Для исследования достоверности результатов УЗК сварных соединений

труб малого диаметра были изготовлены образцы (рис. 8) для проведения комплексных лабораторных испытаний с применением средств как неразрушающего, так и разрушающего контроля.

Методика проведения испытаний включала следующие методы контроля:

- ультразвуковой контроль с применением разработанной установки;
- радиационный контроль;
- разрушающий и оптико-электронный контроль;
- визуально-измерительный контроль сечений сварных швов в процессе разрушающих испытаний.

Испытания проводились с двумя образцами стыкового сварного соединения трубных элементов диаметром 22 мм с толщиной стенки 3,3 мм, материал Ст. 20. Сварные соединения выполнены по ГОСТ 16037-80 "Соединения сварные стальных трубопроводов". Вид сварки: ручная, газовая. Сварка проводилась сварочной проволокой СВ08Г2С.

Номера образцов сварных соединений: 7-8 и 9-10 соответственно. Цифры 7-8 и 9-10 проставлялись на двух диаметрально противоположных образующих трубных элементов.

Ультразвуковой контроль образцов сварных соединений проводился с регистрацией А-scan и W-изображений от дефектных зон, а также координат выявленных дефектов (рис. 9).

Рентгеноскопия образцов сварных соединений производилась по классической схеме [3] с двух диаметрально противоположных сторон образцов. Просвечивание осуществлялось через две стенки под небольшим углом во избежание наложения на снимке изображений верхнего и нижнего участков шва. Расшифровка рентгенограмм проводилась в проходящем свете на негатоскопе. На рис. 10 приведены рентгенограммы образцов 7-8 и 9-10, полученные с диаметрально противоположных сторон 7-8, 9-10.

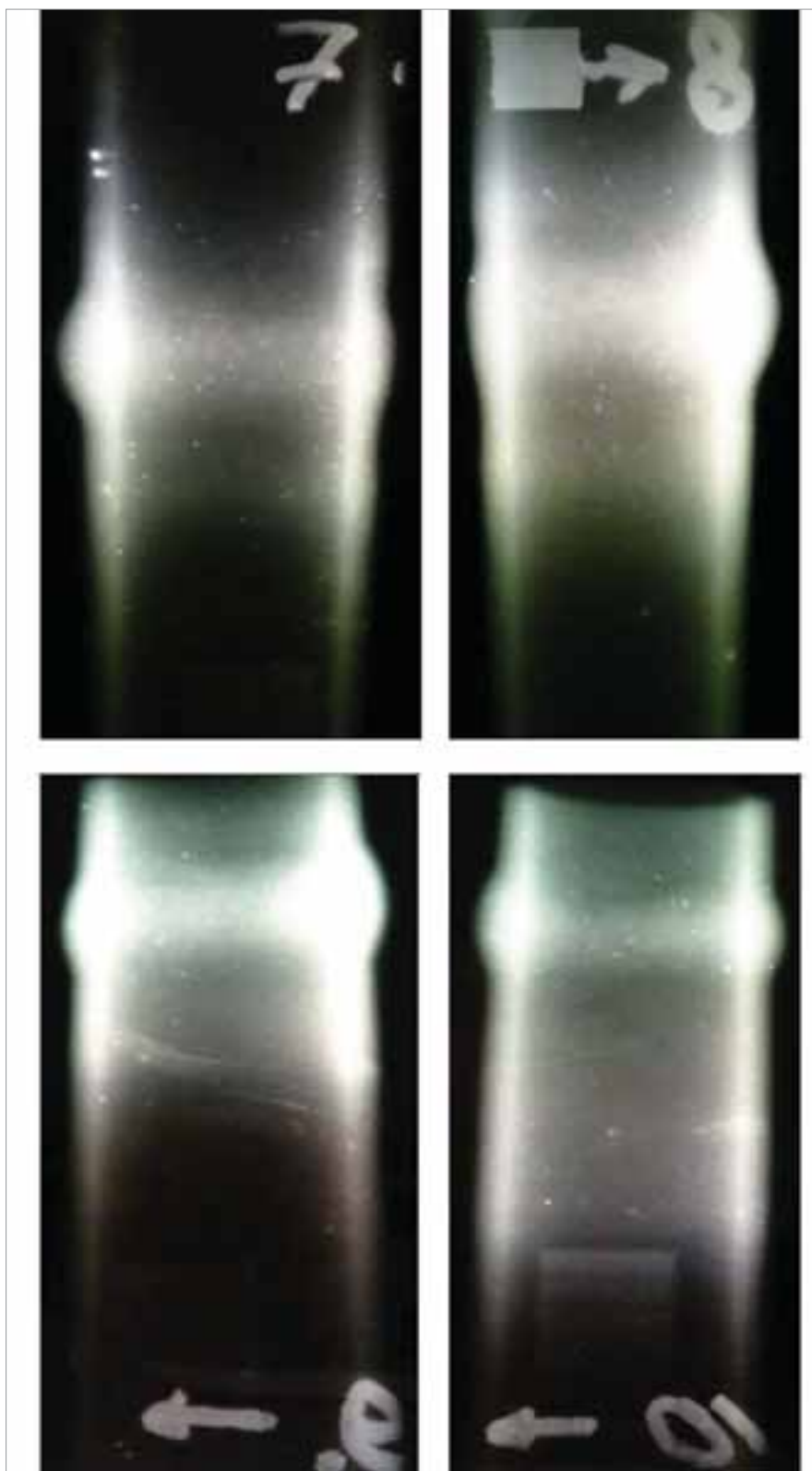


Рис. 10. Рентгенограммы сварных соединений испытательных образцов

На приведенных изображениях дефекты отсутствуют.

С целью подтверждения результатов УЗК образцы 7-8 и 9-10 подвергались разрушающему контролю. Контроль заключался в последовательном снятии металла сварного шва и зоны термического влияния с шагом 0,2 мм на настольном токарном станке с ценой деления лимба маховиков перемещения суппорта 0,05 мм и последующей регистрации результатов с помощью оптико-электронных средств. Изображения дефектных зон сечений сварных соединений в процессе разрушающих испытаний получены с использованием компьютерной оптики: портативного контактного микроскопа с увеличением 30 \times , сопряженного с WEB-камерой с разрешением 640x480 пикселей.

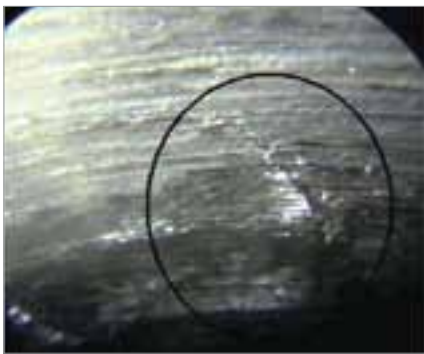
На образце 7-8 выполнено 44 среза сварного соединения с шагом 0,2 мм и выявлено 26 мелких дефектов, а на образце 9-10 выявлено 28 дефектов типа "шлаковое включение", "трещина", "расслоение", "пора" (рис. 11).

Для повышения достоверности оптико-электронного контроля проводился визуально-измерительный контроль (ВИК) компьютерных изображений дефектных зон в различных сечениях сварного соединения. Это связано с тем, что визуально-измерительный контроль компьютерных изображений дефектных зон оказывается более точным, чем непосредственный ВИК сечений сварного соединения, полученных в процессе разрушения. Определялась эквивалентная площадь дефекта в данном сечении шва как произведение двух истинных размеров.

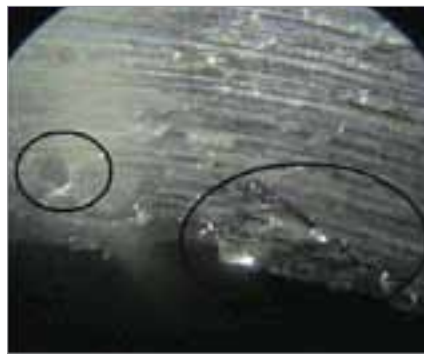
Размеры и эквивалентные площади наиболее характерных из выявленных дефектов приведены в табл. 2.

