

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Институт кибернетики

Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация автоматизированной системы установки дозирования химреагента и сепараторами УКПН

УДК 681.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т21	Орлов Эрнест Евгеньевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ИКСУ	Воронин Александр Васильевич	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры менеджмента	Николаенко Валентин Сергеевич			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ИКСУ	Лиепиных Андрей Вилнисович	к.т.н.		

Реферат

Пояснительная записка содержит 50 страниц машинописного текста, 5 таблиц, 16 рисунков, 1 список использованных источников из 7 наименований, 1 альбом графической документации.

Объектом исследования является магистральный газопровод.

Цель работы – разработка автоматизированной системы мониторинга управления ГТМ с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

В данном проекте была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7-300, с применением SCADA-системы, так же модернизирован сам ГТМ.

Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях. Данная система позволит увеличить производительность, повысить точность и надежность измерений, сократить число аварий, уменьшит финансовые издержки.

Введение

1. Описание тех. процесса
2. Обзор ГТМ
3. ВОС, описание решения задачи
4. Визуализация ВОС
5. Охрана труда (БЖД)
6. Экономическая эффективность
7. Заключение

Введение

1. Описание технологического процесса

В газо-нефтяной промышленности транспорт вещества происходит посредством труб, так называемые магистральные трубопроводы. Они бывают надземные подземные, подводные и др. В нефтепроводе или газопроводе создается рабочее давление чаще всего от 0.6 до 1.2 Мпа и от 1.2 до 10 Мпа соответственно. Для создания избыточного давления проектируются компрессорные станции (КС) на расстоянии друг от друга 30-100 км.

Нефть издавна транспортировали от мест добычи к местам потребления.

Археологи установили, что за 6000 лет до н.э. на берегу Евфрата в Иди существовал древний нефтяной промысел. Добытая нефть, в частности, переправлялась вниз по Евфрату к городу Ур и применялась в строительном деле. Для перевозки нефти по реке строились специальные наливные сосуды. Грузоподъемность этих древних "танкеров" достигала 5 т.

Издавна нефть хранили и перевозили в специальных сосудах. Так, нефть с территории бывшего Тмутараканского княжества Киевской Руси (Таманский полуостров) вывозилась византийскими кораблями в амфорах. Именно таманская нефть использовалась византийцами для изготовления их грозного боевого оружия - "греческого огня".

После разорения Константинополя крестоносцами и последующего крушения Византийской империи спрос на нефть упал и тмутараканские промыслы были надолго забыты. Позднее основным поставщиком нефти стал район Баку. Перевозили ее на верблюдах или арбах в кожаных мешках (бурдюках) в различные районы - в Шемаху, Гилян и даже в Западную Европу.

Во времена царствования Бориса Годунова (1598...1605 гг.) нефть привозили в Москву из Печорских лесов с реки Ухты в бочках. Бочки различного размера длительное время служили емкостями для перевозимой нефти на трактах и на водных путях как в нашей стране, так и за рубежом.

Первая в России инструкция о правилах перевозки нефти на судах по Каспию и Волге была утверждена Петром I в 1725 г. Использовались для этих целей сухогрузы - гребные, парусные и паровые суда, на которые нефть грузилась в амфорах или бочках. Первые нефтеналивные суда, отличающиеся тем, что в их трюме размещались специальные емкости для налива нефти, появились в конце XIX века, когда на нее резко возрос спрос.

В 1873 г. братья Артемьевы приспособили под налив нефти деревянную парусную шхуну "Александр". А первым в мире металлическим нефтеналивным судном стал пароход "Зороастр", построенный в 1878 г. по русскому проекту на шведской верфи. Для обеспечения пожарной безопасности его грузовые трюмы (танки) были отделены от машинного отделения двойной перегородкой, внутрь которой заливалась вода. Пароход "Зороастр" грузоподъемностью 250 т, ходивший по Каспийскому морю, стал первым в мире танкером. В 1882 г. российскими инженерами был создан танкер "Спаситель", машинное отделение которого впервые в мировой практике было вынесено на корму - так, как это делается теперь у современных танкеров.

Строительство первого в мире нефтепровода было осуществлено с целью сбить высокие железнодорожные тарифы на перевозку нефти. Сама же идея транспортирования жидкостей по трубам не являлась новой.

Еще в пятом тысячелетии до нашей эры китайцы транспортировали воду по бамбуковым трубам на рисовые поля.

1.2 Железнодорожный транспорт

Транспортирование энергоносителей по железной дороге производится в специальных цистернах или в крытых вагонах в таре.

Конструктивно цистерна состоит из следующих основных частей (рис.1): рамы 7, ходовой части 6, ударнотяговых устройств 5, тормозного оборудования 8, котла 4, внутренней 3 и наружной 10 лестниц, устройств крепления котла к раме 11, горловины 1 и сливного прибора 9, предохранительной арматуры 2.

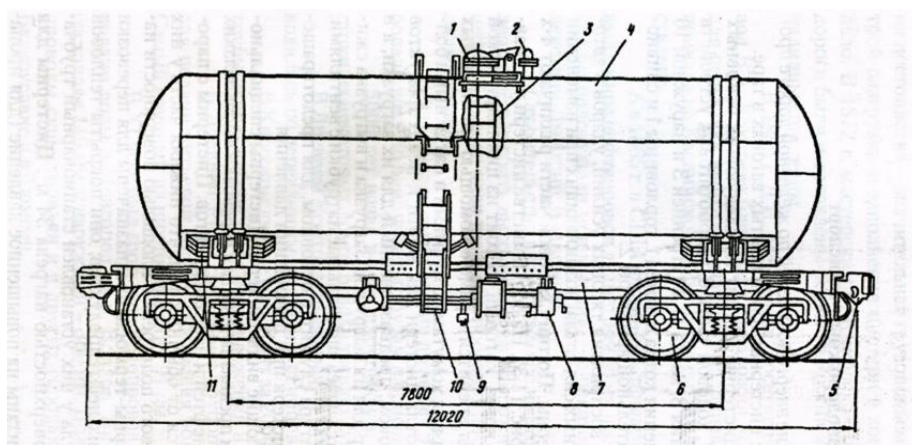


Рис.1 Цистерна для перевозки бензина и светлых нефтепродуктов (модель 15-1443): 1-горловина, 2-предохранительная арматура, 3-внутренняя лестница, 4-котел, 5-ударнотяговые устройства, 6 - ходовая часть, 7-рама, 8-тормозноеоборудование, 9-сливной прибор, 10-наружная лестница, 11-устройства крепления котла к раме.

Рама служит для восприятия тяговых усилий, ударов в автосцепку, а также инерционных сил котла, возникающих при изменении скорости движения цистерны. По типу ходовой части различают 4-х и 8-ми осные цистерны (рис.2).

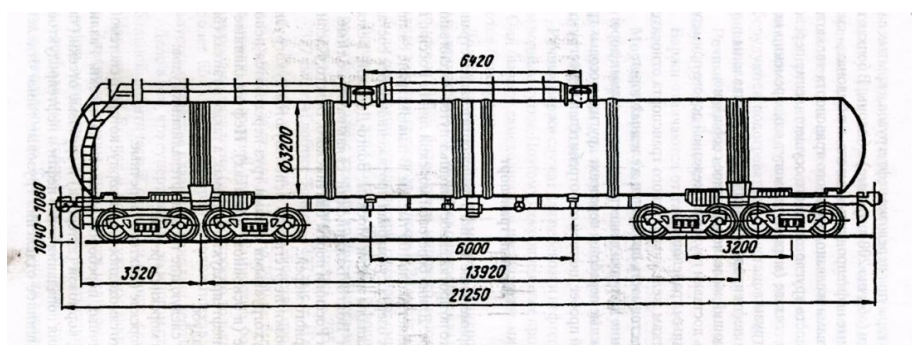


Рис.2 Восьмиосная цистерна для бензина (модель 15-1500)

На большинстве цистерн устанавливается бессекционный котел, который состоит из цилиндрической части и двух днищ. Котел крепится к раме с помощью специальных болтов, а по краям - четырьмя хомутами с муфтами и натяжными болтами. В верхней части котла цистерн для нефти и нефтепродуктов смонтирован колпак с люком, предназначенный для их загрузки, а в нижней - сливной прибор для их выгрузки. Загрузка и выгрузка сжиженных газов производится через специальные патрубки с вентилями. Предохранительная арматура служит, в основном, для предотвращения разрушения котла цистерн при повышении давления.

