

УДК 519.673

## ЛОКАЛИЗАЦИЯ УТЕЧЕК В НЕФТЕПРОВОДАХ ПО ДАННЫМ МОНИТОРИНГА В РЕАЛЬНОМ МАСШТАБЕ ВРЕМЕНИ

Шилько С.В.<sup>1</sup>, Кузьминский Ю.Г.<sup>1</sup>, Гусев О.К.<sup>2</sup>, Воробей Р.И.<sup>2</sup>,  
Тявловский К.Л.<sup>2</sup>, Свистун А.И.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Институт механики металлополимерных систем НАН Беларуси, Гомель, Беларусь

<sup>2</sup>Белорусский национальный технический университет, Минск, Беларусь

В настоящее время стоимость нефти в автоцистерне с объемом 20 м<sup>3</sup> достигает 10000 USD с тенденцией увеличения в будущем, что является мотивом ее несанкционированного отбора из магистральных трубопроводов. Объем утечек такого рода обычно находится в пределах погрешности суточного баланса (0,04 %), а расчетные объемы отборов не могут быть вычтены из указанного баланса из-за отсутствия юридических основ. По понятным причинам, такие несанкционированные действия характеризуются кратковременностью, малой амплитудой и нестационарностью, обусловленной маскирующими действиями правонарушителей в виде максимального снижения скорости отбора и имитации естественных колебаний давления. К сожалению, технических средств предотвращения несанкционированных отборов нефти пока не существует, а расчетная локализация мест отбора в реальном времени путем использования фиксированного алгоритма волнового метода затруднена [1].

Технологический процесс трубопроводного транспорта нефти характеризуется высокой энергоемкостью, частыми изменениями состояния основного оборудования, требующими оперативного управления параметрами энергоэффективности. Следовательно, актуальна оценка состояния оборудования в реальном масштабе времени, включая прогнозирование гидродинамических и энергетических параметров. Оперативность особенно важна для противодействия несанкционированному доступу к трубопроводу для хищения нефти. Локализация мест утечек снижает потери нефти и дает оценку объема таких потерь. Представляется, что интеграция средств мониторинга [2] (в основном, датчиков давления), математических моделей гидродинамических процессов и соответствующих программных продуктов, а также автоматизированных информационных систем в виде баз данных позволяет реализовать наиболее эффективные методы локализации утечек, в число которых входят контроль баланса скоростей течения, объемов и потребления энергии, высокоточная регистрация возникающих ударных волн с определением места и причин возникновения.

Таким образом, для обоснования мероприятий по повышению энергоэффективности целесообразно предоставить оперативному персоналу

программно-аппаратные средства контроля состояния технологического оборудования (диаметров трубопроводов) и динамики распространения ударных волн в реальном масштабе времени. Разрабатываемые средства должны пройти верификацию с оценкой информативности. Поскольку сопоставление результатов мониторинга и показателей технического состояния оборудования часто затруднительно, целесообразна качественная оценка устойчивости и информативности этих программных продуктов специалистами.

Основные задачи предлагаемой разработки:

- расчет в реальном масштабе времени фактических значений амплитуд ударных волн давления при несанкционированном доступе и коэффициента гашения амплитуд ударных волн в процессе их распространении по трубопроводу при постоянных конструктивных параметрах и показателях качества нефти;

- локализация места несанкционированного доступа;

- расчет потерь нефти при несанкционированном доступе.

Расстояние до места отбора  $x$ , находящегося между точками замеров  $x_1$  и  $x_2$ , определяется по волновому методу из уравнения, полученного на основании формулы Жуковского для гашения амплитуды волны в трубопроводе

$$\Delta p_1 \cdot k_{gash}^{x_1-x} = \Delta p_2 \cdot k_{gash}^{x-x_2},$$

где  $\Delta p_1$  и  $\Delta p_2$  – амплитуды скачков давления в точках замеров,  $k_{gash}$  – коэффициент гашения из формулы Жуковского

$$k_{gash} = e^{-k_p \frac{i}{c}}$$

Гидравлический уклон в преобладающей в магистральных нефтепроводах зоне гладкого трения определяется по обобщенной формуле Лейбенсона

$$i = 0,0247 \cdot \frac{q^{2-0,25} v^{0,25}}{d^{5-0,25}}$$

или формуле Альтшуля.