В результате комплексных испытаний установлено:

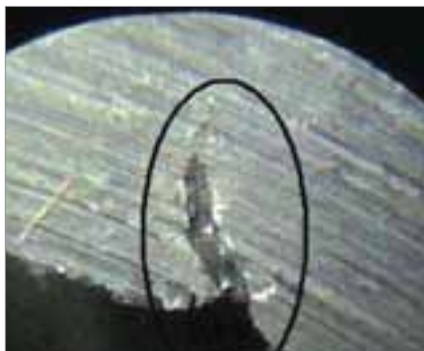




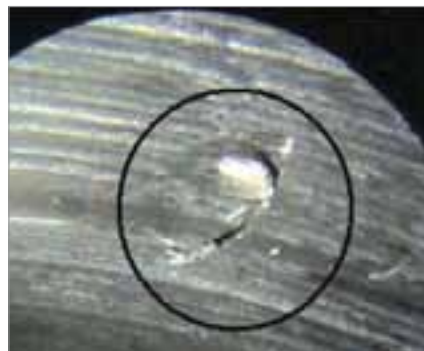
Дефект № 1 (трещина)



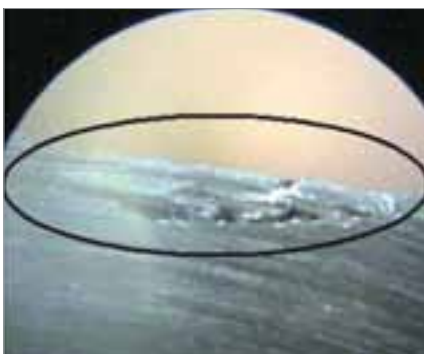
Дефект № 2 (трещина)



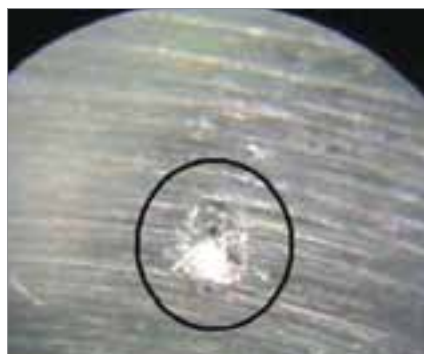
Дефект № 3 (трещина)



Дефект № 4 (раковина)



Дефект № 5 (расслоение)



Дефект № 6 (шлаковое включение)



Дефект № 7 (шлаковое включение)



Дефект № 8 (шлаковое включение)

Рис. 11. Оптико-электронный и визуально-измерительный контроль поперечных сечений сварных соединений в процессе разрушающих испытаний

■ УЗК эффективен при выявлении как отдельных несплошностей, так и скоплений мелких дефектов и включений в сварном шве и околошовной зоне;

■ радиационный контроль (рентгеноскопия) оказывается недостаточно чувствительным при выявлении дефектов типа "трещина" и скоплений мелких включений;

■ разрушающий и оптико-электронный контроль подтвердил результаты УЗК: выявлены и сформированы компьютерные изображения дефектных зон в различных сечениях образцов сварных соединений;

■ визуально-измерительный контроль сечений сварных швов в процессе разрушающих испытаний выполнен с использованием компьютерных изображений дефектных зон. Определены реальные размеры и эквивалентные площади выявленных дефектов во всем объеме сварных соединений.

В результате проведенных исследований разработана и аттестована методика ультразвукового контроля сварных соединений труб малого диаметра в системе технологических трубопроводов I-V категорией [16].

Проведены заводские испытания установки и методики УЗК сварных соединений трубных проводок КИП энергоблока НПЗ. Выполнен ультразвуковой и визуально-измерительный контроль около 20 сварных соединений трубных проводок КИП энергоблока. Результаты УЗК задокументированы в виде протоколов контроля с анализом полученных данных.

Проведенные испытания показали не только достаточную эффективность разработанных средств, но и необходимость расширения сервисных функций и совершенствования программного обеспечения компьютерной обработки и визуализации диагностической информации.

Работа финансировалась ООО "Сервис-Центр-Автоматика", г. Новокуйбышевск.

Таблица 2

Номер дефекта	Тип дефекта	Размеры, мм	Эквивалентная площадь, мм ²
1	Трещина	1,784 x 0,066	0,118
2	Трещина	1,454 x 0,033	0,048
3	Трещина	0,892 x 0,165	0,147
4	Раковина	0,931 x 0,335	0,312
5	Расслоение	3,8 x 0,112	0,425
6	Шлаковое включение	0,410 x 0,559	0,229
7	Шлаковое включение	0,596 x 0,373	0,222
8	Шлаковое включение	0,671 x 0,447	0,3

Литература

1. Ермолов И.Н., Ланге Ю.В. Ультразвуковой контроль.

Справочник по неразрушающему контролю / Под ред. В.В. Ключева. -М.: Машиностроение, 2004. - 859 с.

2. Щербинский В.Г., Алешин Н.П. Ультразвуковой контроль сварных соединений. - М.: Изд-во МГТУ им. Баумана, 2000. - 496 с.

3. Алешин Н.П. Физические методы неразрушающего контроля сварных соединений. -М.: Машиностроение, 2006. - 368 с.

4. Ушаков В.М. Развитие методов и разработка средств и способов ультразвукового контроля изделий с криволинейной поверхностью: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук / М.: ЦНИИТМАШ, 2004. - 35 с.

5. Гиллер Г.А., Могильнер Л.Ю. Ультразвуковые хордовые преобразователи в дефектоскопии сварных стыков трубопроводов // В мире неразрушающего контроля. - 2000. - №2(8). - С. 18-20.

6. Ушаков В.М., Данилов В.Н. Оценка влияния цилиндрической поверхности изделия на акустическое поле наклонного преобразователя //

Дефектоскопия. - 1997. - №12. - С. 12-24.

7. Данилов В.Н., Ушаков В.М. О влиянии цилиндрической поверхности изделия при ультразвуковом контроле наклонного преобразователя // Дефектоскопия. - 1998. - №8. - С. 13-19.

8. Ушаков В.М., Михалев В.В. Некоторые аспекты применения пьезопреобразователей для ультразвукового контроля сварных соединений малой толщины // Дефектоскопия. - 2007. - №3. - С. 87-94.

9. Ушаков В.М., Михалев В.В., Давыдов Д.М. Оценка чувствительности дефектоскопа при ультразвуковом контроле хордовыми преобразователями // Дефектоскопия. - 2008. - №10. - С. 41-46.

10. ПБ 03-585-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. - М.: ГУП "НТЦ "Промышленная безопасность" Гостехнадзора России, 2003. - 152 с.

11. РДИ 36.18.016-94. Инструкция по ультразвуковому контролю сварных соединений технологического

оборудования. - Волгоград: ВНИКТИнефтехимоборудование, 1994. - 60 с.

12. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Ч. I. - М.: Миннефтегазстрой, 1990. - 104 с.

13. Методика применения установки измерительной ультразвуковой серии "СКАНЕР" для ультразвукового контроля сварных соединений и основного металла трубопроводов. - М.: МНТП "АЛТЕС", 2001. - 84 с.

14. РД 34.17.302-97. Котлы паровые и водогрейные. Трубопроводы пара и горячей воды, сосуды. Сварные соединения. Контроль качества. Ультразвуковой контроль.

Основные положения (ОП-501, ЦД97). - М.: НПП "Норма", 1997. - 69 с.

15. ГОСТ 14782-86. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

16. Методика ультразвукового контроля сварных соединений труб малого диаметра в системе технологических трубопроводов I-V категорий. - Самара, 2008. - 67 с.