Различают следующие виды цистерн. *Цистерны специального назначения* в основном предназначены для перевозки высоковязких и высокопарафинистых нефтей и нефтепродуктов. *Цистерны с паровой рубашкой* отличаются от обычных тем, что нижняя часть у них снабжена системой парового подогрева с площадью поверхности нагрева около 40 м². *Цистерны-термосы* предназначены для перевозки подогретых высоковязких нефтепродуктов; они покрыты тепловой изоляцией, а внутри котла у них

установлен стационарный трубчатый подогреватель с поверхностью нагрева 34 м^2 . Цистерны для сжиженных газов рассчитаны на повышенное давление (для пропана - 2 МПа, для бутана - 8 МПа).

Объем котла современных цистерн составляет от 54 до 162 м^3 , диаметр - до 3,2 м.

В качестве тары при перевозке нефтегрузов в крытых вагонах используются бочки (обычно 200 литровые) и бидоны. В бочках транспортируются светлые нефтепродукты и масла, а в бидонах - смазки.

Достоинствами железнодорожного транспорта являются:

- 1) возможность круглогодичного осуществления перевозок;
- 2) в одном составе (маршруте) могут одновременно перевозиться различные грузы;
- 3) нефть и нефтепродукты могут быть доставлены в любой пункт страны, имеющий железнодорожное сообщение;
- 4) скорость доставки грузов по железной дороге примерно в 2 раза выше, чем речным транспортом.

К недостаткам железнодорожного транспорта относятся:

- 1) высокая стоимость прокладки железных дорог;
- 2) увеличение загрузки существующих железных дорог и как следствие - возможные перебои в перевозке других массовых грузов;
- 3) холостой пробег цистерн от потребителей нефтегрузов к их производителям.

1.3 Водный транспорт

Широкое применение водного транспорта в нашей стране предопределено тем, что по протяженности водных путей Россия занимает первое место в мире. Длина береговой морской линии России, включая острова, составляет около 100 тыс. км. В нашей стране свыше 600 крупных и средних озер, а суммарная протяженность рек составляет около 3 млн. км. Каналы имени Москвы, Волго-Донской, Беломорско-Балтийский и Волго-

Балтийский связывают водные пути Европейской части России и порты Балтийского, Белого, Каспийского, Азовского и Черного морей.

Для перевозки нефтегрузов используются сухогрузные и наливные суда. *Сухогрузными судами* груз перевозится непосредственно на палубе (в основном, в бочках). *Нефтеналивные суда* перевозят нефть и нефтепродукты в трюмах, а также в танках (баках), размещенных на палубе.

Различают следующие типы нефтеналивных судов:

- 1) танкеры морские и речные;
- 2) баржи морские (лихтеры) и речные.

Танкер - это самоходное судно, корпус которого системой продольных и поперечных переборок разделен на отсеки. Различают носовой (форпик), кормовой (ахтерпик) и грузовые отсеки (танки). Для предотвращения попадания паров нефти и нефтепродуктов в хозяйственные и машинное отделения грузовые танки отделены от носового и кормового отсеков специальными глухими отсеками (коффердамами). Для сбора продуктов испарения нефтегрузов и регулирования давления в танках на палубе танкера устроена специальная газоотводная система с дыхательными клапанами.

Все грузовые танки соединены между собой трубопроводами,, проходящими от насосного отделения по днищу танка. Кроме того, они оборудуются подогревателями, установками для вентиляции и пропаривания танков, средствами пожаротушения и др.

Речные танкеры в отличие от морских имеют относительно небольшую грузоподъемность.

Баржи отличаются от танкеров тем, что не имеют собственных насосов.

Морские баржи (лихтеры) обычно служат для перевозок нефти и нефтепродуктов когда танкеры не могут подойти непосредственно к причалам для погрузки-выгрузки. Их грузоподъемность составляет 10000 т и более.

Речные баржи служат для перевозки нефтепродуктов по внутренним водным путям. Поэтому их корпус менее прочен, чем у морских барж. Они бывают самоходными и несамоходными. Последние перемещаются буксирами.

Достоинствами водного транспорта являются:

- 1) относительная дешевизна перевозок;
- 2) неограниченная пропускная способность водных путей (особенно морских);
- 3) возможность завоза нефтепродуктов в отдаленные районы страны, не связанные железной дорогой с НПЗ.

К недостаткам водного транспорта относятся:

- 1) сезонность перевозок по речным и частично морским путям, что вызывает необходимость создавать большие запасы нефтегрузов;
- 2) медленное продвижение грузов (особенно вверх по течению рек);
- 3) невозможность полностью использовать тоннаж судов при необходимости переброски специальных нефтепродуктов в небольших количествах;
- 4) порожние рейсы судов в обратном направлении.

1.4 Автомобильный транспорт

Автотранспортом можно перевозить все типы углеводородных жидкостей. В нашей стране его применяют для транспортирования нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов.

Автомобильный транспорт используется для завоза нефтегрузов потребителям, удаленным на небольшое расстояние от источников снабжения (наливных пунктов, складов и баз). Например, автотранспортом отгружаются нефтепродукты с нефтебаз в автохозяйства, на автозаправочные станции и сельские склады горючего.

Автоперевозки нефтегрузов осуществляются в таре (нефтепродукты - в бочках, канистрах, бидонах; сжиженные углеводородные газы - в баллонах), а также в автомобильных цистернах.

Автомобильные цистерны классифицируют:

по типу базового шасси: автомобили-цистерны, полуприцепы-цистерны, прицепы-цистерны;

по виду транспортируемого продукта: для топлив, для масел, для мазутов, для битумов, для сжиженных газов;

по вместимости: малой (до 2 т); средней (2...5 т); большой (5...15т); особо большой (более 15т).

В качестве базовых шасси для автомобильных цистерн используют практически все выпускаемые промышленностью грузовые автомобили. Разделение автоцистерн по виду транспортируемого продукта обусловлено существенным различием свойств и недопустимостью даже незначительного их смешивания.

Достоинствами автомобильного транспорта нефтегрузов являются:

- 1) большая маневренность;
- 2) быстрота доставки;
- 3) возможность завоза грузов в пункты, значительноудаленные от водных путей или железной дороги;
- 4) всесезонность.

*К его недостаткам*относятся:

- 1) ограниченная вместимость цистерн;
- 2) относительно высокая стоимость перевозок;
- 3) наличие порожних обратных пробегов автоцистерн;
- 4) значительный расход топлива на собственные нужды.

1.5 Трубопроводный транспорт

В зависимости от вида транспортируемого продукта различают следующие типы узкоспециализированных трубопроводных систем: нефтепроводы, нефтепродуктопроводы, газопроводы и трубопроводы для транспортирования нетрадиционных грузов. Независимо от того, что транспортируется по трубам, все узкоспециализированные системы состоят из одних и тех же элементов (на примере нефтепровода (рис.5)):

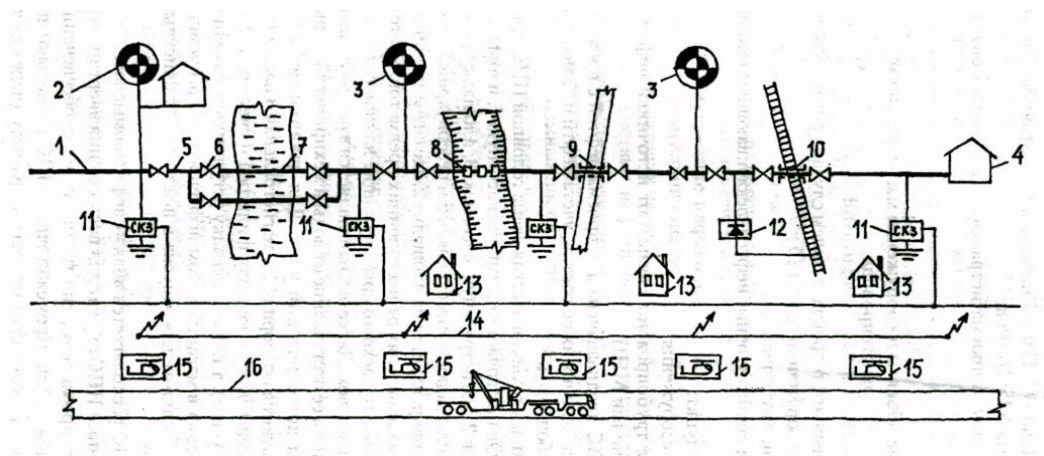


Рис. 5 Состав сооружения магистрального нефтепровода: 1 - подводящий трубопровод; 2 - головная нефтеперекачивающая станция; 3 - промежуточная нефтеперекачивающая станция; 4 - конечный пункт; 5 - линейная часть; 6 - линейная задвижка; 7 - дюкер; 8 - надземный переход; 9 - переход под автодорогой; 10 - переход под железной дорогой; 11 - станция катодной защиты; 12 - дренажная установка; 13 - доля обходчика; 14 - линия связи; 15 - вертолетная площадка; 16 - вдольтрассовая дорога подводящих трубопроводов.

