

## Секция 6

# ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ, ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

## Подсекция 1 – Нефтегазопромысловое оборудование

### ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОТДАЧИ И АЭРОДИНАМИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ СЕКЦИЙ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ИЗ НАВИТЫХ ОРЕБРЕННЫХ ТРУБ

**Э.Р. Абдеев**

Научные руководители профессор Р.Г. Абдеев, инженер Б.Е. Семенидо  
*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия*

К достоинствам этого вида оребрения относятся более высокая производительность навивки L-образной ленты по сравнению с трубами, изготавливаемыми методом навивки алюминиевой ленты с последующей завальцовкой в канавку; возможность использования более тонкостенной несущей трубы, так как не требуется канавки под завальцовку ленты. Несущая труба защищена алюминиевой лентой от атмосферной коррозии.

Материал несущих труб 25x2 - углеродистая сталь, материал наружного ленточного оребрения — алюминиевый сплав. Рассчитанный коэффициент оребрения труб равен 20,6. Основные геометрические параметры исследованных труб, мм:

Наружный диаметр у основания ребер	26	Средняя толщина ребер	0,4
Наружный диаметр ребер	57	Шаг ребер	2,54

Экспериментальные исследования проводили на шестирядных трубных пучках шахматной компоновки, поперечный и диагональный шаги разбивки труб в пучке были равны и составляли 58 мм для пучка № 1 и 64 мм для пучка № 2. Пучки испытывали на экспериментальном стенде УГНТУ для исследования теплоотдачи и аэродинамического сопротивления опытных секций АВО в диапазоне чисел Re (4-25)\*10<sup>3</sup>. Исследования теплоотдачи и пучках проводили методом полной теплоотдачи, при котором сохраняется закон распределения температур по границам потока, соответствующий практическим условиям работы пучков. Трубы опытных пучков обдувались воздухом, нагрев которого происходил за счет тепла конденсации водяного пара, проходящего внутри труб. Определение коэффициента теплоотдачи со стороны оребренной поверхности труб проводилось путем экспериментального нахождения коэффициента теплопередачи и определения расчетным путем коэффициента теплоотдачи внутри труб.

Результаты исследования опытных пучков были обработаны в виде критериальных зависимостей с использованием критериев Нуссельта Nu и Эйлера Eu.

На основании проведенных исследований и обработки опытных данных установлено, что теплоотдача обоих пучков идентична и описывается единым критериальным уравнением

$$Nu = 0,195 Re^{0,56} \quad (1)$$

Аэродинамическое сопротивление пучков № 1 и 2 описываются соответственно критериальными уравнениями:

$$Eu = 171,3 * Re^{-0,455} \quad (2)$$

$$Eu = 60,4 * Re^{-0,355} \quad (3)$$

Обобщенное критериальное уравнение по аэродинамике исследованных L-образных навитых труб для интервала шагов разбивки труб по треугольнику 58-64 мм, полученное на основании уравнений (2) и (3), имеет вид:  $Eu = 5,98 * i * (S/d_n)^{1,28} * Re^{-0,41}$  (4)

где i = 4-8 — число рядов труб;

S = 58—64 мм — шаг разбивки труб в пучке;

d<sub>n</sub> = 26 мм — наружный диаметр труб у основания ребер.

Критериальные уравнения (2) и (3) описываются обобщенным уравнением (4) в исследованном интервале чисел Re с точностью до 4 %.

Полученные результаты могут быть использованы при расчете АВО, укомплектованных исследованными L-образными трубами.

**Таблица 1**

**Полная поверхность охлаждения и значения коэффициента А для серийных АВО с  
L-образными навитыми трубами**

Тип аппарата	Длина труб, м	Полная поверхность охлаждения, м <sup>2</sup>			Коэффициент А, кг/м <sup>2</sup>
		Число рядов			
		4	6	8	
АВМ	1,5	195	292	390	1,521
	3	405	608	810	
АВГ	4	1625	2110	3250	0,177

АВЗ-Д	8	3255	4880	6510	
	8	6250	9375	-	0,086

В табл. 1 приведена полная поверхность охлаждения серийных АВО типа АВМ, АВГ и АВЗ-Д в случае применения в них L-образных навитых труб, а также значения коэффициента А, используемого при расчете скорости воздуха в узком сечении секции аппаратов с L-образными навитыми трубами.

Зависимость коэффициента теплоотдачи со стороны воздуха от скорости воздуха в узком сечении для различных значений средней температуры воздуха в пучке, полученная на основании уравнения (1), приведена на рис. 1.

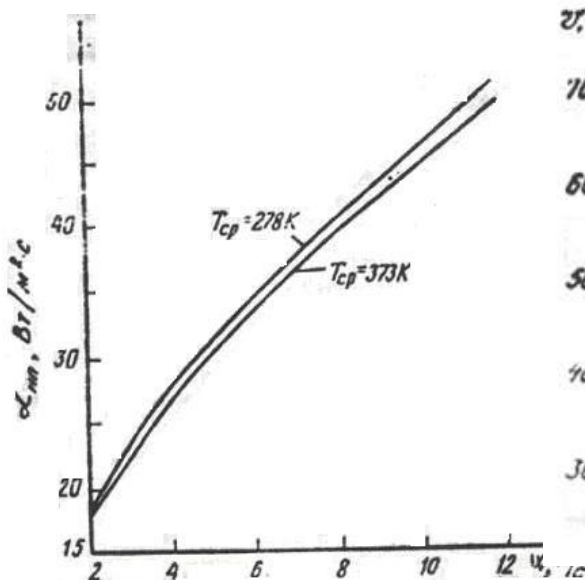


Рис. 1. Зависимость коэффициента теплоотдачи со стороны воздуха от скорости воздуха в узком сечении секций ( $T_{\text{ср}}$  - средняя температура воздуха в секции)

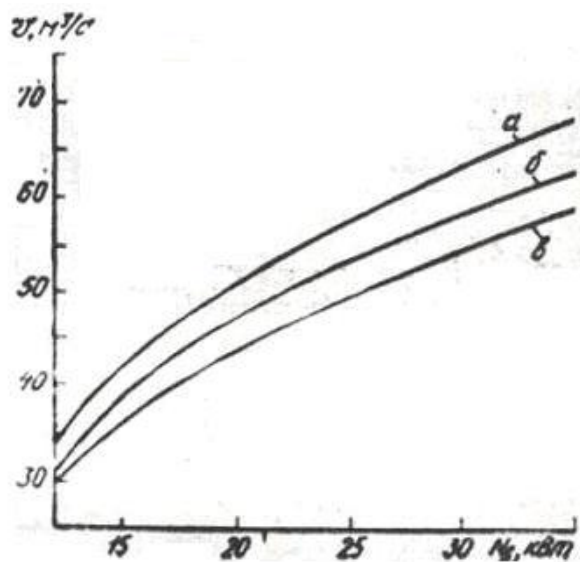


Рис. 2. Зависимость производительности вентилятора от потребляемой им мощности два аппарата типа АВГ с L-образными: а – четырехрядные секции, б – шестирядные секции, в – восьмьрядные секции

При использовании L-образных навитых труб в случае повышенных температур охлаждаемого продукта ухудшается качество контакта между лентой в несущей трубой, увеличивается термодетактное сопротивление, снижается теплообмен, поэтому применять их при температуре свыше 130 °С не рекомендуется (рис. 2).

## РАЗРАБОТКА СТЕНДА И МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК БИМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ОРЕБРЕННЫХ ТРУБ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ

Э.Р. Абдеев<sup>1</sup>, Д.С. Давыдов<sup>1</sup>, Г.К. Габитов<sup>1</sup>

Научные руководители профессор Р.Г. Абдеев<sup>1</sup>, инженер А. В. Дозорцев<sup>2</sup>, инженер Б.Е. Семенидо<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

<sup>2</sup>ОАО «ВНИИНЕФТЕМАШ»

Высокая тепловая эффективность и, как следствие, низкая металлоемкость теплообменников с развитыми поверхностями обеспечили их широкое применение в авиационной и космической технике, тепловых и ядерных реакторах, устройствах прямого преобразования энергии, системах приточной вентиляции и кондиционирования воздуха, а так же в аппаратах воздушного охлаждения (АВО).

Аппараты с ребристыми трубами являются одним из самых распространенных типов теплообменников с развитыми поверхностями. Из всех видов ребристых труб наиболее перспективными в настоящее время являются биметаллические ребристые трубы со спиральным оребрением. Такие биметаллические ребристые трубы нашли широкое применение в АВО химической и нефтехимической промышленности и АВО газоперекачивающих компрессорных станций магистральных газопроводов. Применение АВО позволяет успешно решать не только производственно-технические задачи в условиях острого дефицита пресной воды на охлаждение, но и экологические задачи, связанные с загрязнением водоемов вредными веществами.

Алюминий является основным материалом для изготовления оребрения вследствие высокой коррозионной стойкости, теплопроводности и небольшой стоимости. Однако осуществить соединение

алюминиевых ребер с несущей трубой при помощи пайки или сварки чрезвычайно трудно, поэтому в настоящее время широко применяются биметаллические ребристые трубы, у которых контактирование несущей трубы и оребрения осуществляется за счет механического натяга, получаемого в процессе их изготовления.

В зоне контакта таких ребристых труб возникает контактное термическое сопротивление (КТС), недостаточно изученное в настоящее время.

Наметилась тенденция увеличения отношения поверхности оребрения к внутренней поверхности несущей трубы и интенсификации теплоотдачи от ребер за счет применения оптимальных компоновок труб в пучке и турбулизации потока охлаждающего газа путем разрезки и отгибки концов ребер. Это приводит к тому, что плотность теплового потока через зону контакта биметаллической ребристой трубы достигает больших величин (порядка  $100 \cdot 10 \text{ Вт/м}^2$ ). В этих условиях КТС оказывает значительное влияние на теплообмен, его значение соизмеримо, а в ряде случаев превосходит значения термических сопротивлений цилиндрических стенок биметаллической ребристой трубы и термического сопротивления теплоотдачи от теплоносителя к внутренней стенке трубы.