Сервис-Центр-Автоматика



Юридический адрес:
446207, Россия,
Самарская обл.,
г. Новокуйбышевск,
Промзона ОАО "НК НПЗ"

Фактический адрес:
446207, Россия,
Самарская обл.,
г. Новокуйбышевск,
Промзона ОАО "НК НПЗ"
ООО "Сервис-Центр-
Автоматика"
тел.: (846) 377-40-66,
(84635) 3-40-70,
3-43-96, 3-31-44
тел./факс (846) 377-40-66

mail@s-c-a.ru
www.s-c-a.ru

Компания "Сервис-Центр-Автоматика" была основана в 1996 г. и в настоящее время оказывает комплексные услуги по автоматизации и контролю технологических процессов в нефтеперерабатывающей, химической, пищевой и других отраслях промышленности.

Все ведущие сотрудники "Сервис-Центр-Автоматики" прошли обучение как в России, так и за рубежом и имеют сертификаты на право внедрения и эксплуатации программируемых логических контроллеров Siemens, Schneider Electric, Triconex An Invensys company, распределенных систем управления DeltaV, Yokogawa Electric Ltd, а также осуществляют проектирование систем верхнего уровня посредством SCADA-system: WinCC, Citect, Monitor Pro и другие.

Ресурсы "Сервис-Центр-Автоматики" позволяют решить любые задачи, связанные с автоматизацией как небольших объектов, так и крупных технологических установок предприятий различного профиля: сбор данных, проектирование, инжиниринг, монтаж, пусконаладка, ввод в эксплуатацию и последующее сопровождение программно-технических средств и оборудования.

Наша компания предлагает широкий спектр решений, оптимизирующих производительность предприятия, которые разработаны с учетом потребностей заказчика.

"Сервис-Центр-Автоматика" обеспечивает гарантийное и послегарантийное обслуживание поставленных систем.

Ключевые преимущества "Сервис-Центр-Автоматики":

- высококвалифицированный персонал;
- комплексное решение задач АСУ ТП;
- успешный опыт выполнения проектов;
- оптимальное соотношение "цена-качество";
- гарантия качества.

В состав организации входят:

- ремонтно-монтажное управление (РМУ);
- ремонтно-механические мастерские (РММ);
- управление АСУ ТП, отдел проектирования КИПиА;
- эксплуатационная служба;
- оперативно-ремонтная служба КИПиА и АСУ ТП.

Применение Wonderware® System Platform версии 3.1 при создании АСУ ТП УППН "Павловка"

С.В. Азанов
/ЗАО "Системнефтеавтоматика",
г. Пермь/

ЗАО "Системнефтеавтоматика" - инженеринговая компания в области АСУ ТП и систем учета - была основана в 2000 г. Мы выполняем весь спектр работ: разработку проектно-технической документации, разработку информационного и программного обеспечения, строительно-монтажные, пуско-наладочные работы, гарантийное и послегарантийное обслуживание.

Подбор КИПиА под проект производится нашими высококвалифицированными специалистами в соответствии с ГОСТами, нормативными документами и требованиями заказчика. Наш многолетний опыт позволяет оптимально и безошибочно подбирать под проект современные датчики, преобразователи, исполнительные механизмы, промышленные контроллеры (PLC) как отечественного, так и импортного производства.

В качестве программного обеспечения "верхнего уровня" мы обычно используем SCADA-системы мировых производителей (SIMATIC, Wonderware). Для небольших или нестандартных проектов мы можем реализовать ПО "верхнего уровня" на SCADA-системе собственной разработки.

Одним из последних наших крупных проектов был проект "Реконструкция УППН "Павловка", автоматизированная система управления технологическим процессом". Заказчик - ООО "ЛУКОЙЛ-

ПЕРМЬ". Местонахождение: г. Чернушка, Пермский край, Россия. Создание данного проекта преследовало следующие цели:

- создание АСУ ТП УППН "Павловка" как общецеховой системы;
- интегрирование существующей смежной АСУ ТП ПСП "Чернушка", оперативного узла учёта нефти, системы "Телескоп+" 3-й версии во вновь создаваемую АСУ ТП;
- создание диспетчерского WEB-портала для синхронизации бизнес-процессов с производственными процессами в рамках предприятия ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ".

АСУ ТП УППН "Павловка" выполнена как распределенная двухуровневая система. Режим работы системы - круглосуточный.

"Нижний уровень" реализован на контроллерах ScadaPack 330.

"Верхний уровень" выполнен на базе программного продукта Wonderware® System Platform версии 3.1 - последней на момент создания проекта разработки фирмы Wonderware.

В процессе реконструкции УППН были автоматизированы следующие объекты: концевые сепарационные установки нефти, газоосушители, печи, отстойники, электродегидраторы, магистральные насосы, технологические насосы, подрезные насосы, насосы НСЖ и

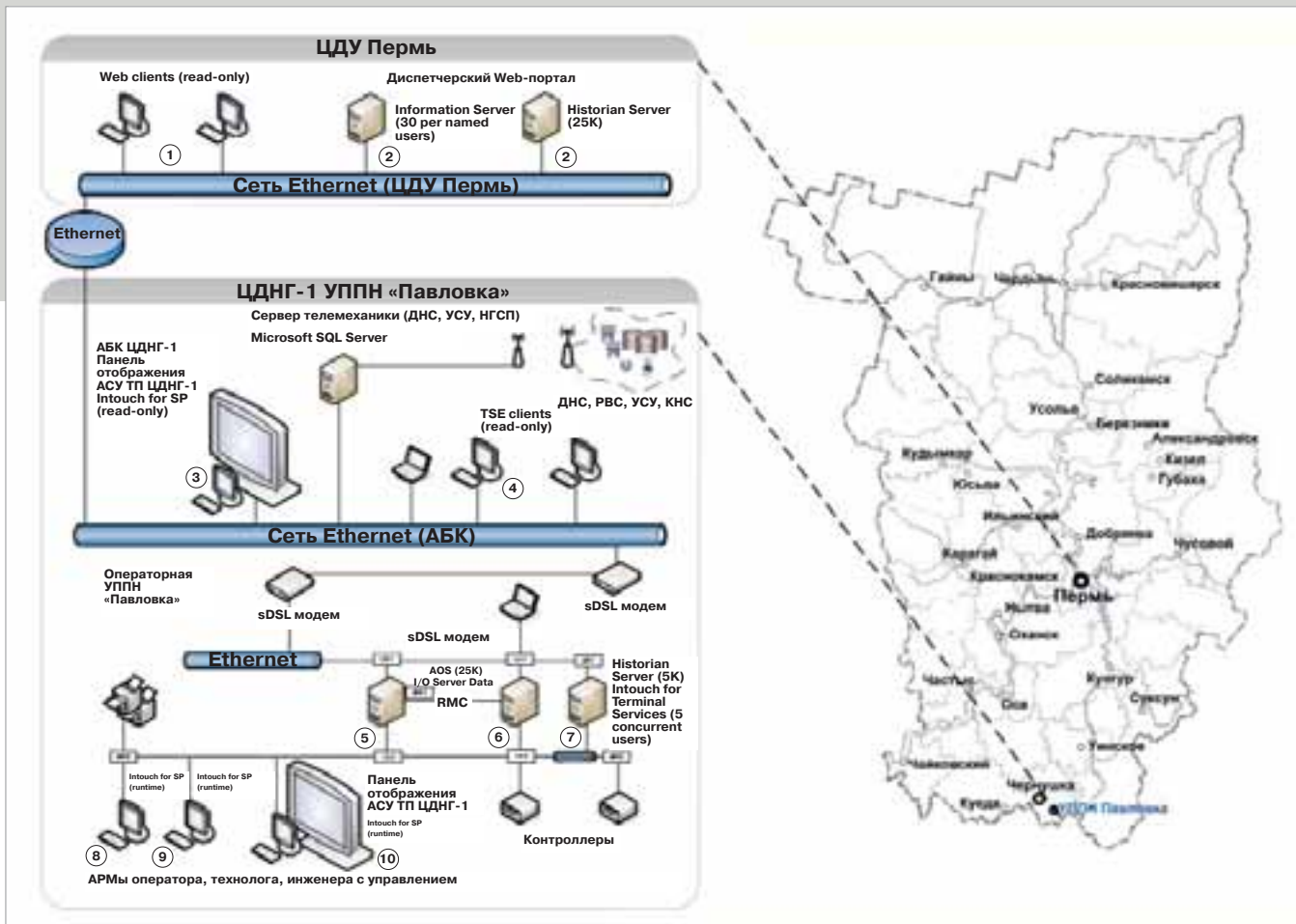


Рис. 1. Схема информационных потоков АСУ ТП УППН «Павловка»

промслоев, теплообменники нагрева пресной воды, резервуарный парк, подземные емкости, пункт налива нефти, блоки дозирования реагента.

