

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ И.М.ГУБКИНА

УДК 622.692.4.0.1:539.4

На правах рукописи

УШИН Николай Васильевич

**ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ И
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ МОРСКИХ
НЕФТЕГАЗОВЫХ СООРУЖЕНИЙ**

Специальность 25.00.18 - Технология освоения морских месторождений
полезных ископаемых (технические науки)



АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Москва-2005

Работа выполнена на кафедре автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина.

Научный руководитель: доктор технических наук, доцент
Литвин Игорь Евгеньевич

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Короленок Анатолий Михайлович
кандидат технических наук
Грудницкий Геннадий Васильевич

Ведущее предприятие: ДООО «Оргэнергогаз» ОАО «Газпром»

Защита состоится 29 июня 2005г. в «11» часов в аудитории 1801 на заседании диссертационного совета Д 212.200.11 в Российском государственном университете нефти и газа им. И.М. Губкина по адресу: 119991, Москва, ГСП-1, Ленинский проспект, 65.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Российского государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина.

Автореферат разослан «27» мая 2005 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,
доктор технических наук, доцент



И.Е. Литвин

2006-4
8097

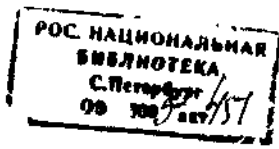
2153139

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Современный этап развития нефтегазовой отрасли в России характеризуется, с одной стороны, становлением морской отрасли нефтегазодобычи, а с другой - возрастающими требованиями обеспечения надежности транспорта нефти и газа. Самыми важными с точки зрения надежности при эксплуатации морских нефтегазовых сооружений являются технологические трубопроводные системы для объектов добычи углеводородов, нагнетательных установок, распределительных станций и т.п. Так на долю «сухопутных» технологических трубопроводов приходится ~ 50% всех зарегистрированных отказов, несмотря на значительно меньшую их протяженность по сравнению с магистральными трубопроводами. Последнее объясняется сложностью конфигурации технологических трубопроводных систем, жесткими условиями эксплуатации, затруднениями при проведении обслуживания и ремонта, отсутствием достоверных критериев оценки прочности и т.д. Освоение месторождений Каспия, Балтийского, Азовского и Черного морей, шельфов Сахалина и Охотского моря потребовало пересмотра многих сложившихся представлений об обеспечении прочности и долговечности морских инженерных сооружений. Основными особенностями эксплуатации морских промысловых и технологических трубопроводов являются:

- высокая коррозия стали трубопроводов морских сооружений, особенно в зонах, смачиваемых морской водой;
- дополнительные динамические нагрузки на системы трубопроводов, обусловленные многочастотными гидродинамическими пульсациями и гидравлическими ударами при сборе и транспорте углеводородов;
- требования полного исключения аварий трубопроводных систем из-за возможного экологического ущерба окружающей среде и огромных затрат на ликвидацию аварии.

Из изложенного следует, что задача оценки прочности морских промысловых и технологических трубопроводов современна и актуальна.



Цели и задачи работы. Основной целью работы является исследование прочности промысловых и технологических трубопроводов для прогнозирования срока их эксплуатации. Поставленная цель достигается путем последовательного решения следующих задач:

- разработки методик математического моделирования для исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов в статической постановке с учетом возможных дефектов в трубе;
- проведения экспериментальных работ по техническому диагностированию технологических трубопроводных систем с целью выявления типовых дефектов в процессе эксплуатации;
- обоснования критерия прочности технологического трубопровода и методики прогнозирования остаточного ресурса эксплуатации конструкции;
- оценки возможности применения труб из перспективных полимерных и композитных материалов;
- разработки программных комплексов исследования акустических колебаний газа или жидкости в трубопроводе и механических колебаний трубы;
- разработки технических мероприятий по подавлению нежелательных динамических эксплуатационных режимов трубопроводов.

Общая методика исследований. Работа является экспериментально-теоретической. Экспериментальные подходы доминировали при технической диагностике трубопроводов и выборе критериальных оценок прочностной работоспособности. Математическое моделирование базировалось на методе конечных элементов (МКЭ); для критериальных оценок использовались вероятностно-статистические методы теории надежности.

На защиту выносятся следующие положения:

- предложенный подход для комплексного диагностического сопровождения промысловых и технологических трубопроводных систем;
- полученный и обоснованный критерий прочности технологических трубопроводов;

- критерий «рассогласования» резонансных режимов при динамическом нагружении трубопроводов за счет газогидродинамических процессов рабочего тела и других возмущений;
- установленные закономерности поведения коэффициентов концентрации в дефектах трубопроводных систем из типовых трубных сталей.

Научная новизна. Основными научными результатами, полученными в работе, являются:

1. Предложенный экспериментально-теоретический подход для исследования концентрации напряжений в трубопроводных системах с дефектами, основанный на техническом диагностировании трубы прямыми измерениями и последующим конечно-элементном анализе напряжений с обязательным учетом упруго-пластических свойств трубной стали.
2. Впервые установленная универсальная регрессионная модель расчетного напряжения в вершине коррозионного дефекта в зависимости от базовых геометрических параметров дефекта (глубины, ширины и длины) для имеющегося диапазона типоразмеров трубопроводов. Установленный эффект снижения уровня коэффициентов концентрации напряжений в трубопроводных системах с поверхностными дефектами в 1,2-1,5 раза в случае учета реальных диаграмм деформирования трубной стали.
3. Теоретически обоснованный и экспериментально подтвержденный факт подавления процессов трещинообразования для трубопроводов при применении низколегированных сталей с пределом текучести 380-430 МПа и коэффициентом интенсиности напряжений $60-150 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{1/2}$ в стандартных условиях.
4. Предложенная вероятностная оценка для рассогласования частот собственных колебаний транспортируемого газа (нефти) и трубы, исходя из нежелательности динамических нагрузок на трубопроводные системы с амплитудой виброскоростей более 10 мм/с.

Практическая значимость работы заключается в решении задач, позволяющих:

- оперативно исследовать концентрацию напряжений в технологическом трубопроводе в выявленных техническим диагностированием дефектах, при отклонениях от проектных параметров трубопроводной обвязки и т.п.;
- оценивать прочность технологических трубопроводов;
- давагь рекомендации по ремонту отдельных элементов трубопроводных обвязок;
- разрабатывать технические мероприятия по повышению работоспособности технологических трубопроводов (снижению уровня действующих нагрузочных факторов, использованию полимерных труб и демпферов, конструктивному оформлению трубопроводной системы и т.п.).