Подводящие трубопроводы связывают источники нефти с головными сооружениями МНП.

головной и промежуточных перекачивающих станций;

Головная НПС предназначена для приема нефтей с промыслов, смешения или разделения их по сортам, учета нефти и ее закачки из резервуаров в трубопровод. Головная НПС располагается вблизи нефтепромыслов.

Промежуточные НПС служат для восполнения энергии, затраченной потоком на преодоление сил трения, с целью обеспечения дальнейшей перекачки нефти. Промежуточные НПС размещают по трассе трубопровода согласно гидравлическому расчету (через каждые 50... 200 км).

конечного пункта

Конечным пунктом магистрального нефтепровода обычно является нефтеперерабатывающий завод или крупная перевалочная нефтебаза.

На магистральных нефтепроводах большой протяженности организуются эксплуатационные участки длиной от 400 до 600 км. Граница

между эксплуатационными участками обязательно проходит через промежуточные НПС. Промежуточная НПС, находящаяся в начале эксплуатационного участка, является для него "головной" НПС, а промежуточная НПС, находящаяся в конце эксплуатационного участка - "конечным пунктом" для него. Состав сооружений промежуточных НПС, расположенных на концах эксплуатационного участка, отличается от обычных наличием резервуарных парков.

Таким образом, магистральный нефтепровод большой протяженности состоит как бы из нескольких последовательно соединенных нефтепроводов протяженностью не более 600 км каждый.

линейных сооружений.

К *линейным сооружениям* магистрального нефтепровода относятся:

- 1) собственно трубопровод (или линейная часть);
- 2) линейные задвижки;
- 3) средства защиты трубопровода от коррозии (станции катодной и протекторной защиты, дренажные установки);
- 4) переходы через естественные и искусственные препятствия (реки, дороги и т.п.);
- 5) линии связи;
- 6) линии электропередачи;
- 7) дома обходчиков;
- 8) вертолетные площадки;
- 9) грунтовые дороги, прокладываемые вдоль трассы трубопровода.

Собственно трубопровод - основная составляющая магистрального нефтепровода - представляет собой трубы, сваренные в "нитку", оснащенные камерами приема и пуска скребков, разделителей, диагностических приборов, а также трубопроводы-отводы.

Минимальное заглубление трубопроводов до верха трубы должно быть не менее (м):

при обычных условиях прокладки 0,8

на болотах, подлежащих осушению 1,1

в песчаных барханах 1,0

в скальных грунтах, болотистой местности при

отсутствии проезда автотранспорта и сельхозмашин 0,6

на пахотных и орошаемых землях 1,0

при пересечении каналов 1,1

Линейные задвижки устанавливаются по трассе трубопровода не реже, чем через 30 км, с учетом рельефа местности таким образом, чтобы разлив нефти в случае возможной аварии был минимальным. Кроме того, линейные задвижки размещаются на выходе из НПС и на входе в них, на обоих берегах пересекаемых трубопроводом водоемов, по обеим сторонам переходов под автомобильными и железными дорогами.

Станции катодной защиты располагаются вдоль трассы трубопровода в соответствии с расчетом. Протекторная защита применяется в местах, где отсутствуют источники электроснабжения. Дренажные установки размещаются в местах воздействия на трубопровод блуждающих токов (линии электрифицированного транспорта, линии электропередач и др.).

При переходах через водные преграды трубопроводы, как правило, заглубляются ниже уровня дна. Для предотвращения всплытия на трубопроводах монтируют чугунные или железобетонные утяжелители (пригрузы) различной конструкции. Кроме основной укладывают резервную нитку перехода того же диаметра. На пересечениях железных и крупных шоссейных дорог трубопровод укладывают в патроне (кожухе) из труб, диаметр которых не менее, чем на 200 мм больше. При пересечении естественных и искусственных препятствий применяют также надземную прокладку трубопроводов (на опорах, либо за счет собственной жесткости трубы).

Вдоль трассы трубопровода проходят линии связи, линии электропередачи, а также грунтовые дороги. Линии связи, в основном, имеют диспетчерское назначение. Это очень ответственное сооружение, т.к. обеспечивает возможность оперативного управления согласованной работой перекачивающих станций на расстоянии нескольких сот километров. Прекращение работы связи, как правило, влечет за собой остановку перекачки по трубопроводу. Линии электропередач служат для

электроснабжения перекачивающих станций, станций катодной защиты и дренажных установок. По вдольтрассовым дорогам перемещаются аварийно-восстановительные бригады, специалисты электрохимической защиты, обходчики и др.

Вертолетные площадки предназначены для посадок вертолетов, осуществляющих патрулирование трассы трубопроводов.

На расстоянии 10...20 км друг от друга вдоль трассы размещены дома обходчиков. В обязанности обходчика входит наблюдение за исправностью своего участка трубопровода.

Основными достоинствами трубопроводного транспорта являются:

- 1) возможность прокладки трубопровода в любом направлении и на любое расстояние - это кратчайший путь между начальным и конечным пунктами;
- 2) бесперебойность работы и соответственно гарантированное снабжение потребителей, независимо от погоды, времени года и суток;
- 3) наибольшая степень автоматизации;
- 4) высокая надежность и простота в эксплуатации;
- 5) разгрузка традиционных видов транспорта.

К недостаткам трубопроводного транспорта относятся:

- 1) большие первоначальные затраты на сооружение магистрального трубопровода, что делает целесообразным применение трубопроводов только при больших, стабильных грузопотоках;
- 2) определенные ограничения на количество сортов (типов, марок) энергоносителей, транспортируемых по одному трубопроводу;
- 3) "жесткость" трассы трубопровода, вследствие чего для организации снабжения энергоносителями новых потребителей нужны дополнительные капиталовложения.

В дальнейшем будем идти речь о таком виде транспорта

2. Обзор устройств ГТМ

В некоторых местах магистральный газопровод (МГ) проходит в зонах активных тектонических разломов. В таком случае предусмотрено создание системы мониторинга технического состояния газопровода. Для осуществления комплексного мониторинга технического состояния используют следующие системы: геодеформационная, система мониторинга интеллектуальных вставок (СМ ИВ), волоконно-оптическая система (ВОС).

2.1 Геодеформационная система

Предназначена для измерения смещений земной поверхности в зонах активных тектонических разломов (АТР). В систему входит группа станций геодеформационного мониторинга (СГМ), установленных в зонах АТР. Система использует глобальную спутниковую навигационную систему и данные сети референсных станций для определения смещений контролируемых пунктов. На сервере геодеформационной системы работает программное обеспечение (ПО), обеспечивающее сбор и первичную обработку данных от контролируемых пунктов, в том числе, вычисление величины и направление смещения, скорости и ускорения.

Основные задачи подсистемы геодеформационного мониторинга:

- Сбор и анализ информации о геодеформационных процессах в зонах современных активных (опасных) разломов, пересекаемых трассой МГ.
- Измерение современных аномальных геодеформационных процессов и оценка вариаций уровня напряженно-деформированного состояния контролируемых точек геологической среды во времени.
- Информационное обеспечение эксплуатирующей организации о текущем уровне современных геодеформационных процессов на контролируемой территории в реальном масштабе времени.