Хотя из литературных источников известно, что с увеличением температуры стенки биметаллической оребренной трубы КТС возрастает, данных о значениях КТС при повышенных температурах практически отсутствуют.

На основании этого нами была разработана и создана на кафедре ТНА экспериментальная установка для измерения КТС, представленная на рисунке 1, и разработана методика его оценки в биметаллических оребренных трубах.

Установка была спроектирована таким образом, чтобы иметь возможность непосредственно измерять температурный скачок в зоне контакта исследуемой биметаллической оребренной трубы и величину теплового потока.

Для повышения точности измерений опытный образец - калориметр из исследуемой биметаллической оребренной трубы обдувался воздухом, что позволяло получать значительные величины плотности теплового потока и, соответственно, температурного скачка в зоне контакта.

Экспериментальная установка представляла собой аэродинамическую трубу 8 разомкнутого типа сечением  $55 \times 300 \text{ мм}$ , в рабочем участке которой помещался калориметр 13 в виде оребренной трубы. Длина рабочего участка составляла  $300 \text{ мм}$ . Циркуляция воздуха в аэродинамической трубе обеспечивалась центробежным вентилятором 6. Расход воздуха определялся при помощи анемометра 7.

Изменение числа оборотов двигателя постоянного тока 5, приводящего вентилятор, обеспечивалось при помощи ЛАТРа 2, понижающего трансформатора 3 и диода 4. Стабильность частоты вращения двигателя обеспечивалась стабилизатором 1 типа С-0,5.

Помещенный внутри калориметра электронагреватель 15 подключался к ЛАТРу 11, что позволяло менять подводенную к нему электрическую мощность, которая измерялась при помощи ваттметра 12 типа Д552 (класс точности 0,5), и, следовательно, величину теплового потока. С целью обеспечения стационарности процесса теплопередачи напряжение, подаваемое на ЛАТР 11, стабилизировалось при помощи двух параллельно включенных стабилизаторов II типа С-0,75. Величина подводенной к электронагревателю мощности достигала  $1,5 \text{ кВт}$ , а кратковременно -  $1,6 \text{ кВт}$ .

ЭДС зачеханенных в теле калориметра термопар 16 измерялась при помощи полуавтоматического потенциометра 10 типа Р 2/1. Термопары подключались к потенциометру через переключатель 9.

Калориметр представлял собой образец исследуемой биметаллической оребренной трубы, внутри которого в асбцементных пробках 5 помещался электронагреватель 1 из намотанной виток к витку на фарфоровой трубке 3 нихромовой проволоки диаметром  $0,8 \text{ мм}$ .

Для уменьшения потерь теплоты через торцы калориметра часть несущей трубы, в которой устанавливались пробки, протачивалась до толщины стенки  $0,2 - 0,3 \text{ мм}$ . Калориметр устанавливался в рабочем участке аэродинамической трубы при помощи втулок 4 из фторопласта.

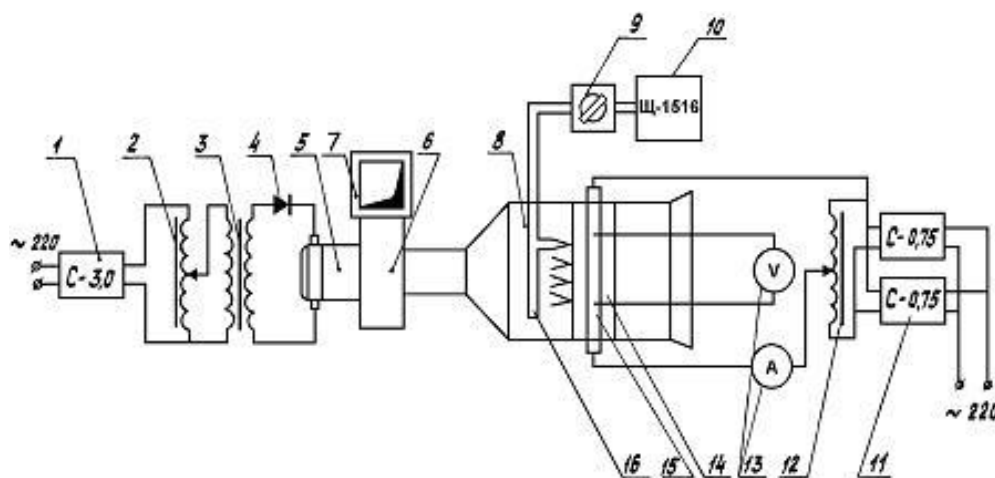


Рис. 1. Схема экспериментальной установки

При проведении экспериментальных исследований измерялась не вся подведенная к калориметру мощность, а только та ее часть, которая подводилась к центральной части электронагревателя длиной 150 мм. Для этого на спираль надевались хомуты 2 из нихромовой проволоки диаметром 0,2 мм, которые через фарфоровые изоляторы 6 и отверстия в пробках выводились наружу.

Для измерения температур оребренной оболочки рабочей поверхности труб в них монтировались термопары 9, изготовленные из хромового и копелевого проводов диаметром 0,3 мм в капроновой изоляции.

Термопары зачеканивались свинцом в канавки с максимальным заглублением 0,7 мм, выполненные в теле несущей трубы и цилиндрической части оребренной оболочки между ребрами. Корольки термопар, заделанных в несущей трубе и оребренной оболочке, располагались друг от друга на расстоянии одного шага оребрения.

Разница температур на наружной поверхности несущей трубы и внутренней поверхности оребренной оболочки замерялась в двух диаметрально противоположных точках сечения биметаллической оребренной трубы, что позволяло определять среднее значение температурного скачка и среднее значение КТС.

Корольки термопар располагались в плоскости, перпендикулярной к направлению потока воздуха, омывающего ребристую трубу. Измерения температур в основании ребра показали, что в этих точках они близки к средним значениям по окружности основания ребра.

В опытах определялись значения КТС по величинам температурного скачка и теплового потока в зоне контакта.

В начале опытов устанавливалось максимальное число оборотов вентилятора и подавалось питание на электронагреватель калориметра. После достижения стационарности процесса теплопередачи замерялись значения ЭДС термопар, расположенных на калориметре и величина подведенной к центральной части электронагревателя мощности.

После выполнения всех замеров уменьшением напряжения на электродвигателе производилось снижение числа оборотов вентилятора, что приводило к увеличению температуры в зоне контакта калориметра, т.к. подведенная к электронагревателю мощность на протяжении серии опытов оставалась постоянной. При достижении, после снижения числа оборотов вентилятора, стационарности процесса теплопередачи вновь производились необходимые измерения. Испытания производились при нескольких значениях средней температуры в зоне контакта, которая в ряде случаев достигала 300 °С.

Величина КТС рассчитывалась по общеизвестной формуле:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{np}} + \varphi \cdot \frac{d_o}{d_k} \cdot \left( \frac{\delta_1}{\lambda_1} + R_k + \frac{\delta_2}{\lambda_2} \right) + \psi \cdot \frac{1}{\alpha_{вн}}},$$

где  $\alpha_{np}$  - приведенный коэффициент теплоотдачи к воздуху, учитывающий сложный конвективный теплообмен и теплопроводность в ребрах;

$\varphi$  - коэффициент оребрения;

$d_o, d_k$  - диаметры соответственно в основании ребер и зоне контакта, мм;

$\delta_1/\lambda_1, \delta_2/\lambda_2$  - термические сопротивления соответственно стальной стенки трубы и алюминиевой рубашки оребрения;

$R_k$  - контактное термическое сопротивление, (м<sup>2</sup>·К)/Вт;

$\psi$  - коэффициент увеличения поверхности;

$\alpha_{вн}$  - коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к внутренней поверхности несущей трубы.

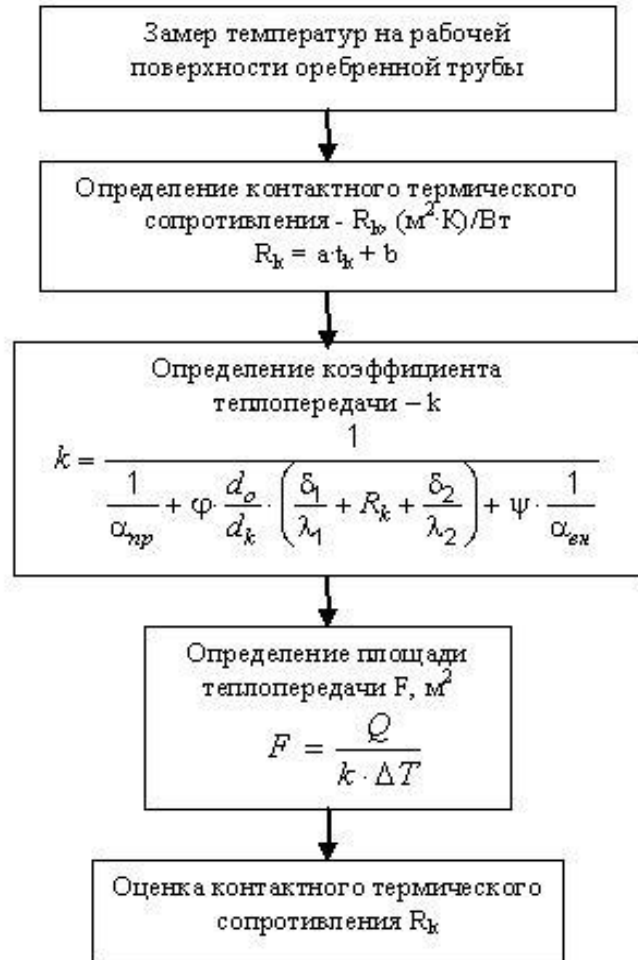


Рис. 2. Методика оценки контактного термического сопротивления

Для определения величин принималась одномерная модель передачи теплоты через цилиндрические стенки несущей трубы и оребренной оболочки, то есть не учитывалось влияние кривизны стенок, шероховатости и волнистости в зоне контакта, а также стягивание линий теплового потока к основанию ребра.