5. **Реализация результатов работы.** Основные результаты в виде разработанных методических подходов непосредственно внедрены в практику проектирования и эксплуатации технологических трубопроводов сухопутных и морских нефтегазотранспортных сооружений; использованы при разработке отраслевых нормативных документов ОАО «Газпром» (Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. ВРД 39-1.10-006-2000* – М.:ИРЦ Газпром, 2002 Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов. ВРД -39-1.10-069-2002 – М : ИРЦ Газпром, 2003;) внедрены на газораспределительных и компрессорных станциях ООО «Мострансгаз», а также в ОАО «Сахалинморнефтегаз» и на месторождениях Черного моря.

Апробация результатов работы. Отдельные результаты работы докладывались на международной деловой встрече «Диагностика-2003», научно-технической конференции «Социально-экономические проблемы развития региона», Ижевск, 2002; III Всероссийской конференции «Информация, инновации, инвестиции», Пермь, 2003; XXII Российской школе по проблемам науки и технологии. Миасс, 2003.

Публикации. По теме диссертации выпущена 1 монография в издательстве «Недра», опубликовано 8 научно-технических статей и тезисов конференций, 2 отраслевых руководящих документа.

Объем работы. Диссертация состоит из введения, 3 глав и выводов. Содержит 102 страницы машинописного текста, включая 8 таблиц и 22 иллюстрации.

Во **введении** приводится характеристика работы в целом, а также излагается краткое содержание её глав.

В **первой главе** изложено состояние решаемой проблемы. Отмечено, что континентальный шельф России содержит в своих недрах огромные, пока трудно оцениваемые, запасы нефти и газа. Богатейшие шельфовые запасы углеводородного сырья объективно обуславливают интенсивное развитие морской нефтегазодобывающей отрасли, что и происходит в настоящее время. Поэтому научно-техническая проблема обеспечения прочности и ресурса трубопроводных систем морских нефтегазовых сооружений в силу своей значимости требует разработки новых расчетно-экспериментальных подходов для исследования рассматриваемых систем. При этом целесообразно максимально использовать накопленные знания по проектированию, строительству и эксплуатации «сухопутных» трубопроводных систем, а также опыт по разработке месторождений Каспийского и Азовского морей.

Самыми сложными, с точки зрения условий эксплуатации и конструктивных особенностей, являются технологические трубопроводы как морских нефтегазовых сооружений, так и береговых. Несмотря на значительно меньшую протяженность по сравнению с магистральными трубопроводами (более чем на порядок), на технологические трубопроводы приходится более половины всех зарегистрированных отказов, аварийных ситуаций и внеплановых остановок. Анализ статистических данных показывает, что более 75% внеплановых остановок компрессорных цехов на «сухопутных» газовых магистралях связано с технологическими трубопроводами. Последнее объясняется сложностью конструктивного оформления рассматриваемых трубопроводных систем, тяжелыми условиями эксплуатации (постоянные динамические режимы), отсутствием резервирования данного вида оборудования и

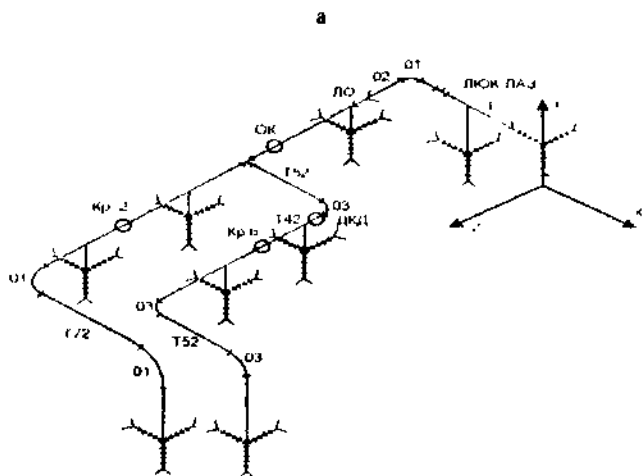
т.п. Существенной особенностью морских сооружений является то, что в трубопроводных системах реализуются различные динамические режимы при транспортировке углеводородов. Так, практически все действующие системы сбора углеводородов на морских месторождениях предусматривают использование однотрубной системы. Транспортировка двух и более различных фаз в потоке приводит, как правило, к возникновению пульсаций давления потока, образованию пробок и возникновению гидравлических ударов при их прорыве и т.п., то есть к существенным динамическим нагрузкам. С другой стороны, в условиях морской нефтегазодобычи в силу ограниченности размеров платформы сложно использовать известные аппараты (депульсаторы, акустические поглотители и т.п.) для снижения и подавления динамических процессов в трубопроводах. Для морских нефтегазовых сооружений требования к надежности еще более ужесточаются в силу недопустимости отказов из-за возможного нанесения экологического ущерба окружающей среде.

Для критериальных оценок прочности промысловых и технологических трубопроводных систем и последующей оценки их ресурса, необходимо прежде всего знать уровень эксплуатационных напряжений и деформаций, развивающихся в трубах. Степень достоверности определения картины напряженно-деформированного состояния (НДС), в конечном итоге, устанавливает точность и всех последующих оценок, так как предельные значения характеристик трубных сталей определены нормативной документацией. Кроме того, необходимо назначить оперативную систему диагностического обследования технологических трубопроводных систем, позволяющую определять в процессе эксплуатации текущее состояние и прогнозировать остаточный ресурс, принимать технические решения по ремонту труб и т.п.