2.1.1 Краткое введение в основы ГНСС определений

Каждый приемник может производить измерения либо независимо от других приемников, либо синхронно с другими приемниками. В первом случае, называемом абсолютным методом, достигается точность однократного определения координат порядка 1-15 м. Такой метод подходит для навигации любых перемещающихся объектов, например, для автомобиля. Однако более высокую точность можно получить при одновременных наблюдениях спутников несколькими приемниками по фазовым измерениям. При такой методике наблюдений один из приемников

обычно располагается на исходном пункте, координаты которого точно известны (к примеру, пункты ГГС или любой местной сети); тогда положение остальных приемников можно определить относительно первого приемника с точностью несколько сантиметров. Этот метод ГНСС получил название относительного (дифференциального) метода. При относительном методе кодовые измерения являются вспомогательными для лучшего разрешения неоднозначности фазовых измерений. При дифференциальном методе, как уже отмечено выше, необходимо проводить измерения, как минимум, с двух приемников, разнесенных на местности. Причем наблюдения должны быть одновременными и одних и тех же спутников (минимум четырех). Один из этих приемников с известными координатами будет базисным по отношению к другому. Поскольку результатом обработки являются разности (сдвиг фаз, доплеровское смещение частоты), при образовании которых исключаются общие члены, свойственные сравниваемым величинам, их можно вычислить с высокой точностью. Из обработки данных с приемников получаем вектор «пункт-пункт», который является наиболее точной величиной. Этот вектор называется базовой линией. Существует много способов для получения базовой линии. Режимы измерений можно разделить на статические и кинематические. Их основное различие в точности получаемых координат и времени стояния на определяемом пункте. В статических измерениях участвующие в сеансе приемники находятся на пунктах в неподвижном состоянии. Продолжительность наблюдений составляет от 5 минут (быстрая статика) до нескольких часов и даже суток, в зависимости от расстояний между приемниками и требуемой точности. При кинематических измерениях один из приемников находится постоянно на опорном пункте (с известными координатами), а второй приемник (роверный) находится в движении. Точность кинематических измерений немного ниже, чем в статике (обычно 2-3 см на линию до 10 км) Рассмотрим подробнее режимы измерений

Статический метод измерений (Static) – этот метод можно использовать для высокоточных работ. Для его реализации необходимо не менее 45-60 мин. непрерывных измерений на пункте. Точность статических измерений будет тем выше, чем короче линия между двумя приемниками и чем больше время наблюдений. Большая длительность измерений требуется для того, чтобы иметь уверенность в разрешении неоднозначности (при обработке фазовых измерений); то есть определения целого числа циклов (волн), укладывающихся в расстоянии между спутником и приемником. Это называется периодом инициализации. При правильной организации наблюдений и грамотной обработке можно достичь даже точности первых

сантиметров и даже миллиметров. Данный метод используется с пост-обработкой Быстрая статика – является частным случаем режима статика. Достаточный промежуток времени колеблется от 5 до 20 минут и зависит от типа приёмника, длины базовой линии, числа видимых спутников и спутниковой геометрии (расположения спутников на небесной сфере). Этот режим используется для измерения коротких линий и при хороших условиях наблюдений. Из недостатков стоит отметить меньшую надежность измерений. Кинематика. Этот режим также относится к измерениям с пост-обработкой. В режиме кинематики передвижной приемник перемещают с пункта на пункт, делая на этих пунктах короткие остановки и записывая данные; либо реализуется непрерывная запись данных с определенным интервалом. В этом режиме также используются фазовые измерения от четырёх или более спутников, общих для ровера и базы, при этом достигается точность на уровне сантиметра. При кинематических измерениях расстояние между приемниками ограничивается несколькими километрами (порядка 15-20).

2.1.2 Кинематика в реальном времени (RTK).

Существенным достижением в развитии кинематических режимов явилась разработка метода, позволившего осуществлять измерения и их обработку в реальном времени, т.е. производить обработку одновременно с выполнением измерений. Такой метод получил название кинематики в реальном времени (Real Time Kinematics - RTK). Сущность метода сводится к тому, что между базой и ровером организуется канал передачи данных, по которому ровер получает всю необходимую информацию от базового приемника, чтобы совместно ее обработать с результатами своих фазовых измерений и определить свои координаты с ошибкой порядка нескольких сантиметров непосредственно во время измерений. При этом нет необходимости в постобработке. Для успешной работы в режиме RTK необходимо соблюдать следующие условия:

- наличие двух приемников ГНСС: базового и передвижного, оснащенных приемопередающими устройствами;
- необходимо чтобы эти приемники одновременно и непрерывно отслеживали сигналы минимум от 5 общих спутников по двум частотам;
- необходимо организовать надежный канал для доставки поправок RTK от базовой станции к подвижному приемнику (например, по каналу GSM или радиоканалу).

Все современное спутниковое ГНСС оборудование позволяет достигать точностей порядка $3\text{мм} + 0.5\text{ppm}$ в плане и $6\text{мм} + 0.5\text{ppm}$ по высоте в любое время дня и ночи. ppm - является фактором примерно соответствующим 1 мм на км длины базовой линии, но учитывающим условия измерений: состояния ионосферы, тропосферы, геометрии видимых спутников и многолучевости. Учитывая, что уровень точности, характерный для наиболее отработанных дифференциальных методов, удастся повысить более чем в 100 раз в сравнении с абсолютным методом, применительно к решению большинства геодезических задач основная роль отводится дифференциальным методам, а абсолютные определения тех или иных искомых величин выполняют лишь вспомогательные функции. Таким образом, для выполнения любых геодезических и целого ряда других видов работ, связанных с определением местоположения и навигационных параметров (скорость, ускорение, время) необходимо использовать дифференциальные методы спутниковых определений.

2.1.3. Построение сетей базовых станций. Одной из основных задач, решаемых с помощью спутниковой геодезической аппаратуры, является создание и реконструкция сетей мониторинга за деформациями. В этом случае важным является вопрос выбора пунктов государственной геодезической сети, от которых будет осуществляться привязка опорной геодезической сети. Как показывают исследования, в качестве основы для опорной сети следует выбирать пункты государственной геодезической сети более высокого класса, расположенные на удалении 5-15 км от района работ. Сеть базовых станций необходимо устанавливать на территории, где данные одиночной базовой станции не могут предоставить необходимую точность. Таким образом, если протяженность территории более 50 км, то необходимо устанавливать дополнительные базовые станции. Кроме того, сетевое решение является наиболее качественным и надежным из существующих методов ГНСС позиционирования. Наиболее удачной сетью является такая, которая включает все определяемые пункты внутри каркасной сети. На

рисунке 12 представлена схема идеальной сети

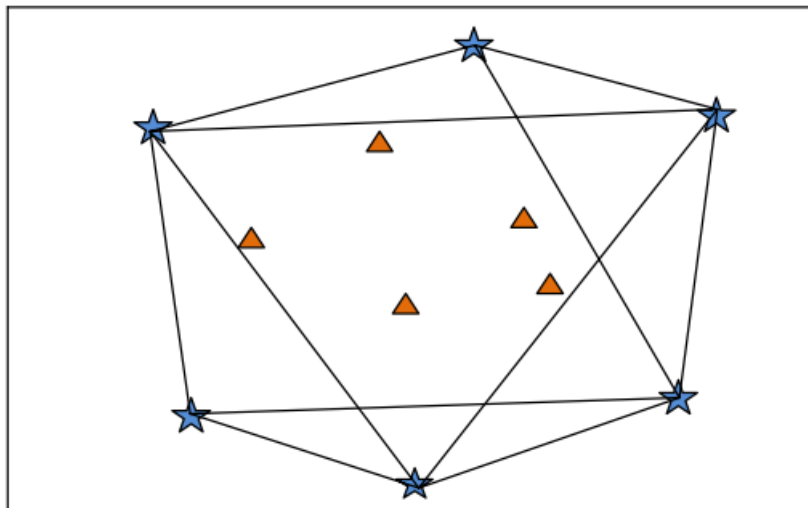
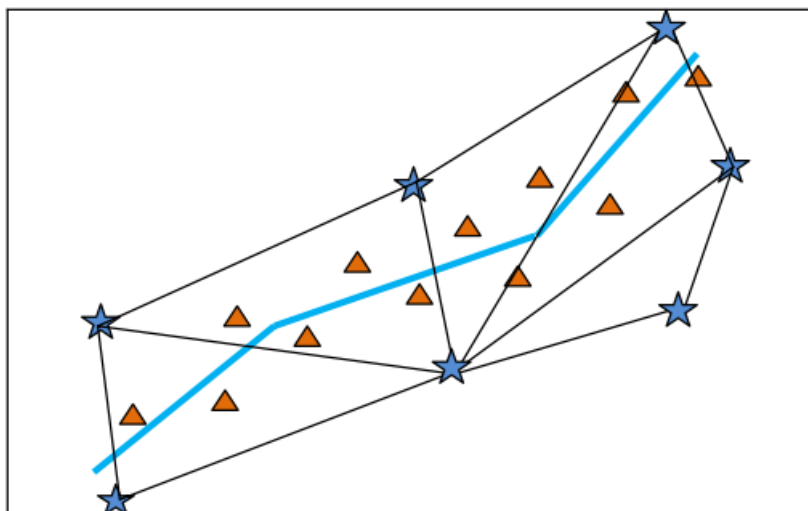