На основе выше сказанного, методику определения КТС можно свести к следующей схеме, изображенной на рисунке 2.

С помощью экспериментальной установки и разработанного метода возможно производить оценку теплотехнических характеристик биметаллических оребренных труб и давать рекомендации по их практическому применению.

## СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ (НКТ) ОТ ВРЕДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ КОРРОЗИИ

Ю.В. Григорьева

Научный руководитель старший преподаватель В.А. Шмурыгин

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современной науке и практике применяются современные металлические трубы при добыче углеводородного сырья для крепления стволов скважин и для образования каналов внутри скважин, подвески оборудования в скважине, прокладки трубопроводов по территории промысла.

Основные группы труб:

- насосно-компрессорные (НКТ);
- обсадные;
- бурильные;
- для нефтепромысловых коммуникаций.

Проблема увеличения долговечности и надёжности труб нефтяного сортамента стоит особенно остро.

Анализ современной литературы показывает, что к наиболее распространённым причинам аварий НКТ, можно отнести следующие: коррозию, износ резьбы, усталостные разрушения.

В трубной отрасли всё большее внимание уделяется производству труб, способствующих ресурсосбережению у потребителя с повышением экологической безопасности.

К таким трубам относятся коррозионностойкие трубы и среди них, как наиболее дешёвые, трубы с защитными покрытиями.

Таблица 1

*Сравнительные характеристики насосно-компрессорных труб (НКТ) без защитного покрытия и с диффузионным цинковым покрытием при использовании в условиях нефтедобычи*

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НКТ без покрытия	НКТ с диффузионным цинковым покрытием
1	Скорость коррозии	мм/год	0,5 – 1,8	0,1 – 0,3
2	Вид (характер) коррозии		Неравномерная с образованием раковин, сквозных свищей	Равномерная, затухающая во времени
3	Срок службы	года	1,5 – 3,0	6 – 7
4	Герметичность и коррозионная стойкость резьбовых соединений		Около 50 % аварий колонн НКТ происходит в течение 1,5 – 2,0 лет их эксплуатации в скважинах из-за разрушения резьбовых соединений	100 %-ая защита НКТ, обеспечивающая высокую герметичность и стойкость резьбовых соединений
5	Процент использования труб (от начала эксплуатации в скважине)	%	30 -50	98 - 100
6	Количество операций «свинчивание-развинчивание»		5 - 6	10 - 15

В больших объёмах стеклопластиковые трубы применяются в качестве НКТ на месторождениях, где добывается нефть, содержащая коррозионно-активные компоненты. Кроме того, они используются в системах заводнения, утилизации сточных вод, которые эксплуатируются в условиях высокоминерализованной среды, содержащей до 3 г/л сероводорода и абразивные примеси, при давлении 10-15 МПа и температуре до 60 °С. В таких условиях стальные трубы подвергаются интенсивной электрохимической коррозии и, как показывает опыт, ресурс их работы не превышает 1-2 лет, иногда и нескольких месяцев. При использовании стеклопластиковых труб на таких месторождениях повышается срок службы, уменьшаются затраты на монтаж, не требуются затраты на средства электрохимической защиты труб от коррозии, ликвидацию парафиновых отложений, что позволяет снизить затраты на регламентные работы по очистке скважин от парафинов и гидратов, повысить дебит скважин.

Для защиты трубопроводов от коррозии применяют метод электропротекторной защиты. Принцип действия которой аналогичен работе гальванического элемента. Разрушение металла всё равно имеет место, но не трубопровода, а протектора.

В настоящее время специалисты различных фирм ежегодно выполняют порядка тысячи операций на скважинах с использованием колонн гибких труб. Гибкие трубы обеспечивают соблюдение более высоких требований в области экологии при проведении всех операций по ремонту и бурению скважин.

Преимуществами стекловолоконных труб являются: 1) высокая химическая стойкость в агрессивных средах; 2) предельно гладкая поверхность обеспечивает уменьшение потерь на трение.

Особое место среди них принадлежит НКТ с диффузионным цинковым покрытием. Использование диффузионных цинковых покрытий позволяет обеспечить высокую герметичность и коррозионную стойкость резьбовых соединений. Универсальность диффузионных цинковых покрытий подтверждается их свойствами: по сравнению с полимерными они не склонны к старению, обладают высокой твёрдостью, износостойкостью, а диффузионная связь обеспечивает высокую степень сцепления с подложкой (основой трубы). Отечественный опыт эксплуатации насосно-компрессорных труб показывает, что около 70 % общего числа аварий с НКТ происходит из-за разрушения резьбовых соединений.

В последние годы технология диффузионного цинкования труб и применяемое при этом оборудование были значительно усовершенствованы, что дало возможность улучшить свойства получаемых защитных диффузионных цинковых покрытий. Таким образом, исследование и анализ свойств диффузионных цинковых покрытий, полученных по усовершенствованной технологии, позволяет считать их покрытиями нового поколения. Повышенная, по сравнению с гальваническими и металлизационными цинковыми покрытиями, твердость диффузионных цинковых покрытий обеспечивает им достаточно высокую сопротивляемость абразивному изнашиванию. Цинковая составляющая обеспечивает покрытие достаточную пластичность, протекторные свойства и выполняют роль твёрдой смазки.

Диффузионно оцинкованные трубы легко транспортировать без повреждения покрытия, что нельзя обеспечить для труб с неметаллическими покрытиями. Применение диффузионных цинковых покрытий позволит увеличить количество операций «свинчивание-развинчивание», увеличить значительно износостойкость труб, улучшить герметичность резьбовых соединений труб и, как следствие, их долговечность и надёжность.

Таким образом, из изложенного следует что перспективно, целесообразно и необходимо более широко использовать свойства защитных диффузионных цинковых покрытий в нефтяной промышленности с точки зрения к.п.д при добыче (табл. 1) и в трубопроводном транспорте в целом в результате увеличения коэффициента массового совершенства, срока эксплуатации пропускной способности, экономической эффективности и экологической безопасности.

## **МОДЕЛЬ УЧЕТА, КОНТРОЛЯ И АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ФОНДА СКВАЖИН**

**И.В. Доровских, А.В. Доровских**

Научный руководитель начальник департамента добычи и заводнения П.А.  
Соколовский

*Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия*

Постоянный учет и контроль подземного оборудования являются залогом эффективного его использования, повышения качества работы всего технологического процесса, связанного с эксплуатацией подземного оборудования. Обозначим следующее определение модели. Модель - это наборы данных, описывающих скважину, подземное оборудование, его состояние и условия эксплуатации. Анализ наработки подземного оборудования и причин выхода из строя приводит к предотвращению отказов и увеличению межремонтного периода. Все это является прямой экономией материальных средств, касающихся затрат на приобретение и ремонт оборудования, на подземный и капитальный ремонт скважины.

Под задачей учета подземного оборудования будем понимать процесс информационного сопровождения его движения с момента его монтажа до момента списания с эксплуатации.

Информационное сопровождение подземного оборудования по существу является процессом ведения протокола смены состояний подземного оборудования с сопутствующей информацией для каждого вида состояния.

Учет смены состояния необходим не только для подземного оборудования и его узлов, но и для скважины в целом, для сохранения единицы отказа.

На основе вышеизложенной концепции построения модели возможны решения следующих задач:

1. Учет подземного оборудования и его узлов по состояниям:
  - наличие в скважине (в работе, простое, бездействии), в ремонте, на базе производственного обслуживания;
  - учет поступившего и используемого нового оборудования.
2. Контроль за эксплуатацией подземного оборудования:
  - контроль за параметрами работы, обусловленными паспортными характеристиками;
  - контроль за условиями эксплуатации подземного оборудования.
3. Систематизация информации, связанной с работой и отказом подземного оборудования:

- технические характеристики применяемого в нефтедобычи подземного оборудования различных фирм;
- условия эксплуатации;
- результаты демонтажа после отказа;
- оценка состояния оборудования после отказа при демонтаже;
- результаты дефектации отказавшего оборудования на базе производственного обслуживания;
- комиссионное расследование причин отказов и др.

Это приводит к полноценному анализу надежности подземного оборудования, а значит, и к нахождению проблемы преждевременных отказов, некачественной эксплуатации, брака оборудования.

В модели запрограммированы расчеты на возможные осложнения, возникающие в процессе эксплуатации: выпадение парафина, соли, высокое газосодержание на приеме насоса.

Склонность попутно добываемой воды к выпадению в осадок солей сульфата кальция (преобладающий вид осадка, характерный для условий эксплуатации Урало-Поволжья) производится по методике В.П. Зверева. На основании теории активности и экспериментальных данных о растворимости гипса в водных растворах предложена методика, позволяющая непосредственно по данным шестикомпонентного анализа воды, выраженного в миллиграмм - эквивалентной форме, количественно определять степень насыщенности природных вод сульфатом кальция.

Оценка степени насыщенности воды сульфатом кальция производится по уравнению:

$$X_{CaSO_4} = 34 \left\{ \sqrt{([Ca^{2+}] - [SO_4^{2-}])^2 + 4[Ca^{2+}] * [SO_4^{2-}]} - ([Ca^{2+}] + [SO_4^{2-}]) \right\}$$

где  $X_{CaSO_4}$  – дефицит насыщения гипсом изучаемой пробы воды, мг/л;  
 $[Ca^{2+}]$ ,  $[SO_4^{2-}]$  – фактические концентрации ионов соответственно  $Ca^{2+}$  и  $SO_4^{2-}$  в изучаемой воде, мг экв/л;  $[Ca^{2+}] * [SO_4^{2-}]$  – произведение миллиграмм - эквивалентных концентраций ионов  $Ca^{2+}$  и  $SO_4^{2-}$  в насыщенном сульфатом кальция растворе. Оно определяется по номограмме, переведенной в электронный вид, соответственно температуре в зависимости от величины  $\sum X_i Z_i - 2([Ca^{2+}] * [SO_4^{2-}])$ , которую вычисляют по данным химического анализа как сумму произведений миллиграмм – эквивалентных концентраций ионов  $Na^+$ ,  $Mg^+$ ,  $Cl^-$ ,  $HCO_3^-$  на их валентности. Положительное значение  $X_{CaSO_4}$  означает дефицит насыщения, отрицательное – перенасыщение.