Структурная схема информационных потоков АСУ ТП "Павловка" приведена на рис. 1.

Основные функции программного обеспечения (ПО) АСУ ТП:

- ПО производственного архива АСУ ТП (позиция №7 на рис. 1) обеспечивает: архивирование данных; предоставление исторических данных; предоставление информации о технологическом процессе терминальным клиентам;

- ПО ArchestrA Runtime и I/O Data Server (основной/резервный) (позиции 5 и 6 на рис. 1) обеспечивает: прием данных от контроллеров; вторичную обработку данных; управление контроллерами; передачу данных на Historian сервер УППН, на три АРМ в операторной (оператора, технолога, инженера АСУ ТП), панель отображения и терми-

нальный сервер InTouch (TSE); запись алармов и уставок в базу производственного архива.

- ПО АРМ оператора и технолога (позиции 8, 9 и 10 на рис. 1) обеспечивает: визуализацию; просмотр трендов; просмотр алармов; просмотр суточного рапорта; изменение уставок в контроллере;

- ПО "Панель отображения АСУ ТП ЦДНГ-1" в АБК ЦДНГ-1 (позиция 3 на рис. 1) обеспечивает: визуализацию; просмотр трендов; просмотр алармов; просмотр суточного рапорта;

- ПО "Диспетчерский Web-портал" в ЦДУ Пермь (позиция 2 на рис. 1) обеспечивает: централизованный сбор информации со всех ЦДНГ (кроме УППН "Павловка" - в будущем к порталу планируется подключение других объектов); предоставление информации Web-клиентам.

При разработке и отладке программного обеспечения АСУ ТП УППН "Павлов-

ка" мы в целом не разочаровались в новом продукте фирмы Wonderware.

ArchestrA-технология, на базе которой создан Application Server, входящий в System Platform, помогла значительно сократить время на разработку и внедрение проекта без увеличения численного состава группы программистов. Тем не менее при разработке будущих проектов на Wonderware® System Platform надо будет учитывать некоторые особенности данного продукта:

- в System Platform используется "производственная модель";

- на каждом крупном объекте желательно иметь свою стационарную инженерную станцию с репозитарием проекта;

- на момент разработки и внедрения системы в IDE и Runtime ArchestrA существовали некоторые проблемы с динамической прорисовкой графических объектов.

ЗАО "Системнефтеавтоматика"

614007, г. Пермь, ул. Островского, 65
Тел.: (342) 216-81-87, 216-81-33, факс (342) 216-14-58
E-mail: asodu@perm.raid.ru

ЗАО "СИСТЕМНЕФТЕАВТОМАТИКА" создано в 2000 г. Имеет лицензии с областью действия на территории Российской Федерации по следующим направлениям:

■ проектирование зданий и сооружений I и II уровней ответственности в соответствии с Государственным стандартом № ГС-4-59-02-26-0-590-4008877-009395-1 от 20.03.2008;

■ строительство зданий и сооружений за исключением сооружений сезонного или вспомогательного назначения № ГС-4-59-02-1027-0-5904008877-010970-2 от 18.12.2008; а также свидетельства:

■ о допуске на виды работ по подготовке проектной документации объектов капитального строительства, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства НГПА-01-10 №017-051;

■ о допуске на виды работ по строительству, реконструкции, капитальному ремонту объектов капитального строительства, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства НГСА-01-10 №159-170.

В 2009 г. система менеджмента качества предприятия сертифицирована на соответствие ГОСТ Р ИСО 9001-2008, сертификат № РОСС RU.ИК34.К00034.

Основным направлением деятельности компании является автоматизация производственных процессов предприятий нефтегазовой, химической, энергетической и других отраслей промышленности.

Мы предлагаем полный комплекс услуг по созданию АСУ ТП - от обследования до пуска объекта в эксплуатацию, гарантийное и сервисное обслуживание.

Мы также предлагаем **комплексные решения по системам учета нефти и газа**, как оперативным, так и коммерческим.

Многолетний опыт специалистов, накопленный при разработке и реализации проектов, является уникальным, так

как основан на передовых достижениях в области IT-технологий в мировой практике.

Основные виды работ в сфере автоматизации производства

- обследование объекта автоматизации;
- разработка технического задания;
- разработка проекта;
- разработка программного обеспечения;
- комплектация оборудованием и приборами;
- строительно-монтажные работы;
- пусконаладочные работы;
- метрологическое сопровождение;
- комплексное опробование и опытная эксплуатация;
- гарантийное и послегарантийное сервисное обслуживание.

Наша концепция построения автоматизированных систем

1. Соответствие государственным стандартам и нормативным документам.
2. Соответствие локальным стандартам заказчика.
3. Интегрированность в информационную систему заказчика.
4. Сохранение инвестиций, вложенных в автоматизацию.
5. Высокая надёжность.
6. Оптимизация технологических процессов.
7. Оптимизация числа сигналов.
8. Оптимальный выбор датчиков.
9. Простой и удобный пользовательский интерфейс.
10. Минимизация затрат на обслуживание.

Программный комплекс "Баязет" - системный подход к подготовке деклараций промышленной безопасности

**С.В. Глухов,
Г.С. Рахман,
Г.Л. Гендель,
А.В. Клейменов,
С.Ю. Киселев,
А.В. Глухов**
/ООО "ВолгоУралНИПИгаз",
г. Оренбург/

Основная цель декларирования промышленной безопасности опасных производственных объектов - информирование (эксплуатирующей организацией, владельцем объекта или заказчиком проекта) исполнительных органов власти, общества и населения о рисках крупных аварий и безопасности данного объекта.

В соответствии с п.16 РД-03-14-2005 [1] декларация состоит из пяти основных разделов и двух обязательных приложений (расчетно-пояснительной записки и информационного листа), оформляемых отдельно от основной части декларации. В данном документе ужесточены требования к анализу риска за счет необходимости построения полей риска, проведения анализа показателей риска и т.д. [2].

Основные проблемы и неточности при декларировании связаны с оценкой риска аварий, выявлением "слабых" мест и выработкой обоснованных рекомендаций по обеспечению безопасности. Количественная оценка риска невозможна без при-

менения современных программ и компьютеров. Связано это с необходимостью проведения огромного количества вычислений по различным сценариям развития аварий, численного интегрирования, решения систем дифференциальных уравнений.

Программный комплекс (ПК) "Баязет", разработанный в ООО "Волго-УралНИПИгаз" (г. Оренбург), предназначен для автоматизации процесса разработки деклараций промышленной безопасности объектов нефтегазовой отрасли, оценки рисков аварий и инцидентов и построения полей рисков на картографической основе. Программа может применяться в управлении процессом обеспечения промышленной безопасности нефтегазовых предприятий.