В качестве метода исследования НДС технологических трубопроводов в работе обосновано использование численного метода – метода конечных элементов (МКЭ), который получил наибольшее распространение в мировой практике для решения различных задач. Так как исследуемые конструкции представляются собой сложные пространственные трубопроводные обвязки, а решение краевых задач прочности

требует задания сложных граничных условий: кинематических, нелинейных с трением (в опорах), физически нелинейных (учет пластичности), динамических возмущений и т.п., то разработка единого универсального программного комплекса вряд ли целесообразна. Потому для решения типовых задач по исследованию НДС технологических трубопроводов использован пакет «ANSYS» версии 8.0, с помощью которого осуществляется моделирование технологических трубопроводов в стержневой, либо оболочечной постановках задачи с возможностью задания всех внешних силовых факторов (давления, температуры, веса труб), а также нелинейных граничных условий (кинематических, нелинейных опор с трением, динамических возмущений). Оценка НДС в самой общей постановке задачи трубопровода с учетом упруго-пластических свойств трубной стали и наличия различного рода дефектов (коррозионных повреждений, трещины и т.п.), как показано в работе, делает ее исключительно громоздкой. Поэтому предложен подход, заключающийся в том, что на основе решения задачи первого этапа при использовании стержневых или оболочечных элементов для пространственной трубопроводной системы устанавливаются участки, где уровень эксплуатационных напряжений максимален, либо расположены дефектные зоны, установленные в процессе технической диагностики труб. Для детального оперативного анализа таких участков разработана малая специализированная программа NDSY на основе МКЭ для решения задач теории упругости и пластичности в трехмерной постановке (рис. 1). При этом интересующий фрагмент трубопровода «вырезается» из общей системы, а моделирование осуществляется заданием поля перемещений по результатам расчета на первом этапе. Подход позволяет практически без допущений детально исследовать участки, ответственные за прочность всей трубопроводной системы, и установить закономерности поведения, например, коэффициентов концентрации напряжений в дефектах труб.

Существующий положительный опыт разработки методик диагностирования технологических трубопроводов «сухопутных» компрессорных и газораспределительных станций, подземных хранилищ и т.п. (труб, отводов, запорной



б

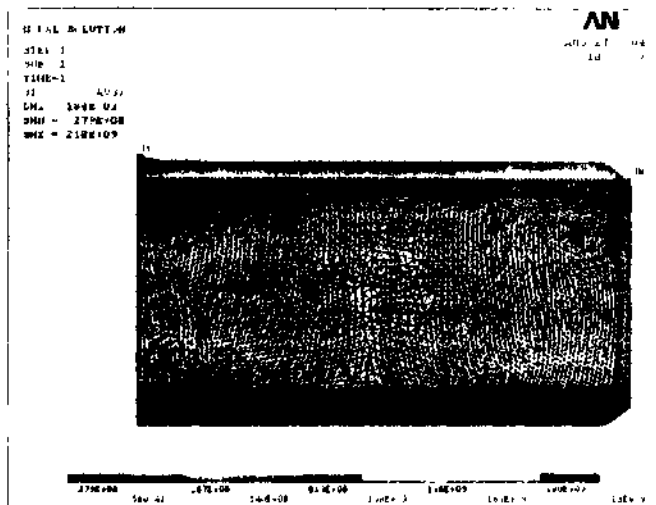


Рис. 3 Модели трубопроводной системы
 а) пространственная конструкция,
 б) моделирование внешнего коррозионного дефекта

арматуры, тройников, обратных клапанов) позволяет предусмотреть следующие обязательные процедуры:

- геодезических измерений;
- измерений напряжений, деформаций и виброскоростей.

Окончательный анализ системы проводится расчетами трубопроводной системы МКЭ с разработкой технических решений по дальнейшей эксплуатации. Геодезическое определение реального положения трубопроводной системы проводится классическими методами. Для прямых измерений напряжений в контрольных зонах использованы методы тензометрирования и магнитно-шумовой, а контроль состояния металла и наличия дефектов проводятся ультразвуковыми, вихретоковыми и магнитными методами.

Вторая глава содержит исследования концентрации напряжений в дефектах промышленных и технологических трубопроводов и оценку прочности конструкций. Обобщение и анализ результатов по технологическим трубопроводным системам, находящимся длительное время в эксплуатации, показывает, что их отказы, в основном, обусловлены:

- существенным изменением пространственного положения трубопроводов и, как следствие, повышенной вибрацией, то есть значительным отклонением статических и динамических нагрузок от проектного уровня;
- дефектами изготовления и монтажа трубопроводов, коррозионными и другими повреждениями труб в процессе эксплуатации;
- динамическими нагрузками, присущими морским системам нефтегазодобычи.

Исследования показали, что высокие уровни эксплуатационных напряжений, приводящие к нарушению целостности сварных стыков и превышению допустимых напряжений в металле труб, могут возникать за счет отклонения высотного положения трубопроводной системы от проектного уровня. В качестве критериев степени отклонения высотного положения при диагностическом обслуживании технологических трубопроводов необходимо задавать максимальный наклон

(отношение перепада высот на концах прямолинейных участков к длине участков) и стрелу прогиба (отношение разности полусуммы высот двух крайних точек и высоты средней точки к расстоянию между точками) Превышение наперед заданных значений по этим критериями может означать исчерпание проектного уровня запаса несущей способности. В процессе эксплуатации критерии, как правило, превышаются при разрушениях ряда опор, просадках и т.п. Изменение проектного положения опор в процессе эксплуатации и наличие других неучтенных факторов при проектировании трубопроводов необходимо вводить в расчеты по МКЭ заданием соответствующих граничных условий при решении задачи.

Отдельной важной задачей является определение коэффициентов концентрации напряжений в дефектах трубопроводных систем Поэтому автором были исследованы коэффициенты концентрации в поверхностных коррозионных дефектах трубопроводов, а также коэффициенты интенсивности напряжений в дефектах типа трещин Исследования проведены с использованием программного комплекса МКЭ. В качестве материала трубной стали рассматривались низколегированные стали 17Г1С, 17ГС, Ст 20, Х60, имеющие предел пластичности после упругого участка σ_1 в диапазоне 380-430 МПа при уровне деформаций 0,2%, а далее гладкую кривую упрочнения на диаграмме «напряжение-деформация».

При исследованиях максимальные эквивалентные напряжения на опасном участке трубопровода (зона коррозионного дефекта) представляются в виде формулы:

$$\sigma_{\text{экв}} = \psi(b, L, t, \delta/D, P), \quad (1)$$

где b, L, t – геометрические характеристики дефекта: ширина, длина, глубина;

δ/D – относительная толщина трубопровода (δ - толщина стенки,

D - диаметр трубы);

P – нагрузка.

Для проведения исследований используется технология параметрического моделирования на основе базовых геометрических примитивов В этом случае при варьировании параметров трубы и дефекта автоматически меняется твердотельная и конечно-элементная модели Граничные условия автоматически прикладываются к новой модели объекта В силу симметрии в расчетах использовалась половина (вдоль

продольного сечения) конструкции трубы с дефектом, как показано на рис. 2, с наложением соответствующих граничных условий.