Расчет на возможное выпадение парафинов будет производиться по методике ВНИИнефть.

По данной методике температура насыщения нефти парафином проводится по корреляционной зависимости температуры насыщения нефти парафином для дегазированных нефтей от содержания парафина в нефти. Эта зависимость была выявлена по экспериментальным данным исследования нефтей более чем 500 залежей и описывается экспоненциальным уравнением.

Полноценное функционирование модели в производственной среде позволит накопить статистический и аналитический материал. Это позволит решать более сложные задачи, такие как расчет проектной наработки, по скважине, исходя из условий эксплуатации, вида применяемого оборудования, стандартного или износостойкого. Данный прогноз позволит планировать закупки различного оборудования, делать расчеты экономической эффективности.

Реализация модели на основе технологии СУБД “MS Access 2000” позволила создать программный комплекс модели в кратчайшие сроки, однако по своим техническим характеристикам в области скорости, производительности, надежности и безопасности она существенно уступает таким дорогостоящим промышленным СУБД, как MS SQL Server 2000, ORACLE. Таким образом, при дальнейшем широком использовании модели потребуются перевод на более мощные технологии (SQL Server, ORACLE) для того, чтобы обеспечить комфортную работу с системой.

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР

А.А. Дуденко, М.Г. Сваровская

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальной проблемой для всех российских и зарубежных компаний в настоящее время является проблема интенсификации добычи нефти путем внедрения новейших методов воздействия на пласт и применения современных технологий. Но вместе с положительным экономическим эффектом от увеличения объемов добываемого углеводородного сырья во много раз

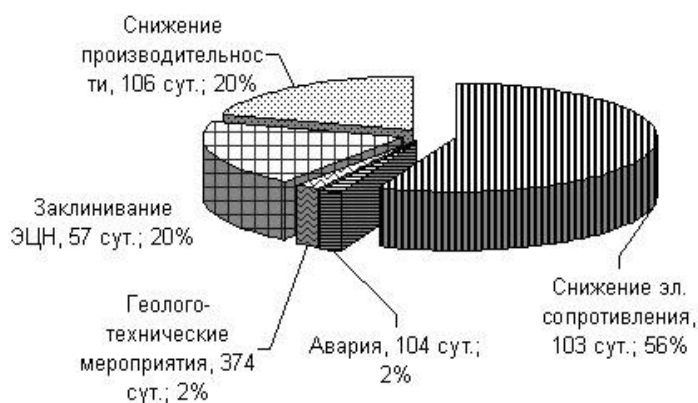


Рис. 1. Распределение отказов по причинам остановок УЭЦН

усложнились условия эксплуатации механизированного фонда, а именно установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). На сегодняшний день глубина подвески на месторождениях ОАО "Томскнефть ВНК" увеличилась и в среднем достигает 2100 м, в отдельных случаях имеет место заглупление до 2500 – 2600 м. С увеличением глубины подвески увеличивается температура пластового флюида, и на нефтяных месторождениях ОАО "Томскнефть ВНК" колеблется в интервале от 50 до 105 °С.

Данная работа посвящена определению уязвимых мест в работе УЭЦН с учетом рабочих температур, принятию мер по снижению отказов и аварийных ситуаций, а также анализу современных конструкций, как на отечественном рынке, так и на зарубежном.

В связи с использованием высокопроизводительных насосов и интенсивным отбором жидкости происходит снижение её динамического уровня. В существующих условиях эксплуатации установка несет на себе весьма существенную нагрузку. Распределение отказов по причинам остановок УЭЦН представлено на рис. 1.

Из диаграммы видно, что отказы по причине снижения электрического сопротивления изоляции системы "ПЭД – кабель" занимают основную долю отказов. Необходимо непосредственно определить узел, на который приходится наибольшая доля отказов. В системе "ПЭД – кабель" при снижении электрического сопротивления изоляции основная доля отказов (76 %) приходится непосредственно на кабельную линию.

Примерно равные доли (13 % и 11 %) приходятся соответственно на погружной электродвигатель и случаи совместного отказа двигателя и кабеля. Рис. 2 дает примерное качественное (причины) и количественное

(доля в общем в отказе кабельной линии) представления о выходе из строя кабельной линии.

Данные показатели свидетельствуют о том, что в условиях нефтяного промысла ОАО "Томскнефть ВНК" жидкость, поступающая в скважины из пластов с глубины залегания 2300-2600 м и имеющая температуру от 40 до 97 °С (реже выше) на приеме насоса, спущенного на глубину 2100-2200 м, не может в достаточной степени обеспечить охлаждение двигателя и насоса по сравнению с установкой, спущенной на глубину 1700-1900 м. По результатам использования термодатчиков установлено, что перегрев ПЭД составляет от 20 до 60 °С. При эксплуатации скважин с низким коэффициентом продуктивности и наличием механических примесей, кроме того, при наличии свободного газа в жидкости, поступающей на прием насоса, часто возникают газовые пробки, приводящие к нарушению теплообменного процесса, что приводит к дополнительному нагреву жидкости от насоса. Так температура в зоне расположения насоса (удлинителя) и на некотором расстоянии от



Рис. 2. Распределение причин отказов кабельных линий

него может достигать от 60 до 160 °С.

Предельная температура, при которой начинается деформация изоляции кабеля, как правило, составляет 90 °С для обычного и 120 °С для теплостойкого кабеля отечественного производства. Поэтому в большинстве случаев на скважинах ОАО "Томскнефть" ВНК, оснащенных кабелями марок КПБК, КПБП и

КПОБП (Крец и др., 1999) с полиэтиленовой изоляцией и предельной температурой 90 °С, происходит оплавление изоляции нижней части кабельной линии на участках длиной до нескольких десятков метров, сопровождаемые электрическим пробоем. Для предотвращения этого, некоторые нефтяные компании приняли решение комплектовать установки в проблемных скважинах теплостойким кабельным удлинителем в свинцовой оболочке Redaled (25–50 м), а в особо тяжелых условиях – вставкой из теплостойкого кабеля длиной до 1000 м (Маркелов, 2005).

Отечественные компании "Борец" (Москва) и "Битек" (Екатеринбург) начали производство кабельных удлинителей, рассчитанных на температуру до 230 °С. Кабель, используемый для кабельного удлинителя, имеет изоляцию из этиленпропилендиенового каучука (EPDM) и свинцовую оболочку вокруг каждой жилы. Стоит отметить, что фирма "Борец" является эксклюзивным представителем фирмы "ZTS" (Словакия) на российском рынке и изготавливает удлинители по технологии фирмы "REDA".

До недавнего времени в отечественном научно-техническом секторе не существовало подобных аналогов

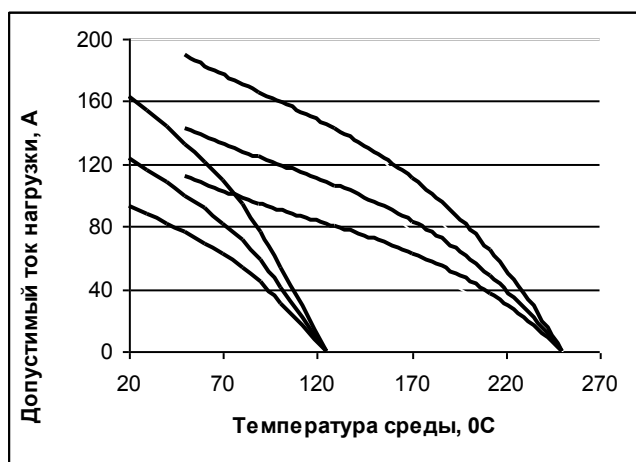


Рис. 3. Зависимость длительно допустимого тока нагрузки кабеля от температуры среды (первая серия кривых – кабели типа КПнБП-120, КПнБкП-120, вторая серия кривых – кабели типа КИРМАБП-240; снизу вверх 3x10, 3x16 и 3x25 соответственно)



кабеля. ОАО "Подольскабель" более года занимались разработкой термостойкого кабеля. Результатом исследований стали разработки КИРмАБП-240 и КИРмСБП-240 (<http://www.rosskat.ru>). В условиях интенсификации добычи нефти при заглублении установок и применении высокопроизводительных и высоконапорных насосов требуются двигатели повышенной мощности с большими рабочими токами, зачастую превышающими длительно допустимые токовые нагрузки для кабелей с полиэтиленовой и полипропиленовой изоляцией при температуре скважинной жидкости, что приводит к дополнительному разогреву изоляции и её электрическому пробою. С учетом реальной ситуации на промысле обозначенные кабели имеют термостойкую комбинированную изоляцию, выполненную из маслобензостойкой резины, которая отличается гибкостью и высокой термостойкостью и не имеет усадки по длине по сравнению с пластмассовой изоляцией. Оболочка с закрепляющим слоем обеспечивает защиту изоляции от радиального проникновения агрессивной скважинной жидкости и газа, предохраняет изоляцию жил от изменения формы и физико-химических свойств, вызванных загазованностью, высокой температурой и давлением. Диапазон рабочих температур кабеля – 40°С до +240 °С, глубина спуска – свыше 2500 м. По согласованию с заказчиком броня кабеля может быть изготовлена из стальной ленты с мелхиоровым покрытием, что позволяет эксплуатировать кабель в скважинах с повышенной агрессивностью среды (H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>) и продлевает его срок службы (24 месяца согласно гарантии). Зависимость длительно допустимого тока нагрузки кабеля от температуры среды представлена на рис. 3, откуда видно насколько технически усовершенствованы современные разработки отечественных специалистов по сравнению с прошлым периодом.