ПК "Баязет" выполняет следующие функции:

■ расчет масс компонентов смеси (газовая, жидкостная, двухфазная смесь - газожидкостная или трехфазная смесь, состоящая из газовой смеси и двух жидкостных смесей),

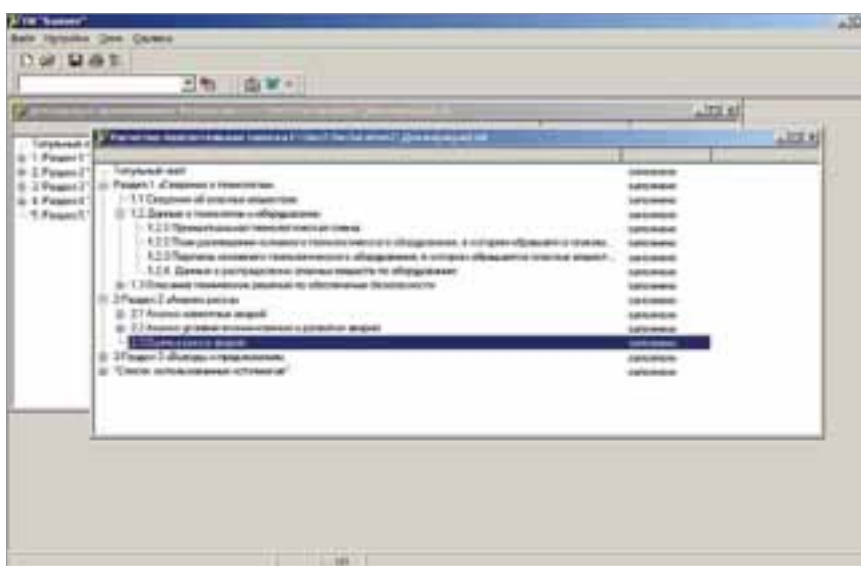


Рис. 1. Главное окно программы "Баязет"

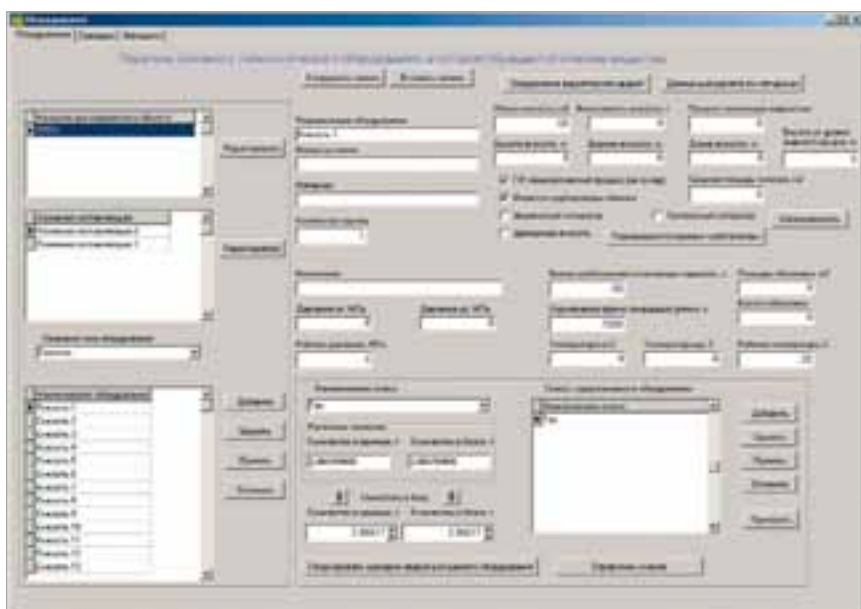


Рис. 2. Форма ввода и редактирования данных по оборудованию

содержащихся в оборудовании, по мольным, объемным или массовым процентам;

■ расчет масс веществ, участвующих в аварии и в поражающем факторе при разрыве (разрушении) оборудования на полное сечение и утечке через отверстие. На основе введенной в базу данных информации по оборудованию и смесям веществ автоматически производится расчет масс веществ, участвующих в аварии и в поражающем факторе;

■ моделирование различных сценариев развития аварий: "Взрыв топливно-воздушной смеси", "Огненный шар", "Пожар разлития", "Токсическое воздействие" на основе утвержденных государственными органами методик;

■ построение полей рисков летального поражения на картографической основе;

■ формирование готовой отчетности в MS Word по основным пунктам декларации промышленной безопас-

ности и расчетно-пояснительной записки к ней.

При моделировании истечения газа и (или) жидкости через отверстие можно варьировать диаметр отверстия, место его расположения относительно дна емкостного оборудования. Исходя из времени ликвидации утечки и расположения отверстия автоматизированная система рассчитывает массу газовых и жидких составляющих, вышедших через отверстие, отслеживаются ситуации, когда выходит только жидкость и не выходит газ.

В специальном справочнике задаются химико-физические параметры простых веществ, из которых составляются смеси. Данные параметры участвуют в расчетах по различным методикам.

В ПК "Баязет" в специальных экранных формах формируются деревья событий, описывающие различные сценарии развития аварийной ситуации. Данные основаны на отраслевой статистике, при этом предусмотрена возможность их корректировки для конкретного ОПО.

Для каждого оборудования моделируются различные сценарии аварий: "Взрыв топливно-воздушной смеси", "Выброс токсичного вещества", "Пожар разлития", "Огненный шар". Для моделирования "токсичных" сценариев используется методика "ТОКСИ-3" [3], программно обрабатывается многолетняя статистика по направлению ветра, температуре воздуха, определяются классы устойчивости атмосферы [4].

Пользователь выбирает декларируемый объект, основную составляющую, тип оборудования, вводит и (или) редактирует данные по оборудованию. В зависимости от типа оборудования, его характеристик, давления и температуры, состава и типа смеси происходит автоматический расчет массы смеси, находящейся в оборудовании, и масс отдельных компонентов смеси как в жидкой, так и в газовой фазе.

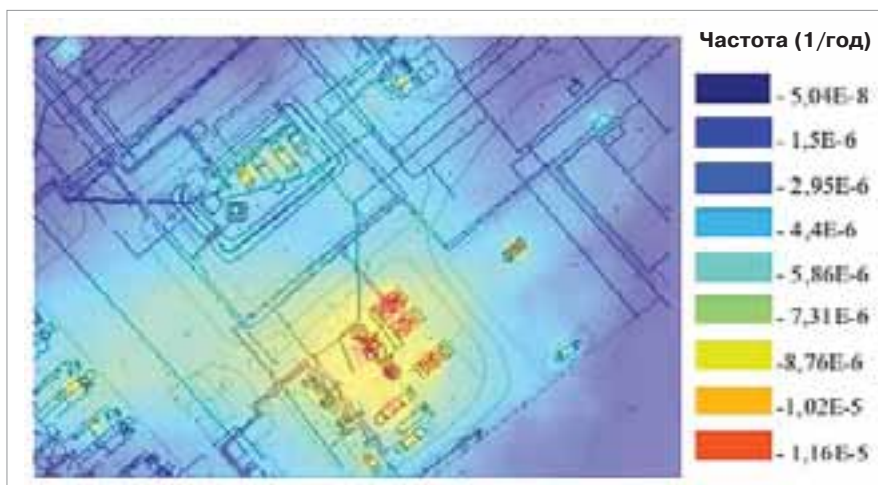


Рис. 3. Пример расчета потенциального риска летального поражения на участке установки комплексной подготовки газа

В результате моделирования нескольких десятков сценариев для каждой единицы оборудования в ПК "Баязет" осуществляется построение полей рисков. Координаты всех объектов программно привязаны к карте, выполненной в заданном масштабе. Имеется возможность построения полей рисков в виде изолиний.

ПК "Баязет" [5] используется ООО "ВолгоУралНИПИгаз" для определения безопасных мест расположения оборудования опасных производственных объектов, пунктов управления, при разработке деклараций промышленной безопасности.

Литература

1. РД 03-14-2005. Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений. Зарегистрирован в Минюсте РФ 17.01.2006 г. Регистрационный № 7375.
2. Лисанов М.В., Симакин В.В. О новом порядке оформления декларации промышленной безопас-

- ности опасных производственных объектов // Безопасность труда в промышленности. - 2006. - №3.
3. РД-03-26-2007. Методические указания по оценке последствий аварийных выбросов опасных веществ. Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 14 декабря 2007 г. №859, введены в действие с 25 января 2008 г.