Рис. 12 Построение сети геодеформационного мониторинга площадного объекта Синие звездочки – пункты опорной сети, оранжевые треугольники – определяемые пункты На рис. 12 количество пунктов каркасной сети (синие звездочки) является избыточным, что позволяет проводить независимое уравнивание, а также исключить один из пунктов, если будет установлено его неприемлемое смещение. Кроме того, необходимо помнить, что не только базовая линия (расстояние между двумя базовыми станциями) не может быть более 50 км, но и расстояние от определяемого пункта до базовой станции также не должно превышать 50 км При проектировании сети мониторинга для линейного объекта принцип остается тот же: количество базовых станций каркасной сети должно обеспечивать необходимую точность проекта. На рисунке 13 представлена схема для мониторинга протяженного объекта (трубопровода)



2.1.4. Общая схема построения системы геодеформационного мониторинга

Построение системы геодеформационного мониторинга,

основанной на спутниковых определениях, во многом зависит от условий эксплуатации и требований проекта. Обычно такая система состоит из 2-х частей: каркасная сеть опорных пунктов и сеть определяемых (подвижных) пунктов. Каждый пункт оснащается набором аппаратуры, позволяющей с высокой точностью и дискретностью (от 1Гц и выше) определять координаты пункта. В связи с особенностью ГНСС определений для получения качественных координат данная аппаратура должна быть двухчастотной (L1/L2), двухсистемной (GPS/ГЛОНАСС), геодезического класса. Для установки на постоянно действующих станциях рекомендуется использовать разделенное решение приемника и антенны, поскольку моноблочное решение менее защищенное.



Данные ГНСС станций должны непрерывно передаваться в режиме реального времени на диспетчерский пункт, при этом частота мгновенного решения определяется требуемым интервалом анализа данных. Так, например, для анализа смещений за час необходимо получать данные со всех станций сети с частотой не менее 1 раза в секунду. Кроме того, в связи с проведением работ в сейсмоопасных районах рекомендуется при выборе точек объектного мониторинга использовать станции сейсмологического мониторинга. При этом будет осуществляться многосторонний независимый контроль смещения пунктов, что повысит надежность получения данных. Поскольку сама труба при движении газа колеблется и вызывает помехи, станция должна быть на некотором (оптимальном) удалении. Определение величины этого удаления является одной из задач проектирования. Станции соединяются с центром сбора данных (центром обработки данных ЦОД)

современной сетью связи, обладающей достаточной пропускной способностью. Средства и тип связи также определяется условиями использования и требованиями проекта. Поступающая информация от отдельных станций обрабатывается в близреальном времени в ЦОД. Обработка включает в себя:

1. автоматическое уравнивание каркасной сети, определение абсолютных координат пунктов;
2. автоматическое определение смещений определяемых пунктов, направление смещений, скорости и ускорения смещения;
3. автоматический анализ критичности смещений.

При обработке данных необходимо использовать специализированное программное обеспечение, позволяющее производить оценку полученных данных, выдавать численные и графические отчеты. Это необходимо для осуществления визуального контроля критичности смещений на определяемых пунктах. В случае достаточно сильных смещений система автоматизированной обработки должна выдавать необходимую и согласованную информацию на пульт диспетчера. Система оповещения может иметь функцию отправки сообщений на мобильный телефон или электронную почту.

2.1.5. Аппаратурное оснащение станции мониторинга

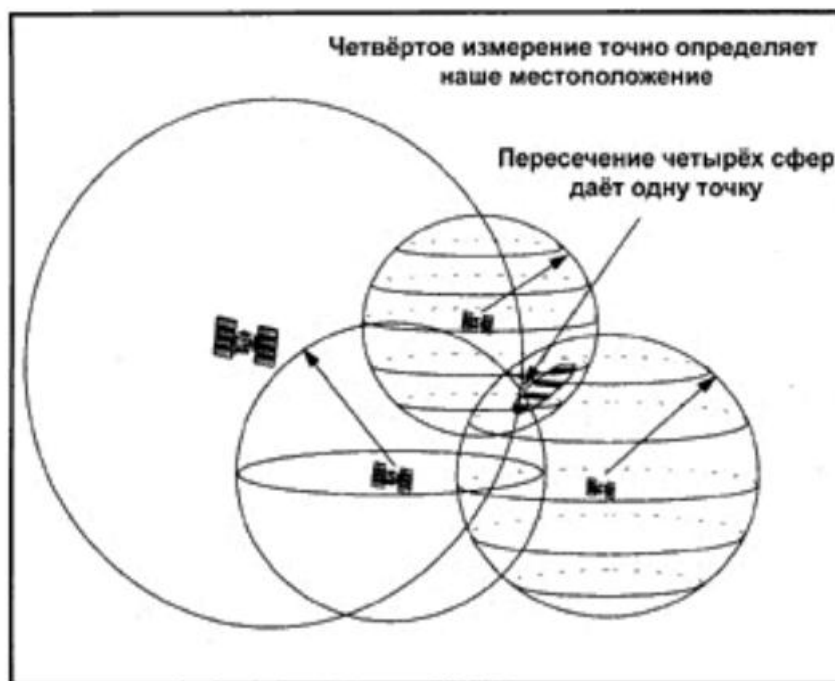
Станция каркасной сети должна включать следующую аппаратуру: - аппаратура приема сигналов ГЛОНАСС, GPS - L1, L2; Galileo - L1, E5a, E5b; Compass - B1, B2, B3 (антенна); - аппаратура обработки данных сигналов (приемник); - аппаратура организации канала связи (в зависимости от требований проекта радио или GSM модем); - аппаратура управления приемником (в зависимости от требований проекта удаленное управление или полевой КПК). На станции каркасной сети должно быть организовано бесперебойное питание приемника, антенны и средства связи. Также должна быть организована система грозозащиты, защита от скачков напряжения, несанкционированного доступа к информации или управлению приемником. Надежность закрепления фазового центра антенны имеет решающее значение для стабильной и долговременной работы всей сети постоянно действующих базовых станций созданной в регионе. В связи с особенностями функционирования спутниковых систем, используемых при определении местоположения необходимо устанавливать антенну следующим образом: - место установки должно иметь открытый просмотр неба; - место установки не может располагаться под какими-либо

электрическими проводами или вблизи вышки электростанции; - место установки не может быть расположено вблизи водной глади или около здания; - место установки антенны должно быть свободно от затеняющих небосвод предметов и конструкций временного расположения (краны, контейнеры); - высота установки антенны должна превышать рост оператора, для того чтобы исключить человеческий фактор; - установочные крепления должны быть жестко зафиксированы; - антенна должна иметь защитный колпак, чтоб предотвратить накопление мусора и наледи, препятствующей прохождению сигналов. Антенный кабель следует прокладывать таким образом, чтобы он не был натянут. Проще всего это обеспечивается укладкой кабеля петлей возле антенны при прикреплении кабеля к стойке. Если кабель не прокладывается по кабельному каналу, следует принять меры по его фиксации с тем, чтобы он двигался и не перетирался. Особое внимание следует обратить на места изгиба и ввода в здание.