Общая тенденция российского рынка на производство кабелей, предназначенных для работы в мало затрудненных условиях, объясняется спросом потребителей – нефтяных компаний, эксплуатирующих большинство скважин на глубине до 2000 м. В условиях интенсификации добычи нефти на месторождениях ОАО "Томскнефть ВНК", отбор которой ведется с глубин 2200-2500 м, необходимо учитывать суммарную составляющую осложняющих факторов, приводящих к значительным сокращениям сроков служб кабелей. Используемые в настоящее время кабельные линии не отвечают требованиям и не предназначены для длительной бесперебойной работы в условиях высоких температур. Добиться этого можно за счет планового приобретения новых разработок кабелей с целью комплектации ими нижней части существующих кабельных линий, где наблюдаются наиболее тяжелые условия.

#### Литература

1. Крец В.Г., Лукьянов В.Г. Нефтепромысловое оборудование: комплект каталогов. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 1999. – 900 с.
2. Маркелов Д.В. Борьба с осложнениями в механизированной добыче нефти // Территория нефтегаз.–М, 2005.– №2.–С. 30–35.
3. <http://www.rosskat.ru>

## СВЕРХВЫСОКОЧАСТОТНЫЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ ВЛАЖНОСТИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Р.Р. Зайнашев

Научный руководитель профессор Р.И. Саитов, профессор Р.Г. Абдеев  
*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия*

В настоящее время одним из важнейших направлений аналитического приборостроения является разработка и исследование новых прогрессивных методов контроля влажности материалов, позволяющих комплексно решать задачи управления технологическими процессами, а также используемых для проведения научных исследований по изучению состава и свойств влажных материалов.

Задача контроля влажности является актуальной для большинства материалов народнохозяйственного комплекса. Технологические процессы переработки материалов практически во всех отраслях экономики предусматривают контроль и регулирование влажности на всех этапах, начиная с заготовки сырья и до складирования и отгрузки готовой продукции. Требования, предъявляемые промышленностью к методам и приборам контроля влажности включают высокую точность измерения, возможность проведения измерений в непрерывном технологическом потоке, возможность контроля влажности как в малых, так и в очень больших объемах волокнистых, твердых сыпучих и жидких материалах, неоднородных по своей структуре, физическому и химическому составу, распределению влаги по формам связи.

Особую актуальность приобретает задача сопряжения влагомеров с современными автоматизированными средствами контроля и управления технологическими процессами и производством в целом.

Из существующих современных методов измерения влажности указанным требованиям в наибольшей степени соответствуют диэлькометрические, в частности, сверхвысокочастотные (СВЧ) методы.

СВЧ-методы позволяют контролировать влажность твердых, сыпучих и жидких материалов в широком диапазоне влажности (5-50 %) с высокой точностью (относительная погрешность измерений менее 7 %). Бесконтактность измерений обеспечивает возможность применения СВЧ-метода непосредственно в технологическом потоке.

Однако и они до настоящего времени не имеют широкого распространения в промышленности. Причинами, сдерживающими практическое применение СВЧ-метода для широкого круга материалов, являются отсутствие обоснованных требований к точности измерительной информации, малоизученность

электрофизических свойств материалов в СВЧ-диапазоне и влияния на эти свойства влажности и различных технологических характеристик, ограниченность теоретических представлений о взаимодействии электромагнитных волн с многокомпонентными неоднородными влажосодержащими веществами, отсутствие унификации влагомеров, ограниченное применение современных достижений микропроцессорной и робототехники, а также отсутствие единой системы метрологического обеспечения влагомеров.

В предлагаемом нами подходе используется зависимость влажности воздушного пространства, заключенного в контролируемом материале, от влажности самого материала. Для измерения влажности воздуха применялись высокочувствительные кондуктометрические датчики, разработанные профессором Санкт-Петербургского технологического института (университета) В.П. Катушкиным.

В результате экспериментальных исследований получены зависимости влажности воздушного пространства, заключенного в контролируемом материале от влажности материала в длительном временном интервале, а также влияние на эту зависимость мешающих параметров.

Определены пути повышения точности контроля влажности за счет температурной коррекции и учета градиента влажности материала в заданном интервале времени.

Ниже приводятся технико-экономические показатели разработанного нами влагомера для контроля влажности нефти и нефтепродуктов.

Влагомер предназначен для экспрессного измерения влажности нефти и нефтепродуктов и представляет собой две конструктивные сборки: измерительный преобразователь и сопряжений с ним ЭВМ. Измерительный преобразователь содержит блок генератора, сверхвысокочастотный тракт с приемной и передающими антеннами, рабочую камеру с механизмом уплотнения материала постоянным давлением, блок детектора с измерительным аттенуатором и модуляторами, низкочастотный блок и блок питания.

Влагомер работает по принципу измерения вносимого материалом ослабления электромагнитной волны, зависящего от влажности материала. Процесс измерения заключается в сравнении уровней рабочего и опорного каналов и автоматическом их уравнивании изменением ослабления, вносимого измерительным аттенуатором. Низкочастотный блок реализует принцип корреляционного приема полезного сигнала. Градуировка прибора для различных материалов записывается в память ЭВМ.

Диапазон измерения 5-30 % влажности, основная относительная погрешность – 8 %, время измерения, не более 1 минуты.

## РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА И ТЕХНОЛОГИИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ КОНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДОВ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

**Р.Р. Зайнашев, В.А. Набихметов, Л.И. Чекенева**

Научные руководители профессор Р.Г. Абдеев, инженер В.Н. Большаков  
*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия*

При изготовлении конических переходов нефтегазового оборудования одной из основных процедур является моделирование качества функционирования.

Стыковые соединения определяют прочность сосудов и аппаратов, поэтому качество функционирования конических переходов в работе рассмотрено относительно стыковых соединений.

Для конических переходов, работающих под давлением, получены расчетные формулы для определения окружных  $\sigma_\theta$  и меридиональных  $\sigma_z$  напряжений в области стыкового соединения со смещением кромок:

$$\sigma_\theta^\pm = \frac{pR}{2S} \left( 1 \mp 3k' \frac{\Delta_{cm}}{S} \sin\theta_i \cos\beta' e^{-\beta'} \right),$$

$$\sigma_z^\pm = \frac{pR}{2S} \left( 1 - k' \sqrt{3(1-\mu^2)} \frac{\Delta_{cm}}{S} \sin\theta_i \cos\beta' e^{-\beta'} \mp 3k'\mu \frac{\Delta_{cm}}{S} \sin\theta_i \cos\beta' e^{-\beta'} \right),$$

где  $\sigma_\theta$ ,  $\sigma_z$  - окружные и меридиональные напряжения;

$\sigma^-$ ,  $\sigma^+$  - напряжения на наружной и внутренней поверхности корпуса;

$\mu$  - коэффициент Пуассона;

$k' = +I$  - для сегмента I;

$k' = -I$  - для пояса II;

$\theta_i$  - место расположения (угол) стыкового соединения

$$\beta' = 4\sqrt{3(1-\mu^2)} \sqrt{\frac{R}{S}} |\theta_{i+1} - \theta_i|.$$

Анализ формул показывает, что максимальные напряжения во всех случаях действуют в месте стыкового соединения (при  $\theta = \theta_i$ ). Коэффициент концентрации напряжений от смещения кромок  $\alpha_{cm}$  равный отношению максимального напряжения  $\sigma_{\theta max}$  номинальному  $\sigma_{\theta N}$  определится следующим известным

$$\text{выражением } \alpha_{cm} = \frac{\sigma_{\theta max}}{\sigma_{\theta N}} = 1 + 3 \frac{\Delta_{cv}}{S} \sin\theta_i, \quad \text{где } \sigma_{\theta N} = \frac{pR}{2S}.$$

Таким образом, максимальные напряжения в месте стыкового соединения зависят от относительного смещения кромок (отношения смещения кромок к толщине) и от расположения соединения. Причем зависимость  $\alpha_{cm}$  от относительного смещения кромок для меридионального стыкового соединения конических переходов при

$\theta_i = 90^\circ$  и для продольного шва одинакова (рис. 1, кривая 1). В стыковых соединениях переходов при уменьшении угла  $\theta_i$  максимальные напряжения снижаются.

Исследования, проведенные на моделях конических переходов, подтвердили, что несущая способность корпусов, определяемая как отношение давления разрушения образцов без смещения кромок ( $P_{p\Delta} = 0$ ) к давлению разрушения образцов со смещением кромок ( $P_{p\Delta}$ ), зависит от относительного смещения кромок и места их расположения на переходе, а несущая способность продольных стыковых соединений переходов зависит лишь от первого из указанных факторов. Несущая способность диаметрально (меридионально) расположенных ( $\theta_i = 90^\circ$ ) сварных соединений переходов и продольных соединений показана на рис. 2 (кривая 2). Кривая 1 характеризует несущую способность стыковых соединений, характеризуемых углом  $\theta_i = 15^\circ$ .