4. Глухов С.В. Подготовка и обработка метеорологических данных для сценариев расчета по методике "ТОКСИ-3" при построении полей рисков летального поражения при авариях на опасных производственных объектах // Нефтепромышленное дело. - 2009. - №8.
5. Программный комплекс "Баязет". Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ №2010610439, РОСПАТЕНТ (ФИПС).

ООО "Независимая Инженерно-Консалтинговая Компания" (ООО "НИКК")

Официальный представитель группы компаний Koramis GmbH в России и странах СНГ



420043, Россия, Республика Татарстан, Казань,
ул. Калинина, 48, оф. 503
Тел.: (843) 267-61-89 / 258-31-99
contact@oonikk.com
www.oonikk.com



Группа компаний KORAMIS GmbH
Ensheimer Strasse, 37
66386 St. Ingbert
Deutschland
Tel.: + 49(0)6894 / 9630780
info@koramis.de
www.koramis.de

Интеллектуальный и системный подход к энергосбережению

Ханс-Петер Фихтнер
/Koramis GmbH,
St. Ingbert,
Deutschland/



Фирма Koramis GmbH (Германия) совместно со своим официальным представительством в России и странах СНГ компанией ООО "НИКК" (Россия, РТ, г. Казань) предлагает услуги в области проектирования технологического оборудования и управления технологическими процессами (КИПиА, АСУ ТП), которые включают консалтинг, менеджмент проектов, инжиниринг и оптимизацию технологического оборудования, менеджмент жизненного цикла, решения, связанные с защитой информационного оборудования, работающего в режиме реального времени, а также энергетический менеджмент.

Фирма Koramis GmbH принимала участие в 16-ой Международной выставке "Нефть, газ. Нефтехимия" (сентябрь 2009, г. Казань), в 11-й Международной специализированной выставке "Энергетика. Ресурсосбережение" (декабрь 2009, г. Казань) и 10-м Международном симпозиуме "Энергоресурсоэффективность и энергосбережение", на котором был сделан доклад о методике проведения метрологических работ с целью повышения эффективности использования энергоресурсов, вызвавший интерес среди участников. В конкурсе энергоэффективного оборудования и технологий фирма Koramis GmbH получила бронзовый диплом в номинации "Оборудование и технологии, позволяющие при их внедрении снизить эксплуатационные затраты использования топливно-энергетических ресурсов и материалов и/или уменьшить вредное влияние на окружающую среду в течение жизненного цикла". На немецко-российском симпозиуме по эффективному энергосбережению, проходившем в Казани в марте 2010 г., был представлен доклад "Управление промышленным проектом с целью повышения эксплуатационной готовности производственного объекта с достижением лучшего качества в пределах заданного срока исполнения и в пределах запланированных издержек".

О возможности количественно измерить такое явление, как энергия

Энергия - это особое явление, представляющее собой характеристику состояния. Энергия может лишь переходить из одной формы в другую, то есть с физической точки зрения ее невозможно сэкономить. Тем не менее Koramis ставит перед собой задачу разработки надежных и достоверных методов и средств контроля и измерений физических параметров, связанных с превращением энергии, с целью эффективности использования энергоресурсов.

В своей деятельности Koramis концентрируется на тех формах проявления энергии, которые поддаются измерениям, то есть механической энергии (кинетической и потенциальной), а также термической и электрической. Особое значение в сфере промышленных технологий имеют два последних вида энергии.

В основе всего лежат теоретические и практические физические аспекты

Без теоретической и практической физики невозможно существование измерительной техники. Исследователи, занимающиеся проблемой энергосбережения, применяют физические и математические методы (математика является самой важной составляющей). Физик, чтобы подтвердить свои предположения, использует для решения поставленной задачи соответствующие методы измерений.

Koramis GmbH применяет проверенные на практике методы измерений, с помощью которых можно осуществить количественную оценку мероприятий по энергосбережению и при этом привести в действие процесс оптимизации.

В промышленности традиционно наиболее широкое применение получили следующие виды энергоносителей и энергетических потоков: электроэнергия (электрический ток), вода, пар, газ,

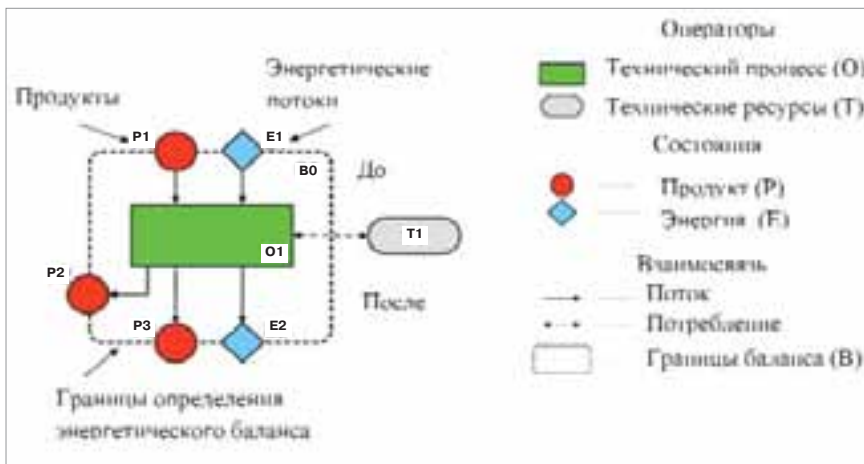


Рис. 1. Общее описание исходного пункта (отправной точки) процесса и постановка проблемы согласно VDE3682

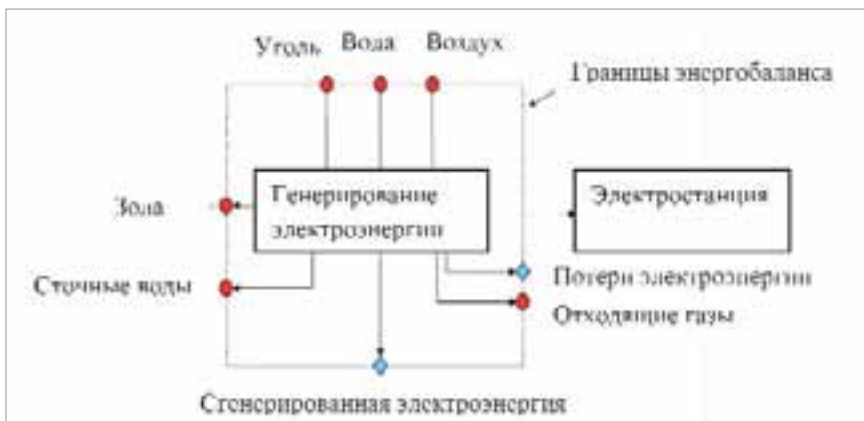


Рис. 2. Функциональная схема "генератора энергии" с энергетическими потоками в пределах границ рассчитываемого энергобаланса (из угля, воды, воздуха будет сгенерировано около 3540% электроэнергии, остальные 60-65% составят потери энергии)

воздух, сжатый воздух, сточные воды. Различные энергоносители используются в различных агрегатных состояниях, имеют различные физические свойства и различные меры количественного измерения, следовательно, необходимы совершенные методы и средства их учета.

Как раз в этой области фирма Koramis весьма компетентна. Koramis реализует инженеринговые решения в области автоматизации технологических процессов, контрольно-измерительного и регулирующего оборудования для промышленных предприятий различных отраслей (предприятий нефтегазового комплекса, нефтехимических, химических, фармакологических, энергетических, горнодобывающих и других). Речь идет об использовании современных ме-

тодов инженеринга и проектирования, многие из которых являются "ноу-хау" фирмы и позволяют целевым предприятиям-потребителям иметь в своем распоряжении такую систему управления и такое контрольно-измерительное и регулирующее оборудование, которые будут способствовать наиболее экономичному, оптимальному ведению технологического процесса с минимальными потерями энергии.