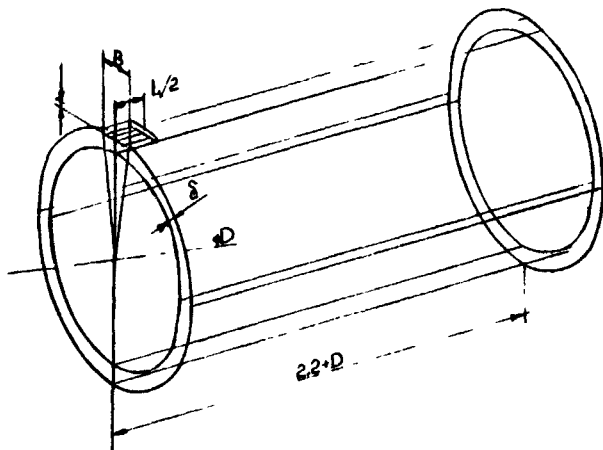


Рис. 2. Геометрические параметры исследуемой конструкции трубы с дефектом.

В качестве эквивалентного напряжения принимается либо первое главное напряжение, либо интенсивность напряжений $\sigma_{\text{экв}} = \sigma_{\text{инт}}$. Варьируя параметры b , L , t , δ/D , проводятся расчеты НДС и вычисляется значение $\sigma_{\text{инт}}$ в вершине дефекта. Далее проводится обработка результатов расчета методом наименьших квадратов совместно с множественным регрессионным анализом. В результате модель по выражению (1) записывается в виде кубического полинома:

$$\overline{\sigma_{\text{инт}}} = (a_0 + a_1(B_n/D) + a_2(B_n/D)^2 + a_3(B_n/D)^3 + a_4(L_n/D) + a_5(L_n/D)^2 + a_6(L_n/D)^3 + a_7(t/D) + a_8(t/D)^2 + a_9(t/D)^3 + a_{10}(\delta/D) + a_{11}(\delta/D)^2 + a_{12}(\delta/D)^3) / P, \quad (2)$$

где $\overline{\sigma_{\text{инт}}}$ - безразмерный комплекс напряжения;

a_0, a_1, \dots, a_{12} - коэффициенты регрессионной модели.

Для вычисления коэффициентов статистической модели (2) проведено 625 экспериментов на параметрической модели. Конечнo-элементная модель имела от 60000 до 100000 узлов. Коэффициент корреляции модели r^2 установлен как

0,939, что говорит о высокой степени достоверности модели. Переход от безразмерного комплекса напряжений к размерному осуществляется по выражению:

$$\sigma_{\text{инт}} = P \times D \times \overline{\sigma_{\text{инт}}} \quad (3)$$

Критерий прочности трубопровода принимается в виде:

$$\sigma_{\text{эжв}} \cdot f_{\sigma} \leq [\sigma], \quad (4)$$

где $[\sigma]$ – предел прочности или пластичности стали;

f_{σ} – коэффициент безопасности по напряжениям (в диапазоне 1,4-1,52 при статическом нагружении).

Другой подход для оценки прочности конструкции с трещинообразными дефектами состоит в использовании критерия линейной механики разрушения (для трещин нормального отрыва и хрупкого разрушения):

$$K_I < K_{Ic}, \quad (5)$$

где K_{Ic} – критический коэффициент интенсивности напряжений или вязкость разрушения (экспериментальная нормативная величина трубной стали).

Коэффициент интенсивности напряжений K_I , как и эквивалентное напряжение по выражению (4), является расчетной величиной, которая определяется моделированием трубопровода с дефектом с использованием разработанного программного комплекса. Экспериментальные данные свидетельствуют о факте вязкого разрушения даже на трубопроводах, подверженных стресс-коррозии. С другой стороны, для изготовления технологических трубопроводов используют низколегированные стали с пределом текучести 380-430МПа и вязкостью разрушения в пределах 60-150МПа · м^{1/2}, что является гарантией их трещиностойкости. При таких предельных механических характеристиках коэффициент интенсивности напряжений превышает свое критическое значение по выражению (5), когда длина трещины более 100 мм.

Для трубопроводов морских нефтегазовых сооружений существует повышенная опасность стресс-коррозионного разрушения, основными причинами которого являются переменные нагрузки и уровень напряженного состояния в грубе. При этом существует значение уровня напряжений, ниже которого трещины не развиваются и

не срашиваются. Однако единого подхода для формулировки понятия порогового напряжения при стресс-коррозии пока не существует.

Исходя из феноменологического подхода, используемого в работе, на практике можно использовать модель поэтапного коррозионного растрескивания. На первом этапе на поверхности трубопровода появляется малая коррозионная трещина (рис. 3). При отсутствии напряжений, либо при уровне их ниже порогового, трещина не раскрывается, коррозионно-активная среда в нее не поступает, ее рост прекращается и она стабилизируется. При наличии определенного уровня напряжений, чаще циклических, происходит раскрытие трещины в зоне вершины, которое не приводит к разрушению, но дает возможность проникновения коррозионно-активной среды внутрь трещины. Далее в вершине трещины образуется вторичная коррозионная трещина и процесс повторяется. В итоге, образуется трещина критических размеров и трубопровод разрушается.

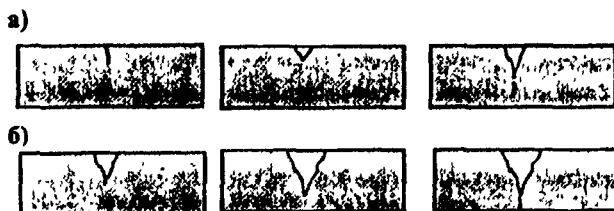


Рис. 3. Механизм коррозионного растрескивания:

а) начальная коррозионная трещина,

б) появление вторичной коррозионной трещины.

В результате проведенных исследований рекомендовано определять разрушающее напряжение технологических трубопроводов по критерию допустимых напряжений. Разрушение трубопроводов с дефектами (даже типа острого надреза) происходит при условии, когда интенсивность напряжений в зоне концентратора совпадает с величиной предела прочности трубной стали. При этом обязателен учет

вида экспериментальной кривой деформирования материала конструкции, то есть упругопластических свойств трубной стали.

В главе рассмотрены также вопросы использования для технологических трубопроводов пластмассовых и композитных труб. Получены основные зависимости для прочностных расчетов таких трубопроводных систем, определены направления дальнейших исследований.