Таким образом, на концентрацию напряжений в кольцевом стыковом соединении оказывают влияние такие параметры, как смещение кромок  $\Delta_{cm}$ , толщина стенки  $S$  и место расположения стыка  $\theta_i$

$$\alpha_{cm} = f_1(\Delta_{cm}, S, \theta_i).$$

В меридиональном стыковом соединении концентрация напряжений будет зависеть от  $\Delta_{cm}$  и  $S$

$$\alpha_{cm} = f_2(\Delta_{cm}, S).$$

Уравнения описывают качество функционирования стыкового соединения только в коническом переходе. Так как конические поверхности в корпусах работают также в сочетании с другими, то в конструктивном исполнении "сферический пояс - конус" на концентрацию напряжений в кольцевом стыковом соединении дополнительное влияние окажет угол конусности  $\varphi_k$ , тогда

$$\alpha_{cm} = f_3(\Delta_{cm}, S, \theta_i, \varphi).$$

В соединении "сферический пояс - цилиндр" концентрация напряжений будет зависеть от радиусов сферы  $R_{cf}$  и цилиндра  $R_{ц}$

$$\alpha_{cm} = f_1(\Delta_{cm}, S, R_{cf}, R_{ц})$$

Оболочка может быть нагружена в общем случае переменным вдоль меридиана гидростатическим давлением  $p_n$  и меридиональной нагрузкой  $p_t$ , а также подвержена действию изменяющейся вдоль оси температуры наружных и внутренних волокон  $T_n$  и  $T_e$ . Могут быть переменными также толщина оболочки  $S$ , значение модуля нормальной упругости в меридиональном  $E_z$  и окружном  $E_\theta$  направлениях и коэффициент  $\mu$  Пуассона - в меридиональном. Коэффициенты температурного расширения принимаются постоянными на всем участке.

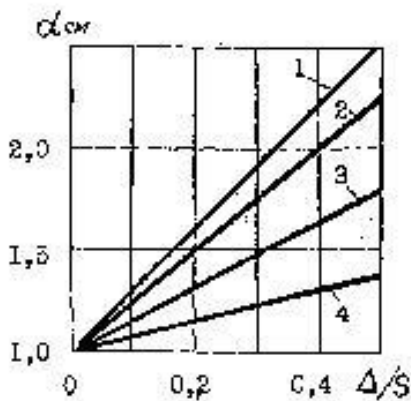


Рис. 1. Зависимость концентрации напряжений от относительного смещения кромок: 1,2,3,4 -  $\theta_i = 90, 60, 30$  и  $15^\circ$  соответственно

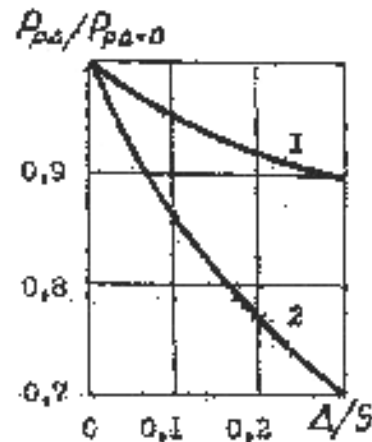


Рис. 2. Несущая способность: 1 -  $\theta_i = 90^\circ$ ; 2 -  $\theta_i = 15^\circ$

Суперэлемент представляет собой фрагмент оболочки вращения (рис. 3), которая расчленяется на элементы начального уровня. Матрицу жесткости и вектор сил конечного элемента можно представить в матричной форме:

$$\{\varepsilon\} = [d]\{U\}$$

$$\{\sigma\} = [c]\{\varepsilon\} - \{\sigma_t\}$$

$$\{e\} = [T]\{\varepsilon\}$$

$$\{N\} = \int_{-\frac{\delta}{2}}^{+\frac{\delta}{2}} [T]^T [c] [T] [d] \{U\} dt,$$

где  $\{\varepsilon\}^T = \{\varepsilon_\theta \varepsilon_z \chi_\theta \chi_z\}$  - вектор деформации и кривизны срединной поверхности;

$\{u\}^T = \{v w\}$  - вектор перемещений точек срединной поверхности, причем  $V$  и  $W$  составляющие вектора в меридиональном и нормальном к поверхности направлениях;

$\{\sigma\}^T = \{\sigma_\theta \sigma_z\}$ ,  $\{e\}^T = \{e_\theta e_z\}$  - вектор напряжений и деформаций слоя, находящегося на определенном расстоянии от срединной поверхности;

$\{\sigma_r\}$  - вектор изменения температуры;

$\{N\}^T = \{N_\theta N_z M_\theta M_z\}$  - вектор усилия;

$$[d] = \frac{u'}{R_\theta} \frac{d}{\delta dx} \frac{u'}{R_\theta R_z} \frac{1}{\delta R_z} \left( \frac{d'}{dx} - \frac{R'_z}{R_z} \right) - \frac{1}{R_\theta} \frac{1}{R_z} - \frac{u'}{\delta R_\theta} \frac{d}{dx} \frac{1}{\delta^2} \left( \frac{\delta'}{\delta} \frac{d}{dx} - \frac{d^2}{dx^2} \right);$$

$$[T] = 10Z0$$

$$010Z.$$

В этих формулах штрихами обозначены первые производные по  $x$ , т.е. по осевой координате.

Вектор узловых неизвестных содержит 10 составляющих:  $\{u_y\}^T = \{V_K W_m V'_K W'_m W_K W_m W'_K W'_m W''_K W''_m\}$

Вектор перемещений  $\{u\}$  можно выразить через вектор узловых неизвестных:  $\{u\} = [A]\{u_y\}$ ,

где  $[A]$  - аппроксимирующая матрица.

$$\text{Функционал полной потенциальной энергии } W = \int_F \left[ \frac{1}{2} \{N\}^T \{\varepsilon\} - \{p\}^T \{u\} \right] dF,$$

где  $\{p\}^T = \{p_i p\}$  - вектор нагрузок.

Подстановкой значения векторов  $\{N\}$ ,  $\{\varepsilon\}$  и  $\{u\}$  и использованием условия минимума потенциала получена матрица жесткости элемента  $k$ -  $m$

$$[A] = \int_{x_k}^{x_m} [B]^T [D] [B] dx$$

$$\text{и вектора сил } [f] = \int_{x_k}^{x_m} [A]\{p\} + [T]\{\sigma_r\} \delta dx,$$

$$\text{где } [B] = [d][A], [D] = \int_{-s/2}^{+s/2} [T]^T [c][T] dz.$$

При численном интегрировании по площади элемента, что эквивалентно интегрированию по дуге меридиана, была использована квадратурная формула Гаусса с числом узлов интегрирования, равным 3, 4 или 5.

За неизвестные перемещения суперэлемента между узлами  $i$  и  $j$  принимаются горизонтальные  $u_z$ , радиальные  $u_r$  перемещения и углы поворота краев оболочки. Получается вектор  $\{u_S\}^T = \{u_z^i u_r^i \phi^i u_z^j u_r^j \phi^j\}$ .

Пример зависимости изменения напряжений от величины смещения кромок, получен с помощью разработанной программы МКЭ-1.

В примере приведено изменение эквивалентных напряжений  $\sigma_e$  на наружной и внутренней поверхности цилиндрической части корпуса и полусферическом днище. Расчеты, выполненные для толщин стенок 16, 36, 60 мм и диаметров корпуса 5, 7 и 9 м показали, что концентрация напряжений в стыковых соединениях не зависит от диаметра и толщины стенки, а только от относительного смещения кромок  $\Delta_{cm}/S$  равного в данном случае 0,15. Однако МКЭ выявил существенную подробность - чем толще стенка, тем дальше от стыкового соединения распространяется зона концентрации напряжений. При этом появилась возможность определить размер этой зоны.

Применение указанного метода позволило выявить также влияние характера смещения кромок стыкового соединения.

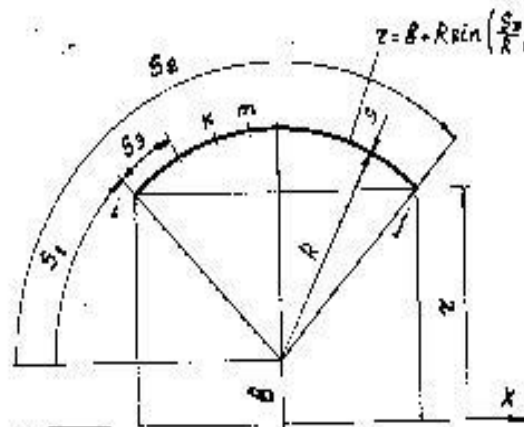


Рис. 3. Оболочка вращения

## ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГИИ ВЗРЫВА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

В.С. Зленко, А.А. Сафронов

Научный руководитель старший преподаватель В.А. Шмурыгин  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Применение энергии взрыва в современных условиях весьма актуально. Это неотъемлемая часть при строительстве нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ в XXI веке. Энергия взрыва имеет широкое применение – это рыхление скальных и мерзлых грунтов, разработка траншей в условиях болот и обводненной местности, а также при проведении ремонтных работ на магистральных трубопроводах.

В настоящее время ведутся изыскательские и проектные работы по строительству нефтепровода по маршруту Тайшет – Казачинское – Сковородино – Перевозная – 4130 км. Трасса проектируемого нефтепровода проходит по территориям семи субъектов Российской Федерации – Иркутской, Читинской и Амурской областей, Республики Бурятия, Еврейской автономной области, Хабаровского и Приморского краев. При строительстве нефтепровода будут применяться трубы диаметром 1220 мм.