3.4.1. Принцип определения координат при помощи ГНСС

Принцип определения координат пункта наблюдения на земной поверхности в глобальной системе позиционирования заключается в одновременном измерении расстояния до нескольких навигационных спутников (не менее трех) с известными параметрами их орбит на заданный момент времени, и вычисление по измеренным расстояниям своих координат с учетом различных поправок. Координаты пункта получаются посредством их расчета по расстояниям до навигационного космического аппарата (НКА). Из-за наличия в значениях измеряемых расстояний до спутников существенных по величине систематических ошибок, определяемые длины линий получили название псевдодальностей. Измеренным дальностям соответствуют сферические поверхности положения (см. рис. 16). Из минимум трех поверхностей положения определяются координаты точки их пересечения, где и находится приемник. По сути – это геометрическая пространственная засечка.

Разумеется, определение координат спутниковыми методами – очень



сложный процесс.

Псевдодальности рассчитываются по временным задержкам T_i сигнала по трассе « i -й НКА - приемник» и известной скорости распространения радиоволн c :

$$D_i = c * T_i \quad (3.1)$$

Временные задержки T_i измеряются в результате сопоставления принятых псевдослучайных кодов и генерируемых в приемнике копий этих кодов с учетом априори известных моментов излучения сигналов НКА. При этом могут использоваться также соответствующие измерения разностей фаз несущих частот. Проводится компенсация тропосферных и ионосферных ошибок. Тропосферная поправка может, в частности, рассчитываться посредством соотношения

$$\delta DTr_i = 8,8 \cos ec E_i,$$

где E_i – угол возвышения i -го НКА. Применение такой поправки позволяет примерно на порядок уменьшить остаточную ошибку. В двухчастотной аппаратуре компенсация ошибок псевдодальностей (ПД), обусловленных особенностями распространения сигналов в ионосфере, проводится посредством учета того факта, что ошибки определения ПД в этом случае обратно пропорционально квадрату несущей частоты:

$$\delta D = k / f_2^2,$$

где k - некий коэффициент пропорциональности, не зависящий от частоты f . Тогда для получения наилучшей оценки ПД используется соотношение:

$$D = \frac{D_1 - D_2}{1 - \gamma},$$

(3.2) где $\gamma = (f_2/f_1)^2$, f_1 и f_2 – частоты соответственно сигналы диапазонов L_1 и L_2 ; D_1 и D_2 – псевдодальности, определенные по сигналам на частотах L_1 и L_2 соответственно. Необходимо при этом отметить, что после такой операции примерно втрое возрастает уровень случайных ошибок, обусловленных, например, шумами и помехами. Определенные таким образом псевдодальности D_{iu} могут быть записаны в виде:

$$D_{iu} = \sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2 + (z - z_i)^2} + c * T' + \delta D_i,$$

(3.3) где X, Y, Z – прямоугольные координаты определяющегося объекта, на котором размещена навигационная аппаратура в геоцентрической системе координат; X_i, Y_i, Z_i – такие же координаты i -го НКА (определяются в системе координат системы из навигационного сообщения); корень представляет собой истинное удаление потребителя от НКА, - расхождение шкал времени НКА и потребителя; учитывая, что все НКА синхронизированы между собой, значение будет одинаковым для всех D_{iu} ; c – скорость распространения радиоволн; - погрешности определения псевдодальностей, $i=1,2,...,N$ и N -число НКА, по сигналам которых определены ПД. Для решения задачи определения места коррекции и временной шкалы образуется система уравнений, неизвестными которой являются три координаты X, Y, Z и ошибка шкалы времени потребителя, проявляющаяся при априорном определении момента излучения сигнала НКА:

$$D_{iu} = \dots \quad (3.4)$$

Учитывая, что неизвестных оказывается 4, необходимо иметь не менее 4-х определений ПД относительно 4-х НКА. Обычно в поле видимости потребителя, оказывается, от 5 до 8 НКА. В современной аппаратуре обычно решается переопределенная система уравнений (4), число которых больше 4-х. При этом используется итеративный метод взвешенных наименьших квадратов, когда ищется решение на основе использования соотношения: где (3.5) $\begin{bmatrix} X & Y & Z \end{bmatrix}$, $\begin{bmatrix} T \end{bmatrix}$, - оценка. Матрица образуется частными производными; RD – ковариационная матрица шумов измерений или весовая матрица, используемая для обработки неравноточных измерений. Составляющие скорости потребителя $\begin{bmatrix} \dot{x} & \dot{y} & \dot{z} \end{bmatrix}$, $\begin{bmatrix} \dot{t} \end{bmatrix}$, определяются решением аналогичных

нелинейных уравнений для псевдоскоростей по приращениям фаз несущих частот сигналов НКА, вызываемых движением определяющегося объекта и НКА. Найденные в ходе навигационных определений прямоугольные геоцентрические координаты X, Y, Z должны быть преобразованы в координаты, обычно используемые потребителем при выполнении своих специфических задач (координаты относительно референц-эллипсоида, плоские координаты точек в специфической проекции и т.д.). Такими координатами могут быть геодезические координаты B – широта, L – долгота, H – высота над уровнем эллипсоида (СК-42, СК-95, или WGS-84) для воздушных и морских судов или координаты в проекции Гаусса-Крюгера для наземных объектов. Связь координат X, Y, Z с B, L, H осуществляется посредством соотношений $X=(N+H)\cos B\cos L$, $Y=(N+H)\cos B\sin L$ (3.6) $Z=[(1-e^2)N+H]\sin B$, где $N=a(1-e^2\sin^2 B)^{-1/2}$, $e^2=2\alpha-\alpha^2$, (3.7) a – большая полуось, α – сжатие эллипсоида. Поэтому, чтобы известным X, Y, Z найти B, L, H необходимо решить систему нелинейных уравнений (6). После нахождения B, L, H становится также известной матрица перехода из геоцентрической системы координат в прямоугольную горизонтальную, что позволяет осуществить преобразования составляющих скорости движения подвижного объекта. Для каждой системы координат существуют свои определенные значения используемых параметров.

3.1 Волоконно-оптическая система геотехнического мониторинга (ВОС-ГТМ).

Предназначена для измерения следующих параметров в зонах пересечения АТР и участков с сейсмичностью свыше восьми баллов:

- температура вмещающего трубопровод грунта;
- деформация вмещающего трубопровод грунта;
- смещение оси трубопровода на участках АТР.

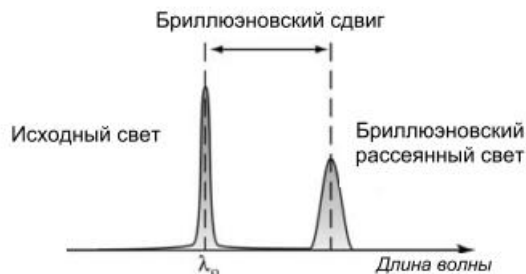
Измерения проводятся при помощи методов рефлектометрии вынужденного Бриллюеновского рассеяния в протяженных волоконно-оптических датчиков, расставленных вдоль трубопровода с определенным шагом, соответствующим разрешающей способности.

3.2 Рассмотрим работу данной системы на примере установки DITEST.

Среди всех процессов рассеяния, возникающих при прохождении световой волны через оптическое волокно, вынужденное рассеяние Мандельштама-Бриллюэна (ВРМБ) может идеально подходить для измерения температуры и механических деформаций. В действительности, частотные характеристики ВРМБ зависят от температуры и деформаций (напряжений), и поэтому могут использоваться для проведения измерений. Процесс ВРМБ возникает в результате взаимодействия между проходящим светом и присутствующими в среде прохождения акустическими волнами, возбужденными тепловыми колебаниями решетки. Это взаимодействие приводит к возникновению рассеянных волн (волн, движущихся в обратном направлении), испытывающих доплеровский сдвиг по частоте вследствие самой природы движения акустических волн. Доплеровский сдвиг по частоте, называемый также бриллюэновским сдвигом частоты ν_B , напрямую связан со скоростью акустических волн в кремниевой среде и определяется формулой:

$$\nu_B = 2n V_a / \lambda_0$$

где n – показатель преломления кремния, V_a - скорость акустической волны, λ_0 - длина акустической волны. При длине волны 1,55 микрон бриллюэновский сдвиг составляет 10-11 ГГц, в зависимости от типа



оптического волокна.