В третьей главе приводятся критериальные оценки прочности технологических трубопроводов. Анализ работы технологических трубопроводов компрессорных и газораспределительных станций показывает, что специфика их эксплуатации обусловлена динамическими нагрузками, при этом наблюдается как низкочастотная, так и высокочастотная вибрации. Низкочастотная вибрация характерна для трубопроводов компрессорных станций, оснащенных высокорасходными центробежными нагнетателями. В.А.Якубовичем с сотрудниками разработана теория трубопроводной системы компрессорного узла как автогенератора с распределенными параметрами. Решение уравнений указанной теории позволило разработать ряд практических рекомендаций для подавления низкочастотных колебаний в объектах газовых сооружений (асимметричное расположение запорных кранов, снижение скоростей газа в коллекторных сетях и т.п.) Внедрение высокорасходных центробежных нагнетателей мощностью от 16 МВт и выше привело к повышенной вибрации технологических трубопроводов в диапазоне частот 100–3000 Гц. Главным последствием высокочастотной вибрации может являться разрушение трубы в месте концентрации напряжений. Возмущающей силой колебаний трубопроводов являются высокочастотные акустические колебания потока газа. Однако в силу высокой механической жесткости труб и небольших амплитуд колебаний внутреннего давления, возникновение колебаний трубопроводов возможно только в резонансных режимах при совпадении собственных частот. Использование однотрубных систем сбора углеводородов на морских месторождениях из-за наличия различных фаз в потоке приводит к возникновению акустических пульсаций давления высокой амплитуды и ударно-волновым процессам, которые обусловлены поведением

образующихся пробок в трубопроводе. Это еще более расширяет спектр задач динамики трубопровода, необходимый для исследования.

Для решения динамических задач, как и ранее, используем МКЭ. При этом можно ограничиться решением задачи на собственные колебания, так как основная задача обеспечения работоспособности трубопроводов при высокочастотных динамических режимах – рассогласование резонансных частот акустических колебаний газа и механических колебаний трубопровода. Для волнового уравнения акустических колебаний относительно потенциала скорости $\varphi(x,t)$ получаем краевую задачу на собственные значения для оператора Лапласа относительно координационной функции F :

$$\nabla^2 F + \alpha^2 \times F = 0, \quad (6)$$

где $\alpha = \omega^2 \times \rho_0 \times \beta_s$,

ω – собственная частота;

ρ_0 – плотность газа;

β_s – коэффициент адиабатической сжимаемости.

После матричных операций получим систему линейных однородных алгебраических уравнений относительно узловых неизвестных:

$$([G] - \alpha^2 \times [M]) \{F\} = 0, \quad (7)$$

где $[G]$ и $[M]$ – глобальные матрицы системы;

$\{F\}$ – матрица-столбец узловых неизвестных.

Решение системы (7) представляет собой проблему собственных значений для симметричных положительно определенных матриц, если найдены числа α_1^2 , то они позволяют вычислить собственные частоты колебаний газа или нефти по формуле:

$$\omega_1 = \sqrt{\alpha_1^2 / (\rho_0 \beta_s)}, \quad (8)$$

которым соответствуют собственные акустические формы, а также распределение давления, плотности и скорости потока в трубопроводе. Аналогично реализована задача на собственные механические колебания трубопровода для осесимметричной расчетной схемы. Разрешающее матричное уравнение

$$([G] - \omega_1^2 [M]) \{\varphi\} = 0, \quad (9)$$

где $[G]$ и $[M]$ – матрицы жесткости и масс;

$\{\varphi\}$ – амплитудные значения перемещений – формы колебаний.

Важное преимущество используемого подхода – метода разложения по собственным формам – возможность создания банка данных о частотных спектрах и собственных формах конструкций. Аналогично низкочастотным колебаниям технологических трубопроводов задача в данном случае решается за счет технических мероприятий по рассогласованию собственных частот акустических колебаний газа с механическими собственными частотами колебаний трубы. На основе проведенных исследований предложена точечная оценка вероятности невозникновения резонансного эффекта в трубопроводе:

$$\dot{i} = \{ \{ (\omega_A - \omega_M) / \sqrt{(\text{СКО}_A^2 + \text{СКО}_M^2)} \}, \quad (10)$$

где $\{ \{ \dots \} \}$ – интеграл Лапласа;

ω_A и ω_M – математическое ожидание собственных частот акустических и механических колебаний;

СКО – среднеквадратические отклонения частот

Для определения величин в выражении (10) составляется план эксперимента и проводится серия расчетов МКЭ при варьировании определяющих параметров в установленных диапазонах. Точечная оценка вероятности (10), с привлечением экспериментальных данных, установлена для рассматриваемых конструкций как 0,95.

Анализ показал, что на максимальном уровне статистических напряжений (более 200 МПа) динамические напряжения необходимо ограничить порядком 10-20 МПа. При этом максимальные значения виброскоростей на первой собственной частоте колебаний трубопровода могут достигать 90-100 мм/с, что недопустимо, так как приводит к уровню динамических напряжений ~ 100 МПа, Поэтому допустимые скорости вибрации трубопроводов должны быть ограничены величиной 10 мм/с.

Устранение повышенных вибраций выявленных методами технической диагностики с привлечением результатов математического моделирования для трубопроводных систем реализуется изменением геометрических и жесткостных характеристик системы: перенос кранов, шунтирование, изменение длин и диаметров

участков трубопроводов, запрещением ряда режимов эксплуатации нагнетающего агрегата по скорости; установкой акустических фильтров и демпфирующих опор и т.п. После проведения всех мероприятий по достижению требуемого значения вибраций трубопроводов уровень динамических напряжений в трубе составляет 1-3% от уровня статических, по которым приводится оценка прочности трубопроводной системы в соответствии с условием (4).

Проведены измерения величин напряжений в поверхностных слоях ответственных деталей технологических трубопроводов и трубопроводов большого диаметра из трубных сталей с использованием метода эффекта Баркгаузена (МЭБ) – метода магнитошумовой структуроскопии или шумов Баркгаузена и рентгено-структурного метода на базе элементов портативной переносной американской системы контроля и диагностирования рентгено-дифракционного измерителя напряженно-деформированного состояния «XSTRESS-3000», что особенно ценно для осуществления ресурсных прогнозов при эксплуатации «по состоянию».

Экспериментальные данные были получены как с применением классического разрушающего метода послойного стравливания, так и методов рентгено-структурного анализа и МЭБ с использованием аппаратуры «ROLLSCAN-2000», а также метода тензометрирования. При этом получена удовлетворительная сходимость результатов, полученных всеми упомянутыми методами. Точность измерений аппаратурой, реализующей МЭБ, составила $\pm 1 \dots 1,5$ МПа.