Систематическая потребность в энергоснабжении. "Энергопотребление" и "потеря энергии"

Промышленное оборудование, технологический процесс, машина (агрегат), здание снабжаются энергией. Там всегда имеет место некая операция, во вре-

мя которой происходит преобразование (превращение) энергии. Эта операция чаще всего обозначается как "энергопотребление". Для того чтобы измерить энергопотребление, должны быть установлены общие условия измерительного процесса и измерительного оборудования, относящиеся к операции "превращение энергии", с однозначными определениями состояния до и после операции. Эти условия определяются исходя из физических параметров, таких как, например, температура, масса и давление перед операцией. Мы говорим о декомпозиции целого (общего) в частное, то есть в составляющие, которые при превращении энергии представляют для нас интерес (рис. 1).

Определяется виртуальное 3D-пространство на объекте T. При этом учитываются все релевантные виды энергии, которые входят в это пространство или выходят из него. Таким образом, электроэнергия и тепловая энергия в виде пара могут входить в это пространство (в котором определяется энергетический баланс), а горячие газы и теплая вода могут быть носителями выходящей тепловой энергии.

Если во время операции происходит превращение продукта или возникновение нового продукта, то вполне естественно, что при этом потребляется энергия как непосредственно продуктом, так и ресурсами, с использованием которых он (продукт) производится (рис. 2).

Обзор различных видов энергетических потоков при производстве электроэнергии (первый этап декомпозиции) с учетом отдельных технологических операций представлен на рис. 3. Второй этап показан на рис. 4. Таким образом, любой технологический процесс может быть разложен на отдельные смысловые этапы и рассматриваться по тем же физическим принципам.

Метрологические методы для точного и экономически обоснованного учета энергоресурсов

Что может предложить фирма Koramis для точного и экономически обоснованного учета энергопотребления?

Согласно стандарту ISA 88 вначале определяются общие, граничные условия. Таким образом, совместно с заказчи-

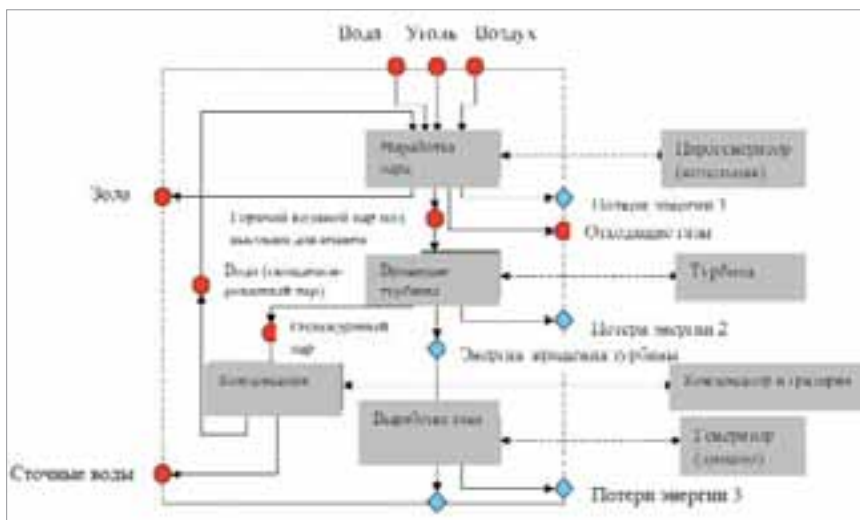


Рис. 3. Первая декомпозиция с общим балансом



Рис. 4. Следующая декомпозиция с общим балансом. Здесь показана отдельная технологическая операция (производство горячей воды)

ком происходит постановка задач, после чего Koramis приступает к своей части планировочных работ, например, планирует метрологическую часть (включающую адекватное, экономически обоснованное, оптимальное размещение контрольно-измерительного оборудования) для используемых в данном производстве энергетических потоков. Все признаки и свойства поставленной метрологической задачи собираются и анализируются с помощью надежных методик. Далее делается вывод, какое измерение, где и как нужно произвести, и Koramis рекомендует оптимальный способ. В согласовании с заказчиком (эксплуатирующая организация или ответственное лицо из числа высшего руководства) при помощи имеющихся в наличии или новых, недав-

но созданных средств измерений и систем учета в течение оговоренного периода времени на предприятии-заказчике проводятся все необходимые метрологические работы, производится их оценка, а затем документирование. Лица, ответственные за проведение технологического процесса, руководствуются этой документацией, которая дает представление, где и как более экономично можно проводить новые процессы преобразования энергии (так называемое "зеленое поле" документации). Издержки процесса измерений во многом зависят от того, существуют ли уже на предприятии измерительное оборудование со стабильными результатами или оно вводится эксплуатацию впервые (так называемое "коричневое поле" документации).

От отдельных метрологических измерений до решения технологических установок на базе ЭВМ

После описанных выше процессов декомпозиции и в результате проведенных исследований мы получаем (в зависимости от поставленных задач и размера технологического объекта) дискретные частные результаты в количестве от 1 до n. Они оцениваются и архивируются, после чего начинается приведение в действие мероприятий по оптимизации. Эти процессы циклически повторяются и проводятся по-новому.

На больших технологических объектах, а также на меньших, отличающихся высоким показателем энергопотребления, инвестиция в оптимизацию использования энергоресурсов, включенная в непрерывный процесс, может окупить себя уже через один год. Для осуществления этого фирма Koramis применяет сама и рекомендует другим использовать аппаратное обеспечение и программные средства компании General Physics: Virtual Plant und EtaPRO™.

С помощью программного средства Virtual Plant оптимизируемый технологический объект визуализируется схематически, включая подключенные в режиме он-лайн непрерывные измерительные датчики (рис. 5). С помощью тесно связанной с Virtual Plant программой по оптимизации EtaPRO™ в режиме реального времени создаются свободно конфигурируемые сообщения и отчеты, производится диагностирование, контролируется энергопотребление, осуществляется прогнозирование, ведутся регистрационные протоколы и многое другое.

Эти программные средства, приспособляемые к потребностям и задачам клиента, - словно костюм, сшитый на заказ. Они гарантируют оптимальные результаты с тем, чтобы всегда имелись потенциалы для энергосбережения.

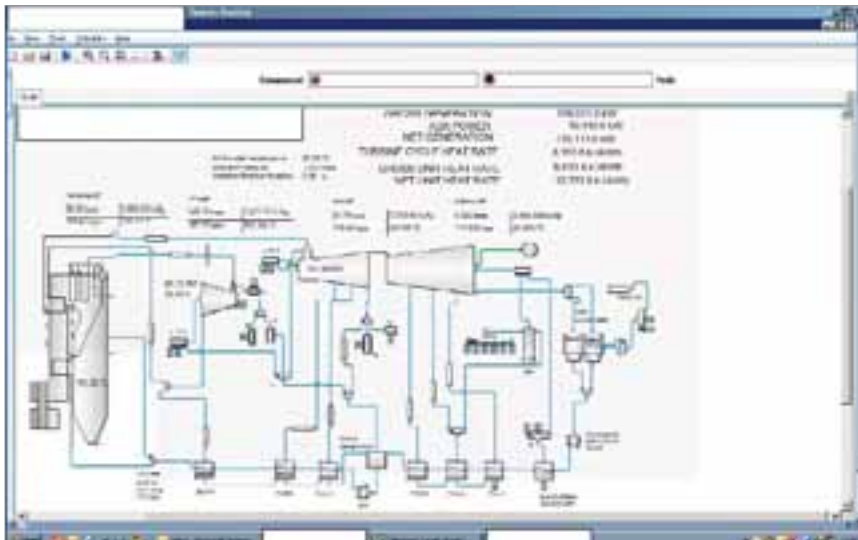


Рис. 5. Практический пример – котельная EtaPRO действует «на первом плане», тогда как VirtualPlant действует «на втором»

Результаты

Результаты измерений представляются Koramis на рассмотрение в виде комплекта, состоящего из "зеленого" и "коричневого" полей, который содержит стабильные базовые данные, применяемые при составлении энергетических и материальных балансов, при разработке мероприятий по эффективному использованию энергоресурсов.