Рисунок: спектральное представление проходящего света и образуемого рассеянного света в результате бриллюэновского рассеяния. Поскольку акустическая скорость строго зависит от температуры и механических деформаций, положение бриллюэновского рассеянного света, то есть бриллюэновского сдвига частоты, также зависит от температуры и механических деформаций. Эта зависимость является линейной и может быть выражена следующим образом:

В случае изменения только температуры:

$\nu_B(T) = \text{Coef1} * T + \text{Coef0}$ где $\text{Coef1} = 0,93 \text{ МГц/}^\circ\text{C}$ и $\text{Coef0} = 10,8 \text{ ГГц}$ (типичные значения для стандартных волокон ITU-G652).

В случае изменения только механических деформаций:

$\nu_B(\varepsilon) = \text{Coef1} * \varepsilon + \text{Coef0}$ где $\text{Coef1} = 505,5 \text{ МГц} / \%$ и $\text{Coef0} = 10,7 \text{ ГГц}$ (типичные значения для стандартных волокон ITU-G652).

Как следствие, при измерении бриллюэновского сдвига частоты мы имеем возможность измерить локальную температуру и механические деформации, с условием, что нам известны калибровочные коэффициенты Coef1 и Coef0 для имеющегося оптического волокна. Измерения распределения температуры и механических деформаций возможны с использованием временного анализа, сходного с радиолокационным анализом. В волоконно-оптический датчик запускается оптический импульс, и вернувшийся рассеянный свет записывается как функция времени. Зная скорость света в оптическом волокне, можно перевести время в расстояние и произвести точную локализацию. Ширина оптического импульса определяет пространственное разрешение измерения, так как информация, собранная в данный момент, соответствует взаимодействию, произошедшему на расстоянии, которое определяется длиной оптического волокна, которое успел пройти импульс света. Например, оптический импульс 10 нс имеет пространственное разрешение 1 метр, что означает, что событие, произошедшее вдоль расстояния менее 1 метра, может быть обнаружено, но не может быть точно измерено. Помимо этого, температура и механические деформации, являющиеся приблизительно постоянными на расстоянии большем, чем пространственное разрешение, могут измеряться с наилучшей точностью. Система DITEST STA-R отображает обработку оптического сигнала, которая обеспечивает улучшенные тестовые показатели в отношении времени измерения, динамического диапазона и расстояний. Методика получения информации основана на последовательной регистрации бриллюэновских взаимодействий на различных характерных частотах. Сначала составляется полная частотная характеристика оптического волокна как функция расстояния, а затем производится расчет локального бриллюэновского сдвига частоты с учетом максимального бриллюэновского взаимодействия в каждой точке оптического волокна, как показано на рисунке:

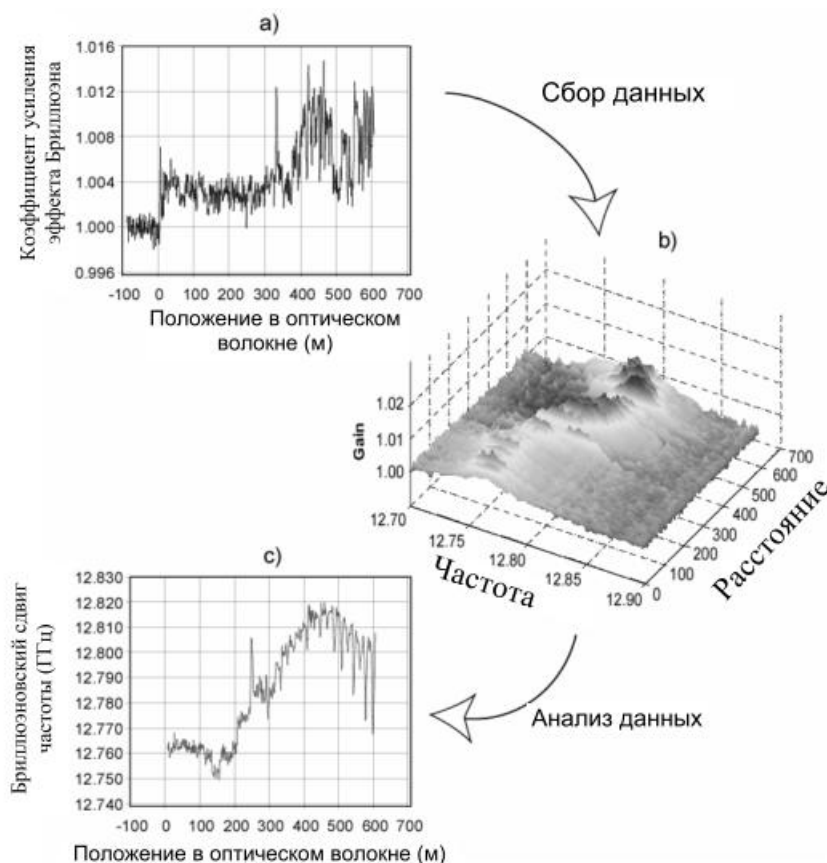


Рисунок: Процесс сбора и обработки данных DiTeSt.

а) Бриллюэновский рассеянный свет регистрируется как временная функция (относительно расстояния) для заданной частоты (подобные процессы сбора в данном документе именуются «отслеживание»). В интенсивности отслеживания бриллюэновское взаимодействие проявляется как усиление относительно профиля отслеживания, зарегистрированного на частоте, выходящей за диапазон бриллюэновской частоты. Сбор данных производится несколько раз на различных частотах, покрывающих весь частотный диапазон, занимаемым в данном оптическом волокне рассеянным светом.

б) После этого составляется трехмерная матрица. Матрица содержит частотные характеристики бриллюэновского сдвига частот в каждой точке измерения оптического волокна.

в) Расчет положения максимума частотной характеристики определяет локальный сдвиг бриллюэновский частоты. Значения локальной температуры и/или механических деформаций могут вычисляться с помощью калибровочных коэффициентов $Coef1$ и $Coef0$ Волоконно-оптические кабели в системе DITEST STA-R используются одномодовые волокна с рабочей длиной волны 1.5 мкм. Оптические волокна должны вносить затухание не

более 0.25 дБ/км (для обеспечения наилучшей работы) и должны быть встроены без деформаций в прочный кабель (идеально подходят телекоммуникационные волоконно-оптические кабели со свободной укладкой волокон в трубке и стандартным припуском по длине). Возможен также мониторинг с помощью оптического волокна с более высоким затуханием, однако при этом может уменьшиться дальность работы. Наличие сварочных соединений негативно сказывается на качестве измерений, поскольку каждое такое соединение сопряжено с дополнительными потерями и является потенциальным источником обратного отражения, которое может вносить помехи в измерение. При проведении чувствительных измерений для обеспечения наилучшей работы оборудования во всем диапазоне необходимо минимизировать количество таких соединений.

- Конфигурация «Петля» Обычно используется данная конфигурация.



Один датчик (участок кабеля) имеет два оптических волокна. Одно отвечает за подачу оптического сигнала по кабелю к блоку заделки волокна, а другое – за возврат оптического сигнала из блока соединения волокна к прибору. Тем самым образуется петля. Оба волокна свариваются или соединяются, и место соединения, как правило, защищается с помощью завершающей или соединительной коробки.

- Конфигурация с зеркалом на торце

Данное соединение, как правило, используется при невозможности применения второго волокна для формирования петли. В данном случае все оптические сигналы пускаются через один конец волокна. Зеркало должно крепиться к дальнему торцу волокна так, чтобы опрашиваемый сигнал отражался на дальнем торце и мог взаимодействовать с распространяющимся в прямом направлении сигналом накачки.



Волокно с зеркальным покрытием на торце поставляется в качестве дополнительной принадлежности. В зависимости от области использования предусмотрены различные корпуса. Для получения более подробной информации обратитесь в компанию «Omnisens».

3 Описание решения задачи и визуализация ВОС в SCADA

На данный момент в крупных компаниях, например Газпром, используется оптика конфигураций петля. Преимущества данной конфигурацией перед конфигурацией «зеркало на торце» в том, что нет больших задержек во времени что не очень хорошо отражается на «правдивость» данных сигнала. Недостаток – это меньшее расстояние прокладки в сравнение со вторым (25 км вместо 50 км), так как кабель огибает трубу петель. Поэтому в дальнейшем будет использоваться «петля».