Метод МЭБ позволяет описать пространственную картину напряжений и при необходимости определить места максимумов и минимумов растягивающих или сжимающих напряжений. Его можно отнести к методам ранней диагностики технического состояния ответственных деталей, а зоны скачков и перепадов величин напряжений могут характеризовать места, в которых в дальнейшем будут образовываться дефекты. Кроме того, можно эффективно определять дефекты механической обработки, например, прижоги при шлифовании, неравномерность упрочнения, оценивать качество сварки, места наличия локальных растягивающих или недопустимых сжимающих напряжений. На действующих объектах МЭБ может быть особенно эффективен при определении зон пластического деформирования

материала, в транспортных трубопроводах большого диаметра, деталях и узлах, работающих в системах газоперекачивающих агрегатах.

Очень важным вопросом критериальных оценок по выражению (4) является назначение коэффициента безопасности β . В результате анализа существующих норм для коэффициента безопасности России, США, Великобритании и Норвегии, коэффициент безопасности принят величиной 1,52 (по зарубежным нормам он меньше – 1,4)

В случае оценок напряжений в промышленных и технологических трубопроводах максимальные величины составляют следующие величины:

- при действии внутреннего давления 7,5МПа ~ 150-200МПа;
- при действии температур (максимальный перепад 40°C) ~ 4-30МПа;
- при учете веса конструкции и транспортируемой среды ~ 40-90МПа (при посадке всех промежуточных опор).

Концентрация напряжений устанавливается МКЭ с использованием результатов технической диагностики трубопроводной системы. Принято, что отказ трубопровода – это прочностное разрушение его какого-либо элемента (линейной части, отводов, тройников и т.д.), которое выводит из строя всю трубопроводную систему. На практике очень важным параметром технологических трубопроводов принято считать остаточный ресурс – время эксплуатации трубопровода с момента текущего диагностирования до перехода в предельное состояние. Предельное состояние прогнозируется по исчерпанию прочности трубопровода – разрыву тела трубы с образованием свища, либо разрушению трубы по образующей или в поперечном сечении. Прогнозируемый коррозионно-эрозионный износ стенки трубы определяется по скорости свободной коррозии стали – V_c и степени действия электрохимической, либо другой защиты – γ :

$$V_0 = V_c (1 - \gamma), \quad (11)$$

где V_0 - остаточная скорость коррозии

В случае отсутствия катодной защиты принимают $V_0 = t / \tau$, τ - время эксплуатации трубопровода с коррозионной потерей металла стенки глубиной t . В итоге, величина коэффициента запаса равна:

$$\frac{[\sigma]}{p} \geq \sigma_{\text{экв}} f_{\sigma} \quad (12)$$

где в качестве предельного напряжения трубной стали целесообразно принимать временное сопротивление материала. Проведенными исследованиями показано, что значение коэффициента p изменяется в широких пределах в зависимости от функционального назначения трубопроводной системы.

ВЫВОДЫ

1. Предложен подход для комплексного диагностического сопровождения технологических трубопроводных систем, заключающийся в прямом измерении основных параметров: пространственного положения, виброскоростей, эксплуатационных напряжений, размеров дефектов, твердости стали; математическом моделировании системы для оценки прочности; разработки технических решений по обеспечению работоспособности конструкций. Эти измерения и оценки позволяют получить полное представление о состоянии и положении трубопроводной системы.
2. Разработана универсальная регрессионная модель расчетного напряжения в вершине коррозионного дефекта в зависимости от базовых геометрических параметров дефекта для существующего диапазона типоразмеров трубопровода. Установлен эффект снижения уровня концентрации напряжений в 1,2-1,5 раза за счет учета пластических свойств стали и механизм подавления процессов трещинообразования в трубопроводе при использовании низколегированных сталей с пределом текучести 380-430 МПа и коэффициентом интенсивности напряжений $60-150 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{1/2}$.
3. Разработаны алгоритмы и программные комплексы исследования собственных частот и форм колебаний для оценки низко- и высокочастотных вибраций промышленных и технологических трубопроводов:
 - акустических колебаний транспортируемых газа или нефти;
 - механических колебаний трубы.

Предложена вероятностная оценка для рассогласования собственных частот с целью исключения нежелательных динамических режимов нагружения трубопроводов. Результаты этих исследований и оценок позволяют обеспечить повышение эксплуатационной надежности трубопроводов.

4. Сравнительный анализ уровней статических и динамических напряжений показал, что динамические напряжения при проектировании составляют величину 1-3% от уровня статических, поэтому прочностная оценка трубопровода проводится традиционно. Для снижения влияния высокочастотных вибраций на работоспособность трубопроводной системы установлен допустимый предел амплитуды виброскоростей ~ 10 мм/с.
5. Предложена критериальная оценка прочности и остаточного ресурса трубопроводных систем, учитывающая комплекс внешних силовых факторов, фактическое пространственное положение трубопроводной обвязки, наличие дефектов, что позволяет оценить реальное напряженное состояние трубопроводов и оценить их несущую способность
6. Результаты работы в виде отраслевых руководящих документов, критериальных оценок прочности и остаточного ресурса трубопроводов используются как для «сухопутных» газотранспортных сооружений в ОАО «Газпром», так и морских нефтегазовых объектов в ОАО «Сахалинморнефтегаз», на арктическом шельфе (Байдарацкая губа) и Черном море.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. А.А.Апостолов, Б.М.Буховцев, Ушин Н.В. и др.АГРС «Снежить» – отечественные технологии. Газовая промышленность,2000, № 2
2. Ушин Н.В. Техническая диагностика и оценка ресурса технологических трубопроводов. НТС «Магистральные и промысловые трубопроводы» М: РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина, 2004, №1.-С 6-11.