В этих формулах  $\Delta p$  – амплитуды скачков давления,  $q$  – объемная скорость исходного стационарного течения,  $d$  – внутренний диаметр трубопровода с учетом парафиновых отложений,  $v$  – кинематическая вязкость нефти,  $Re$  – число Рейнольдса,  $k$  – относительная шероховатость труб.

До начала отбора расходные объемы скоростей потоков по показаниям расходомеров на выходе подающей и входе принимающей станций незначительно. Отбор приводит к увеличению дисбаланса за счет роста расхода на выходе первой и падении расхода на приеме второй станции. Этот дисбаланс остается заметным во время всего отбора.

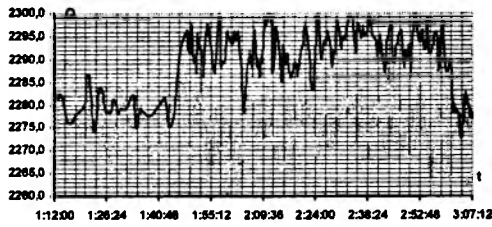


Рисунок 1 – Пример изменений расхода

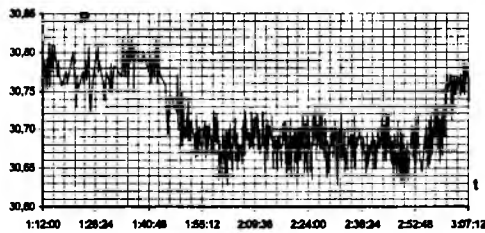


Рисунок 2 – Пример устойчивого скачка давления

Таблица 1 Определение отбора по давлениям  $x_p$  и скорости потока  $x_v$

| 25.12.12 5:19 |        |        |        |        | Результат |
|---------------|--------|--------|--------|--------|-----------|
| №             | 1      | 2      | 3      | 4      |           |
| $\Delta p_1$  | -18,3  | 0,037  | 0,029  | -2,7   | 48,8      |
| $\Delta p_2$  | 2367,1 | 34,662 | 22,439 | 2368,7 | 0,827     |
| $\Delta p_3$  | 2378,4 | 34,617 | 22,419 | 2381,4 | 16,8      |
| $\Delta p_4$  | 0,84   | 0,19   | 0,23   | 0,64   | 18,0      |
| $\Delta p_5$  | 1,28   | 0,27   | 0,35   | 1,28   | 34,80     |
| $\Delta p_6$  | 1,34   | 0,29   | 0,37   | 1,34   | 34,80     |
| $\Delta p_7$  | 2,40   | 0,57   | 0,43   | 2,40   | 12,0      |

|                  |        |        |        |        |
|------------------|--------|--------|--------|--------|
| 36076,04         | 2347,4 | 34,474 | 22,362 | 2345,9 |
| 36076,11         | 2380,3 | 34,812 | 22,512 | 2377,0 |
| $\Delta p$       |        | 125    | 121    |        |
| $\Delta p_{max}$ |        |        |        | 1,2    |

| $E_p$                   | $E_v$            | $\alpha_p$       |
|-------------------------|------------------|------------------|
| 1,38E+05                | 2,7E+11          | 0,12E+03         |
| 25                      | 850              | 1,1              |
| $\Delta p$              | $\Delta p_{max}$ | $\Delta p_{min}$ |
| 1                       | 871              | 18               |
| $\Delta p$              | 0,867            | 0,033            |
| $\Delta p$              | $\Delta p$       | $\Delta p$       |
| 15                      | 867,3            | 15,8             |
| $d$                     | $b$              | $\rho_p$         |
| 120                     | 0                | 3,6              |
| $c$                     | $i$              | $Q$              |
| 100                     | 4,186E-03        | 2367,8           |
| $\Delta p$              | 0,06239          | Дисбаланс        |
| Альтиметр               | 4,187E-03        | 4,0              |
| Поправочный коэффициент |                  | 4,25             |