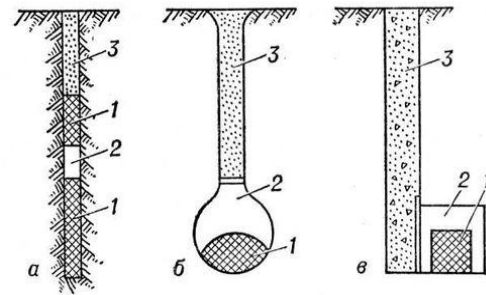


Рис. 1. Конструкция заряда взрывчатого вещества с воздушными промежутками: а — скважинный; б — котловой; в — камерный; 1 — взрывчатое вещество; 2 — воздушный промежуток; 3 — забойка

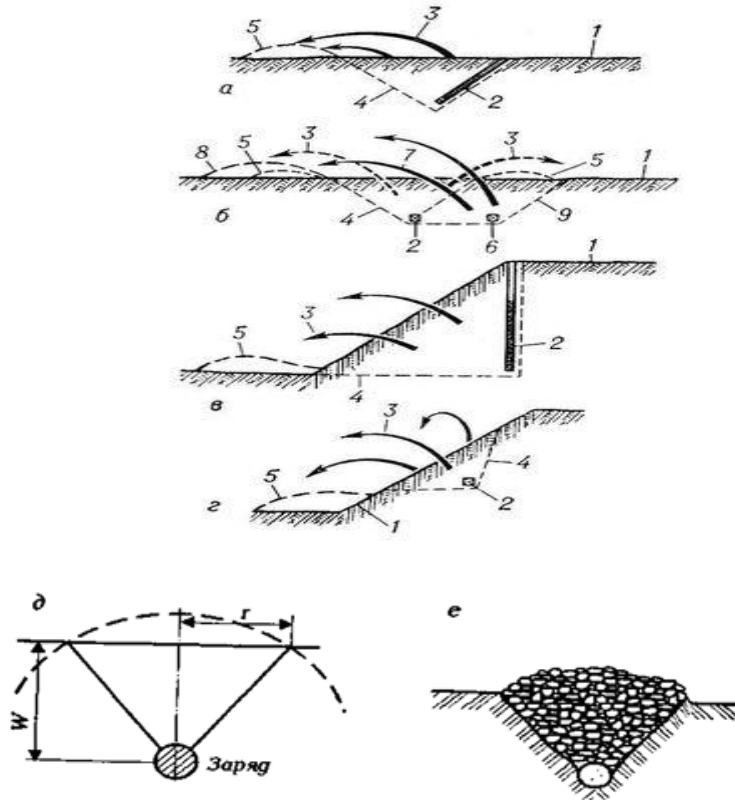


Рис. 2. Схемы направленного взрыва: а — на выброс скважинным зарядом; б — на выброс двумя камерными зарядами; в — на сброс скважинным зарядом; г — на сброс камерным зарядом (1 — свободная поверхность массива; 2 — заряд ВВ; 3 — траектория кусков взорванной породы; 4 — контур взрывной выемки; 5 — навал породы после взрыва; 6 — заряд ВВ, взрываемый во вторую очередь; 7 — траектория кусков от второго взрыва; 8 — навал породы после второго взрыва; 9 — контур взрывной выемки после второго взрыва)

Трасса характеризуется сложными геологическими, гидрологическими и сейсмическими условиями. На основном ее протяжении предусматривается подземная прокладка трубопровода. Предстоит преодолеть свыше 435 км болот, более 1 тыс. км скальных и полускальных грунтов, зоны вечной мерзлоты, курумы, разломы, карстовые породы, селевые и оползневые участки, косогоры со значительными уклонами. На пути имеется около 50 больших и малых рек, десятки автомобильных и железнодорожных дорог.

Значительные объемы взрывных работ будут необходимы для подготовки трассы, в связи с тем, что последняя будет сооружаться в сложных геолого-географических условиях, связанных с преодолением

косогоров со значительными уклонами и строительством дорог и промышленных площадок вдоль проектируемой трассы трубопровода.

В связи с тем, что строящаяся трасса проходит по болотистым и обводненным территориям, вероятно, не избежать применения взрывных работ для сооружения траншей трубопровода. Для разработки траншей взрывным способом в зависимости от типа болота и размеров траншеи применяют различные технологические схемы.

На открытых и слабозаселенных болотах при разработке траншей и каналов глубиной до 3 - 3,5 м, шириной по верху до 15 м, мощностью торфяного слоя до  $\frac{2}{3}$  глубины траншеи используют удлиненные шнуровые заряды (из отходов пироксилиновых порохов или водоустойчивых аммонитов). На глубоких болотах, покрытых лесом, разработку траншеи (глубиной до 5 м и шириной по верху до 20 м) целесообразно осуществлять сосредоточенными зарядами, размещенными вдоль оси траншеи. При этом отпадает необходимость в предварительной очистке трассы от леса. Сосредоточенные заряды размещают в зарядных воронках, образуемых прострелкой небольших скважинных зарядов.

Методы разработки траншей определяют в зависимости от заданных размеров и профиля траншеи для укладки конкретного трубопровода; вида и состояния грунтов на участке работ; характера рельефа местности; степени обводненности участка. Энергию взрыва в мерзлых грунтах применяют при глубине промерзания более 1 - 1,2 м, а также буровзрывным способом с выемкой разрыхленного грунта одноковшовыми экскаваторами, скреперными установками.

Для разработки траншей глубиной до 2,5 м и шириной по верху 6 - 8 м эффективно использовать скважинные заряды из водоустойчивых ВВ. Этот метод можно использовать на болотах I и II типов, в том числе покрытых лесной растительностью. Скважины (вертикальные или наклонные) располагают вдоль оси траншеи на расчетном расстоянии друг от друга в один или два ряда в зависимости от проектной ширины дна траншеи. В качестве зарядных камер при взрывных работах применяют скважины, диаметр которых принимают равным 150 - 200 мм.

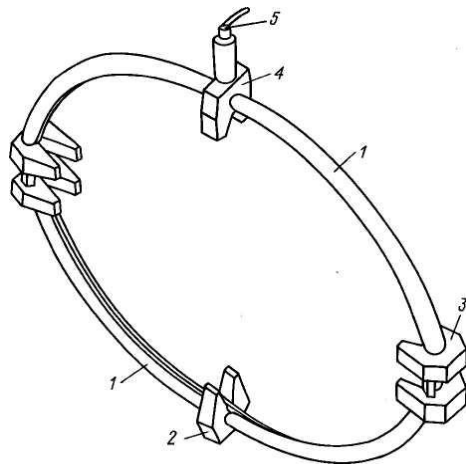
В зависимости от величины масса заряда выражается в граммах, килограммах и тонах.

Заряды взрывчатых веществ, применяемых в горном деле, различают:

- по форме;
- по конструкции (рис. 1);
- по характеру действия.

В зависимости от способа размещения заряда, его формы и величины применяются следующие методы взрывных работ, под которыми понимают выполняемые с применением ВВ работы по разрушению твердых сред:

- метод наружных (накладных) зарядов;
- метод шпуровых зарядов;
- метод скважинных зарядов;
- метод камерных (минных) зарядов.



**Рис. 3. Труборез кумулятивный кольцевой наружный (ТрККН):**  
1 — полукольцо; 2 — фиксатор; 3 — замок;  
4 — держатель электродетонатора; 5 — электродетонатор

направленные взрывы при горизонтальной поверхности массива; смещение породы преимущественно в нужную сторону достигается применением системы наклонных скважинных зарядов (рис. 2, а) либо системы двух (или более) камерных зарядов (рис. 2, б). В последнем случае заряды взрывают не одновременно, и основной выброс породы происходит в сторону заряда.

Взрывами на сброс называют направленные взрывы при наличии наклонной или вертикальной поверхности массива. Применяют систему скважинных зарядов (рис. 2, в) либо один или несколько камерных зарядов (рис. 2, г). Направленные взрывы успешно применяется на открытых горных работах для сброса покрывающих пород.

В скальных грунтах перед разработкой траншеи одноковшовыми экскаваторами необходимо предварительно рыхлить грунт взрывным способом. Рыхление грунта под траншею осуществляется группой небольших зарядов, помещенных в пробуренные шпуры (скважины). Заряд ВВ в шпуре занимает 0,3 - 0,6 его глубины, а остальная часть заполняется забойкой.

Массу заряда рассчитывают так, чтобы в результате взрыва образовалась воронка рыхления:

$$Q_3 = Ah^3,$$

где  $Q_3$  - масса заряда;

$A$  - удельный расход ВВ;

$h$  - кратчайшее расстояние от открытой поверхности грунта до центра заряда.

Условно различают взрывы на выброс, на сброс и на рыхление. Взрывами на выброс называют

Заряды для рыхления при ширине траншеи до 2 м располагают вдоль нее в один ряд (рис.2, д, е) при большой ширине в два ряда. Расстояние между зарядами в ряду определяется в зависимости от глубины заложения центра заряда, крепости породы, ее состояния. Обычно оно составляет 0,5-1 глубины траншеи. Для уточнения выбранного расстояния между зарядами проводят опытные взрывы. При устройстве полок чаще производят взрывы на выброс.

Массу заряда определяют по формуле

$$Q_3 = A(0,4 + 0,6n^3)W^3,$$

где W - линия максимального сопротивления взрыву;

n - показатель взрыва (г/в);

r - радиус воронки рыхления.

Расстояние в ряду между зарядами определяют по формуле  $a = mw$ ,

где  $m = 1$ ,  $n = 1$ ,  $m = 1,25$ ,  $n = 1,5$ .

Также для резки нефтепроводов энергией взрыва применяются кумулятивные заряды.

Труборезы кумулятивные кольцевые наружные предназначены для поперечной резки энергией взрыва стальных трубопроводов и трубчатых конструкций диаметром от 152 до 1420 мм с толщиной стенки от 10 до 30 мм. Труборез кумулятивный кольцевой наружный (ТрККН) рассчитан на разовое использование (рис. 3).

Областью применения ТрККН является поперечная резка взрывом трубопроводов и трубчатых конструкций при строительстве, техническом обслуживании и ремонте.

Таким образом, из изложенного следует, что применение энергии взрыва при строительстве и эксплуатации трубопроводов в современных условиях весьма актуально, т.к. может значительно сократить сроки строительства и сократить стоимость строительства за счет уменьшения количества дорогостоящего оборудования и специализированной техники.

## ЗАЩИТА И МОНИТОРИНГ ПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ ТИПА УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

А.Ю. Лисинков

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективность работы любого вида оборудования для механизированной добычи нефти зависит от очень многих факторов, определяемых как правильным выбором отдельных элементов этой системы, так и правильной эксплуатацией и своевременным ремонтом оборудования.