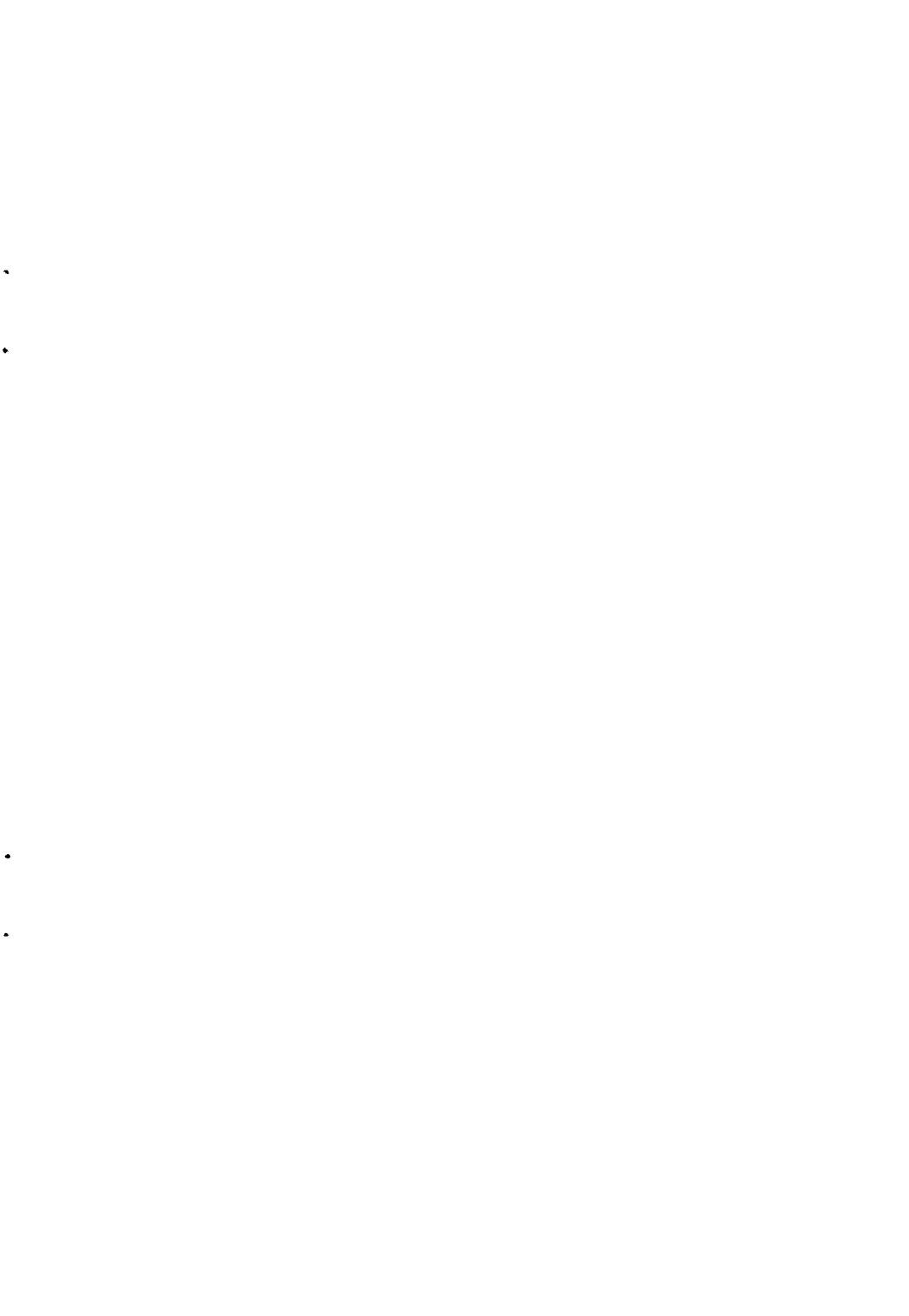
3. Ушин Н.В. Методика оценки остаточного ресурса технологических трубопроводов. НТС «Магистральные и промышленные трубопроводы» М.: РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина, 2004, №2.-С.5-10.
4. Ушин Н.В. Работоспособность технологических трубопроводов при динамическом нагружении. НТС «Магистральные и промышленные трубопроводы» М.: РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина, 2005, №1.-С.128-133.
5. Н.В. Ушин, В.М.Клищевская, И.Е.Литвин, В.Н.Аликин. Оценка прочностной работоспособности технологических трубопроводных систем газораспределительных станций / Сб. трудов. Тринадцатая международная деловая встреча «Диагностика – 2003», Мальта, 2003.– С.36.
6. Ушин Н.В., Литвин И.Е., Аликин В.Н. Оценка прочности технологических трубопроводов, подверженных коррозии / Материалы XXII Российской школы по проблемам науки и технологий. – Миасс, 2003. - С. 82.
7. Ушин Н.В., Литвин И.Е., Аликин В.Н. Разработка модульной САПР для газораспределительных станций магистральных газопроводов / Материалы XXII Российской школы по проблемам науки и технологий. – Миасс, 2003. – С. 45.
8. Информационное обеспечение для оценки работоспособности магистральных трубопроводов / Н.В.Ушин, В.Н.Аликин, И.Е.Литвин, А.С.Ипанов // Материалы IV Всероссийской конференции “Информация, инновации, инвестиции». – Пермь, 2003. – С. 135-137.
9. Критерии прочности и надежность конструкций / Аликин В.Н., Литвин И.Е., Ушин Н.В., Миков А.И.. – М.: Недра, 2005. – 151с.