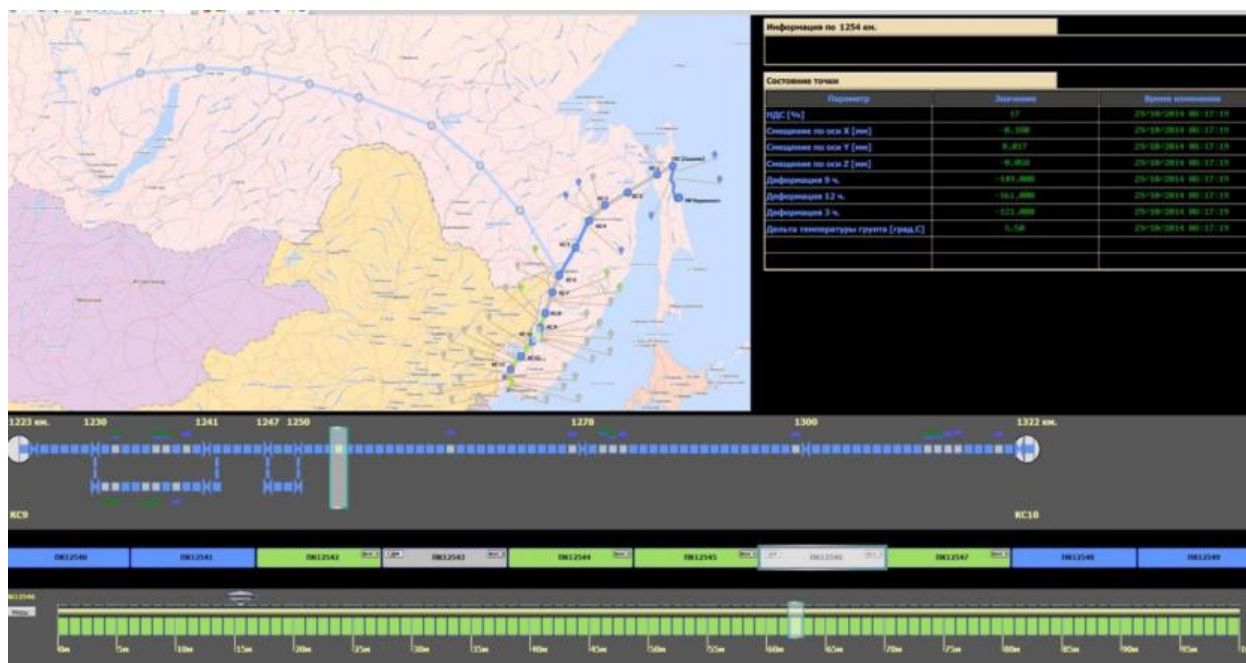
Вдоль газопровода на расстоянии около 2-х метров от оси укладывается оптика для связи с оборудованием (управление кранами, датчиками). Для этого приходится данный кабель фиксировать в отдельный короб и укладывать в траншею. Суть модернизации – обеспечить «линию связи» через ВОС, что позволит сократить стоимостные издержки на покупку оборудования. Система будет работать с небольшой задержкой по времени что ни как не должно сказаться на правильную работу и ВОС и других частей на МГ.

3.1 Разработка SCADA систем

Для слежения за данными с датчиков разрабатывается система в программном пакете WinCC, и будет выполнять следующие функции:

- Выбор места залегания МГ
- Сбор данных в БД
- Обзор точечного места нахождения датчиков

Скриншот работоспособности программы представлены на рисунке ниже (Рис.12).



Для реализации модернизации системы, опишем сам алгоритм обработки и сбора данных на физическом уровне. При эксплуатации Системы данные о возможных смещениях оси участков газопровода в районах АТР будут поступать в базу данных от подсистемы ВОС ГТМ. Структура данных, их объем и частота обновления определяют компьютерные методы обработки поступающих данных наблюдений. Предлагаемый алгоритм можно представить в виде трёх модулей:

- модуль 1– вычисление кривизны оси участка газопровода;
- модуль 2–вычисление напряжений в сечениях участка газопровода;
- модуль 3–сравнение действующих напряжений с допускаемыми.

Модуль 1.

Поступающие от ВОС ГТМ данные о смещениях точек оси участка газопровода определяют использование численных методов оценки кривизны оси. Определение кривизны оси связано с вычислением второй производной функции прогибов. Для вычисления второй производной через равноотстоящие узлы и определения кривизны оси участка газопровода предлагается использовать трёхточечный шаблон. Предлагаемый подход позволяет обойти ограничения, при определении кривизны оси участка газопровода, а также автоматизировать процесс вычислений напряжений по приближённой методике.

Модуль 2.

Кольцевые напряжения определяются только внутренним давлением и находятся по формуле (26) Методики [2]. Продольные фибровые (в крайних точках сечения трубопровода в плоскости результирующего изгиба) напряжения в зависимости от результирующей кривизны оси в данном сечении газопровода, внутреннего давления и температуры определяются по выражениям (28), (29) и (30) Методики [2].

Модуль 3.

В соответствии со СНиП 2.05.06-85* расчётное сопротивление по условию деформативности определяется по формуле (2).

Сформулированные условия проверяются для обоих (максимальных и минимальных фибровых) напряжений

Во-первых, эти условия учтены в процессе проектирования магистрального газопровода, когда осевые напряжения определяются с учётом коэффициента запаса по давлению. Во-вторых, в процессе мониторинга осевые напряжения будут определяться по действующим давлениям и, следовательно, коэффициент запаса по давлению будет учтен дважды. В-третьих, в процессе мониторинга устойчивость участков газопровода не проверяется. В-четвертых, возможны ситуации, когда на участке газопровода могут действовать сжимающие (отрицательные) осевые напряжения.

Поскольку целью приближённого расчёта напряжений является определение приоритетов, а не абсолютных значений напряжений, то может складываться следующая ситуация. Приоритеты определяются как наибольшие относительные напряжения в процентах для каждого участка в зоне АТР и предназначены для выстраивания очереди участков на уточненный расчет напряжений. Если для приоритетов принять уставку, например, в 90 %, то на уточненный расчет напряжений будут посланы в первую очередь участки, на которых действуют возможно и не очень значительные сжимающие осевые напряжения. В это же время в процессе эксплуатации МГ в районах АТР возможны смещения точек оси участков газопровода. Соответствующие деформации трубопровода могут привести к появлению значительных напряжений. Однако, Система не будет обладать информацией об уровне продольных фибровых напряжений до тех пор, пока эти относительные напряжения не превзойдут уровень в 100%. Учитывая, что при достижении предполагаемого уровня продольных напряжений в 90

% на некотором участке для него должен быть проведен уточненный расчет напряжений, появляется , по крайней мере, 10-и % « мертвая информационная зона». Одновременно, на АРМ диспетчера будет поступать информация о НДС совершенно другого участка, состояние которого может быть вполне удовлетворительным. Соотношения, необходимые для контроля достоверности вычислений. Если для некоторых участков отношение наибольших напряжений к расчетным допускаемым (в процентах) превосходит 90 %, то принимается решение на повторный уточняющий расчет НДС на этих участках. Описание связей между частями и операциями алгоритма В алгоритме можно выделить три модуля:

- определение кривизны оси участка газопровода по данным о смещениях оси, поступающих от подсистем мониторинга;
- приближенное определение напряжений на всех участках с АТР;
- сравнение наибольших для каждого участка напряжений с расчетными допускаемыми.

Выходные данные представляют собой массив наибольших для всех точек каждого участка относительных напряжений в процентах. Процедура предназначена для определения наибольших относительных напряжений на каждом из участков с АТР. Данная процедура необходима для установления приоритетов, в соответствии с которыми устанавливается очередь на уточненный расчёт НДС участков газопровода в районе АТР.

Для соединения двух видов связи в одну будет реализован метод отправки пакетов данных с приоритетом.

Скриншот программы представлен ниже

Заключение

В результате выполненной работы была разработана система автоматизированного управления ГТМ. Системы автоматизации ВОС, диспетчерского контроля и управления были спроектированы на базе промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7-300 и программного SCADA-пакета WinCC. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных были разработаны и проверены алгоритмы расчета НДС.

Таким образом, спроектированная САУ ДНС не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиями. Кроме того, SCADA-пакет, который используется на всех уровнях автоматизации, позволяет заказчику сократить затраты на обучение персонала и эксплуатацию и постройку систем.