Внедрение на предприятиях энергосберегающих технологий выливается в мощный экономический эффект, выражающийся, прежде всего, в повышении конкурентоспособности производимой продукции за счет снижения потребления энергоресурсов на единицу производимой продукции. Koramis GmbH очень хорошо может помочь в решении проблемы энергосбережения на предприятиях, так как благодаря эффективной методике размещения контрольно-измерительных средств и проведения метрологических работ всегда можно выяснить, где и сколько энергии потребляется, насколько эффективно эта энергия используется, выявить источники и причины ее расточения.

Koramis GmbH всегда рад сотрудничать с российскими производителями контрольно-измерительных приборов и в состоянии также квалифицировать любую другую методику, имеющуюся на мировом рынке. Наши практические приложения, используемые инженерами фирмы для выполнения инжинирин-

говых работ, распознают более 600 различных типов измерительных приборов для применения в различных технологиях, среди них более 20 методов измерения потока (расхода), более 30 различных методов измерения температуры и более 15 методов измерения давления. Все они имеют особое значение вследствие сложности тематики, связанной с измерениями энергии.

Движущей силой для реализации мероприятий по энергосбережению является прогрессирующее удорожание используемых энергетических и материальных ресурсов и, как следствие, энергетические кризисы.

В связи с этим в Германии специально был принят так называемый закон о теплофикации (о комбинированном производстве электроэнергии и тепла, получаемого при использовании пара, отработавшего в паровых турбинах электростанций). Это привело к тому, что электростанции сегодня проектируются по-новому и имеют КПД более 50%. Экономия энергии здесь осуществляется помимо прочего и вследствие того, что пар пониженного давления, выходящий из турбин, не конденсируется путем прохождения через градирню, а используется для других целей, например для централизованного теплоснабжения или как технологический пар. В таком случае говорят об "отведенной", рекуперированной тепловой энергии.

Осуществлялся также поиск энергоносителей, которые и в области низких температур проявили бы себя более эффективно. Для зданий, эксплуатирующихся в условиях низких температур, достаточно температуры в подающем трубопроводе, равной 40-50 °С, при условии, что накопительные емкости и регулирующие элементы будут расположены оптимально. Например, большие количества воды могут подаваться в трубах большого диаметра при использовании хорошей теплоизоляции. Также фирма Koramis GmbH проводила для одной из электростанций исследования, связанные с количественной оценкой выбросов CO₂ от камер сгорания, в противном случае электростанция не получила бы новое разрешение на дальнейшую производственную деятельность. В этом случае предприятие понесло бы ущерб на сумму более 100 миллионов евро. Вообще считается, что мероприятия по энергосбережению и повышению эффективности использования энергоресурсов, для осуществления которых есть возможность сотрудничества с Koramis, позволяют достичь экономии в 10-30%. Благодаря гибкому подходу производственные объекты с низкой степенью эффективности (низким КПД) вначале проходят реконструкцию и оптимизацию.

Метрологические работы, которые при этом проводит Koramis, часто являются основополагающими для определения степени эффективности (коэффициента полезного действия).

Какой из этих "энергорасточителей" должен быть оптимизирован в первую очередь, зачастую зависит от того, насколько дорогим является это мероприятие по оптимизации и как быстро оно себя окупит. В свете сказанного можно добавить, что на сегодняшний момент электростанция, при строительстве которой пять лет назад Koramis участвовал в реализации проекта, связанного с метрологическими работами, ввела новые производственные мощности со стоимостью капиталовложений более 50 миллионов евро. При этом ее местоположение будет еще в течение 20 лет экономически обоснованным.



25-28
М а я



XVIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ-2010

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:

г. УФА

Дв.Спорта
ул.Р. Зорге, 41

БВК БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

БАШКОРТОСТАН
РЕСПУБЛИКА

Генеральный партнер:
БашИнвест
группа компаний

ОРГКОМИТЕТ:

Тел./факс: (347) 253 11 01, 253 38 00, 253 14 34
gasoil@bvkexpo.ru, www.bvkexpo.ru





Экономия времени на РИР до 2^х дней

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОНОВКИ ПОЗВОЛЯЕТ:

- исключить проведение дорогостоящих РИР;
- производить работы с верхним интервалом с отсечением нижележащего продуктивного пласта;
- максимально сократить время простоя скважины;
- отказаться от изоляции нижележащего продуктивного пласта отсекающими мостами и кольматации его призабойной зоны.

ДОСТОИНСТВА:

- + надежно разобщаются интервалы эксплуатационной колонны;
- + сокращается на 24-48 часов время на отсечение продуктивного пласта по сравнению с работой по классической технологии, с установкой цементного моста;
- + инструмент посадочный гидравлический ИПГ и клапан уравнительный КУМ создают условия для надежной установки пакера и проведения технологических операций, для выравнивания давлений в надпакерном и подпакерном пространствах, повышают безопасность проведения работ.

СОСТАВ И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ КОМПОНОВКИ

Компоновка состоит, сверху вниз, из следующих элементов:

- узла разъединения инструмента посадочного ИПГ для разъединения колонны НКТ гидравлическим способом;
- переводника глухого перелуточного ПГП;
- клапана уравнительного механического КУМ, который открывается при осевом натяжении, создает сообщение между трубным и затрубным пространствами;
- пакера механического двухстороннего действия ПРО-ЯДЖ-0 осевой установки.

Компоновка спускается в скважину до места посадки пакера, где производится его отсеивание от колонны НКТ с помощью инструмента посадочного ИПГ. Для предотвращения тампонирующих материалов на инструмент посадочный и пакер - заливается буферная жидкость (полимерные растворы и т.д.). После проведения изоляционных работ спуском НКТ с попителем ИПГ вымывается буферная жидкость, производится зацепление и извлечение компоновки.



Экспл. колонна
Ø 140-219 мм

Цементная
заливка

Зона негерметичности

Буферная
жидкость

Инструмент
посадочный
гидравлический
ИПГ

НКТ

Глухой переводник
ПГП

Клапан уравнительный
механический
КУМ

Пакер ПРО-ЯДЖ-0
осевой установки

Воронка

Пласт
продуктивный

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Шифр	Обсад. колонна, мм		Наруж. диам. компоновки, мм	Диам. проход. канала, мм (не менее)	Присоединительная резьба НКТ, ГОСТ 633-80	
	Усл. диам.	Толщ. стенок			Верх (муфта)	Низ (нелпаль)
1ПРОК-ИРИР-0-114-50-T100-КЗ-1	140	7-10,5	114	50	80	80
	146	10-12				
	140	6-8				
1ПРОК-ИРИР-0-118-50-T100-КЗ-1	146	9-11	118	50	80	80
	146	6-8				
1ПРОК-ИРИР-0-122-50-T100-КЗ-1	146	6,5-9	122	50	80	80
	166	8-11				
1ПРОК-ИРИР-0-140-62-T100-КЗ-1	178	13,7-15	140	62	80	73
	166	7,3-8,9				
	178	12,7-15				
1ПРОК-ИРИР-0-142-62-T100-КЗ-1	178	12,7-15	142	62	80	73
	166	7,3-8				
1ПРОК-ИРИР-0-146-62-T100-КЗ-1	178	8,1-12,7	146	62	80	80
	219	7,7-14,3				

ООО Научно-производственная фирма "ПАКЕР"
Адрес: 452606, РФ, Республика Башкортостан,
г. Октябрьский, ул. Северная, д. 7
Тел.: (34767) 6-71-91, 6-63-64
Факс: (34767) 6-75-15

E-mail: mail@npf-paker.ru
www.npf-paker.ru