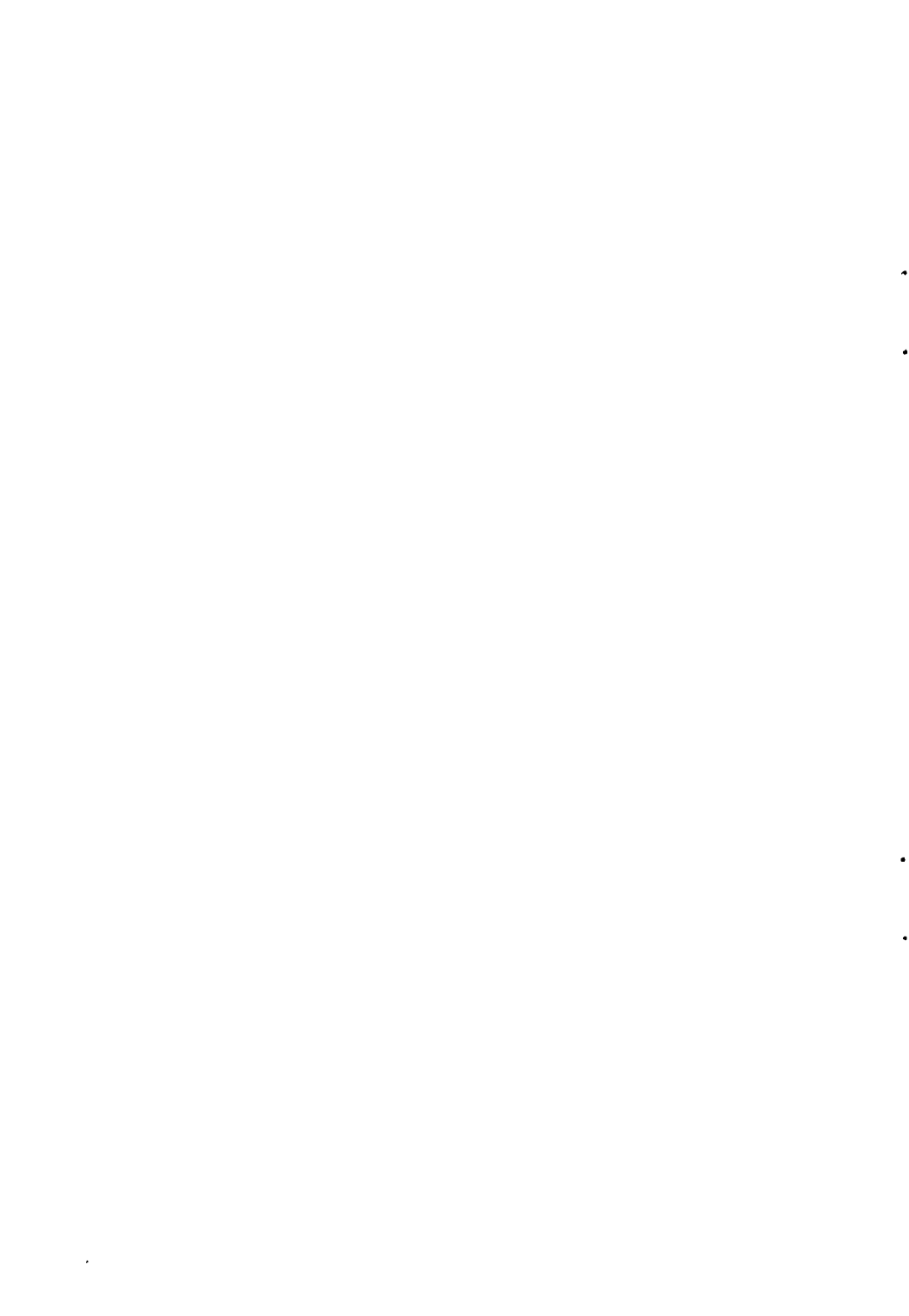
Подписано в печать
Объем

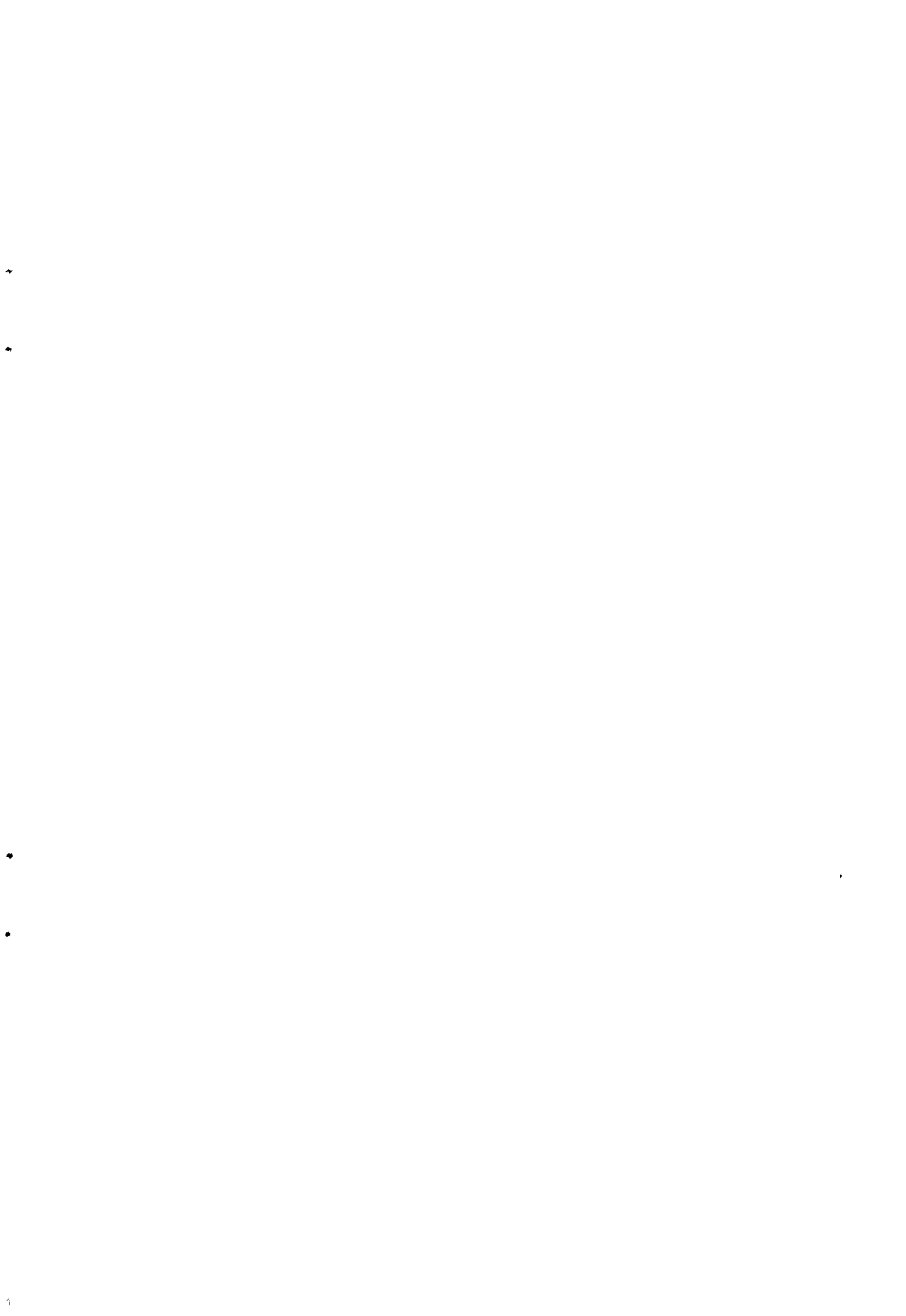
Формат 60x90/16
Тираж 100

Заказ 539

119991, Москва, Ленинский просп. ,65
Отдел оперативной полиграфии
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина







№ 1 1 2 6 7

РНБ Русский фонд

2006-4

8097