Из таблицы видно, что:

- скачок давления на станции 120 км  $\Delta p_2 \approx 0,3$  бара находится в пределах, которые регистрируются АСУТП, в отличие от станции в начале дистанции (0 км), скачок на которой  $\Delta p_1 \approx 0,05$  бара не регистрируется;
- скачки расхода нефти на обеих станциях находятся в пределах регистрации изменений  $\approx 20$  м<sup>3</sup>/час, что является следствием различных значений поправочного коэффициента для связи волн давления и скорости;
- поправочные коэффициенты для волн давления 4,2 и скорости 4,5 достаточно близки.
- Анализ фоновых колебаний давлений в трубопроводах РУП «Гомельтранснефть Дружба» выявил следующие факты:
  - частота колебаний давлений на стационарной части значительно превосходит частоту колебаний на линейной части трубопроводов (на рисунке 4 приведены частоты колебаний давлений на НПС и трассе);

– интервал амплитуд колебаний  $0,02 < \Delta p < 0,05$  бар;

– скачки давления при отборе на значительном расстоянии от места отбора  $\Delta p > 0,05$  бар.

Идентификация эквивалентного диаметра трубопровода между контрольными точками на трассе влияет на точность вычисления гидравлического уклона и впоследствии на определение места отбора [3]. Существенное влияние на идентификацию диаметров оказывают геодезические высоты точек замера давления. При идентификации необходимо учитывать дросселирование на принимающей станции.

В таблице приведены оценки вариаций влияющих параметров, приводящих к смещению расчетного места отбора на 0,5 км при протяженности отрезка между контрольными точками 35 км.

Таблица 2 Оценки вариаций параметров, вызывающие погрешность определения локализации отбора 0,5 км

| Параметр                         | Изменение |
|----------------------------------|-----------|
| Высота в одной контрольной точке | 8 м       |
| Отдельное осредненное давление   | 0,01 бар  |

Локализация мест отбора нефти согласно нормативным документам по трубопроводному транспорту должна базироваться на комбинации таймерных и волновых методов. Полноценная реализация таймерных методов требует значительных вложений. Волновой метод локализации допускает три подхода – контроль амплитуд скачков давления, контроль скачков объемного расхода нефти и контроль скорости изменения давлений.

Современные датчики давлений и ультразвуковые расходомеры обеспечивают необходимую точность, поскольку важны не абсолютные значения параметров, а их изменения. Применение известных зависимостей Жуковского для распространения волн в трубопроводах потребовало введения поправочных коэффициентов, учитывающих как направление распространения ударной волны, так и причину ее возникновения.

Так как алгоритм определения интервала времени для осреднения давлений пока не разработан, при маскируемых отборах нефти необходимо применение экспертных оценок и более сложного математического аппарата. Неспециализированные системы контроля параметров трассы не препятствуют применению волнового способа локализации отборов. Сертифицированная точность измерения трассовых давлений достаточна для применения волнового способа.

1. Кузьминский Ю.Г. Опыт применения волнового метода локализации отборов нефти // Материалы 6 МНТК «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта». – Новополоцк. – 2007. – С. 155–157.
2. Шилько С.В., Кузьминский Ю.Г. Роль мониторинга технического состояния маги-

стральных нефтепроводов в системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций // Журнал УО ГИИ МЧС РБ «Чрезвычайные ситуации: образов. и наука». – 2006. – Т. 1, № 1. – С. 8–12.

3. Кузьминский Ю.Г., Шилько С.В., Вьон В.И. Идентификация модели переходных процессов течения нефти в магистральных трубопроводах (реальный масштаб времени) // Материалы. Технологии. Инструменты. – 2006. – Т. 11, № 2. – С. 15–21.

УДК 621:53.08

## КОНСТРУКЦИИ КОНДУКТОМЕТРИЧЕСКИХ ДАТЧИКОВ ПРИБОРОВ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ЖИДКИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СРЕД

Шилько С.В.<sup>1</sup>, Кузьминский Ю.Г.<sup>1</sup>, Гусев О.К.<sup>2</sup>, Воробей Р.И.<sup>2</sup>, Тявловский К.Л.<sup>2</sup>, Колтунович Т.Н.<sup>3</sup>, Шумский А.Э.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт механики металлополимерных систем НАН Беларуси, Гомель, Беларусь

<sup>2</sup>Белорусский Национальный технический университет, Минск, Беларусь

<sup>3</sup>Люблинский технический университет, Люблин, Польша

В производственных процессах, использующих жидкие технологические среды необходимы методы определения их параметров в режиме реального времени, когда измерительные преобразователи находятся в различных участках трубопроводов на значительном удалении от систем сбора и обработки информации, в условиях расположения измерительных преобразователей в местах непригодных для длительного нахождения человека. В разные моменты времени по одним и тем же узлам системы, состоящей из сети трубопроводов и накопительных емкостей, перекачиваются растворы различных типов с заранее неопределёнными параметрами типа раствора, концентрации, температуры. При этом проведение операций контроля параметров жидких сред с требуемой погрешностью измерений невозможно без использования интеллектуальных измерительных преобразователей, самостоятельно принимающих решения о режиме и диапазоне измерений, способе компенсации погрешности от совокупности внешних факторов, характерных для выбранного режима измерения. Одной из задач при проектировании таких измерительных преобразователей является проектирование чувствительных элементов, обеспечивающих контроль нескольких параметров при использовании одного измерительного информационного канала [1].

В настоящее время существует ряд методов, позволяющих измерять отдельные параметры жидких сред в условиях определённости состояния технологической системы и самого измерительного прибора. Их применение в сложных пространственно распределённых технологических системах возможно при использовании дополнительных измерительных преобразователей, что ограничивает возможности диагностики состояния технологической системы в режиме реального времени и уменьшает надёжность определения диагностируемого состояния.

Физическая модель взаимодействия объекта измерений и датчика может быть представлена двумя основными элементами: основного

объема раствора сильного электролита, характеристики которого не зависят от присутствия первичного преобразователя концентрации, и двойного электрического слоя, образующегося на границе раздела металл-электролит [2].

Поляризационные емкости, в зависимости от типа раствора и конструкции электродов, составляют десятки и сотни микрофард. Их наличие исключает возможность измерения электрической проводимости или концентрации раствора на постоянном токе и вносит систематическую погрешность в результаты измерений на переменном токе. Обычно, вследствие сложности учета зависимости поляризационных емкостей от состава раствора, температуры, параметров возбуждения ячейки и т.д. поправка на эту погрешность не вносится, а принимаются конструктивные меры для снижения поляризационной составляющей проводимости раствора. Однако поляризационные емкости и управляемый напряжением источник тока модели участвуют в формировании потенциодинамических процессов и по виду и параметрам начального участка потенциодинамической ВАХ [3] позволяют определять тип раствора, омывающего электроды датчика. При этом, методическая погрешность измерений концентрации растворов электролитов устраняется введением в процедуру измерений операции идентификации типа раствора.

Можно выделить два основных источника методической погрешности при взаимодействии чувствительного элемента датчика концентрации растворов электролитов с объектом измерения:

1) Образование двойного дипольного слоя на границе раздела металл-электролит (поляризация электродов), что приводит к уменьшению напряженности электрического поля между электродами и, соответственно, силы тока, протекающего через кондуктометрическую ячейку;

2) Сопротивление подводящих проводов и разъемов, которое по порядку величины может соответствовать сопротивлению раствора между