Выбор элементов насосных установок, режимов её эксплуатации и времени ремонтов определяется такими геолого-техническими факторами, как дебит скважины, величины забойного и пластового давления, давления насыщения и газового фактора, кривизны скважины и многими другими, которые не являются величинами неизменными, а постоянные их замеры и расчёты требуют больших затрат времени и трудовых ресурсов. С другой стороны, несовершенство современных групповых замерных установок, не позволяющих достаточно точно определить дебит малопродуктивных скважин, также осложняет процесс оптимизация работы насосных установок (рис. 1). Поэтому правильный подбор и диагностирование работы нефтепромыслового оборудования, позволяющие оперативно определить параметры работы оборудования и некоторые величины, характеризующие взаимодействие пласта, скважины и оборудования, являются необходимыми процессами, которым в последнее время уделяется всё больше внимания как со стороны эксплуатационников, так и со стороны научно-исследовательских и внедренческих фирм.

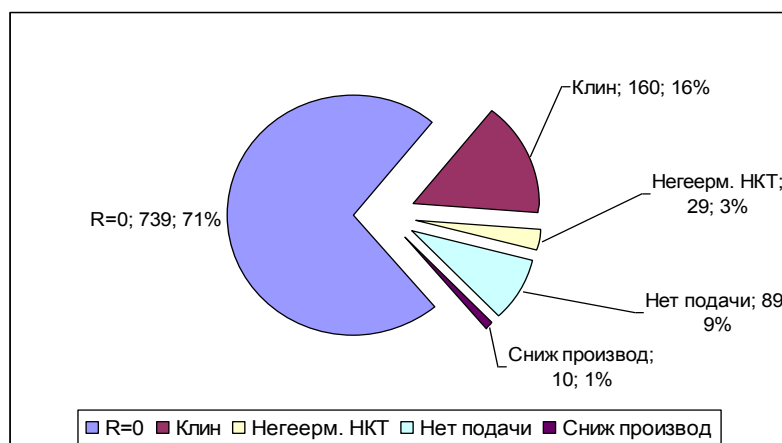


Рис. 1. Анализ преждевременных отказов УЭЦН по Изольско-Таловому месторождению Томской области в период с 15.07.02 по 5.03.05 г.

Длительная эксплуатация установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) требует постоянного контроля за работой основных узлов. Своевременная диагностика состояния оборудования и параметров пласта,

особенно при наличии осложняющих факторов (искривленность ствола скважины, наличие песка и агрессивных жидкостей, вибрация и т.д.), позволяет существенно повысить технико-экономические показатели работы оборудования.

Информацию о работе подземного оборудования получают при помощи скважинных мультисенсорных датчиков.

Мультисенсорный скважинный инструмент (МСИ) устанавливается на основании электродвигателя УЭЦН, силовой кабель которого используется также и для передачи данных. МСИ обеспечивает передачу данных о состоянии насоса и пласта, на основании которых оператор может управлять УЭЦН, повышая таким образом надежность его работы и максимально увеличивая производительность.

МСИ измеряет давление на всасе, температуру электродвигателя, температуру на всасе, вибрацию и ток утечки в УЭЦН. С точностью, приведенной в табл. 1, он может также измерять давление нагнетания насоса, температуру обмоток электродвигателя и расход. Все датчики находятся внутри корпуса МСИ. Давление нагнетания измеряется путем пропускания жидкости на выходе из насоса через гидрوليнию диаметром 1/4 дюйма, а расход измеряется с помощью турбинного расходомера, установленного над выкидом насоса.

Передача всех данных на поверхность осуществляется через соединение обмоток электродвигателя и дальше по кабелю УЭЦН. МСИ соединен с нейтралью нижнего электродвигателя погружного насоса. Это соединение подключено либо непосредственно к изолированному монтажному проводу, соединенному с обмотками электродвигателя, либо через шинный адаптер. В обоих случаях для соединения с электрическими цепями датчиков используется штырьковый разъем с изолирующей трубкой.

МСИ состоит из корпуса, в котором установлены датчики и электронные компоненты. Используются три корпуса, в одном из которых сделан вырез для подключения расходомера.

Таблица 1

Точность измерения современных датчиков

Параметр	Точность измерения
Давление	0,1%
Температура	1%
Расход	5%
Вибрация	1%
Ток утечки	0,05%

Температура электродвигателя может измеряться двумя способами: либо с помощью термопары для измерения температуры масла электродвигателя, поставляемой вместе с МСИ, либо с помощью термопары для измерения температуры обмоток, подключаемой внутри электродвигателя. Термопара для измерения температуры масла замыкается непосредственно на токоввод МСИ и устанавливается внутри фланца, между МСИ и электродвигателем. Термопара для измерения температуры обмоток подсоединяется к обмоткам электродвигателя и оснащается проводниками с двойной цветной кодовой маркировкой, которые требуют использования штырьковых разъемов с изолирующей трубкой для соединения с токовводами с соответствующей цветной маркировкой. Штырьковые разъемы с изолирующей трубкой имеют такую же конструкцию, как и используемые для соединения с монтажным проводом, и отличаются лишь меньшими размерами.

Термоманометрическая система ТМС-3, характеристики которой приведены в табл. 2, предназначена для контроля некоторых технологических параметров скважин, оборудованных УЭЦН, и защиты погружных агрегатов от аномальных режимов работы (перегрев электродвигателя или снижение давления жидкости на приеме насоса ниже допустимого).

Таблица 2

Техническая характеристика термоманометрической системы

Диапазон контролируемого давления, МПа	0 - 20
Диапазон рабочих температур ПДТ, °С	25 - 105
Предельная температура погружного электродвигателя, °С	100
Диапазон рабочих температур наземного блока, °С	- 45 - +50
Отклонение значения давления, формирующего сигнал управления на отключение или запуск УЭЦН, от заданной, МПа, не более	± 1
Средняя наработка на отказ, ч	12000
Установленный срок службы, лет,	5
Диаметр скважинного преобразователя, мм	87
Длина скважинного преобразователя, мм	305

Система ТМС-3 состоит из скважинного преобразователя, трансформирующего давление и температуру в частотно-манипулированный электрический сигнал, и наземного прибора, осуществляющего функции блока питания, усилителя-формирователя сигналов и устройства управления режимом работы погружным электронасосом по давлению и температуре.



Скважинный преобразователь давления и температуры (ПДТ) выполнен в виде цилиндрического герметичного контейнера, размещаемого в нижней части электродвигателя и подключенного к нулевой точке его статорной обмотки.

Наземный прибор, устанавливаемый в комплектное устройство ШГС, обеспечивает формирование сигналов на ее отключение и выключение насоса по давлению и температуре.

В качестве линии связи и энергоснабжения ПДТ используется силовая сеть питания погружного электродвигателя.

Необходимо отметить, что точность, достоверность и оперативность получения промысловых данных (пластовое давление, температура, обводненность и т.д.) играют важную роль в правильном подборе оптимального режима работы погружной установки. Поэтому в настоящее время необходимо разработать методику по сбору и обработке информации о работе подземного оборудования. Данная аппаратура позволяет диагностировать УЭЦН с последующим составлением рекомендаций по эксплуатации данного оборудования. Для этого необходимо расширить анализ сигналов с получением спектрально-корреляционной зависимости. Этот анализ позволяет оценить текущее состояние установки и степень ее работоспособности. Что даст возможность снизить экономические затраты и увеличить межремонтный период. Решение поставленных задач позволит повысить эффективность применения установок ЭЦН на нефтяных промыслах Российской Федерации.

## **РАЗРАБОТКА АДАПТИВНЫХ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОЙ ПОГРУЖНЫХ УСТАНОВОК С РЕГУЛИРУЕМЫМ ПРИВОДОМ**

**С.А. Редикульцев**

**Научный руководитель доцент А.В. Панкратов**

**Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

В работе (Панкратов А.В., Редикульцев С.А., 2004) была предложена математическая модель баланса напоров (давлений) системы "пласт – скважина – погружная насосная установка – колонна НКТ" (при разработке на упруговодонапорном режиме), позволяющая осуществить оптимальный отбор жидкости из пласта. Предложенная модель позволяет согласовать характеристики насоса и скважины, и, следовательно, найти оптимальную величину удельной энергии, передаваемую насосом газо-жидкостной смеси, обеспечивающую оптимальную норму отбора жидкости из скважины с выбранной рациональной глубины насоса. Это выгодным образом отличает данную модель от традиционного метода расчета, ориентированного на создание на приемной сетке насоса давления, равного давлению насыщения нефти газом или близкого к нему. Этот метод широко распространен, т. к. прост технологически и организационно, но является неэкономичным, поскольку для его осуществления требуется спуск на большие глубины, соизмеримые с глубиной скважины. Последнее связано с затратами на НКТ, кабель, электроэнергию и СПО, а иногда и невыполнимо по техническим причинам (повышение темпов искривленности ствола скважины с ростом глубины залегания разрабатываемого нефтегазового пласта). Вместе с тем и модели баланса напоров, в виду отсутствия в последней механизма адаптации (например, с помощью изменения скорости вращения вала насосной установки) к изменяющимся со временем параметрам системы разработки, также присущи недостатки:

- достоверность расчетов напрямую зависит от точности и полноты представления исходных данных;
- в модель закладываются некоторые усредненные показатели эксплуатации скважины за предшествующий период, которые корректируются с определенной периодичностью (например, в период вынужденной остановки оборудования при снижении продуктивности пласта, поскольку останавливать скважину для построения индикаторной диаграммы чаще весьма проблематично). А в период между двумя соседними гидродинамическими испытаниями мы вынуждены прогнозировать изменение входных переменных модели в соответствии с принятыми статистическими законами.

В реальных же условиях разработки с заводнением пласта текущие значения параметров модели могут существенно отличаться от прогнозных. Что может приводить к выходу точки пересечения гидродинамической характеристики (ГДХ) скважины и напорной (Q-H) характеристики погружного насоса за пределы рабочей области, рекомендуемой заводом-изготовителем.

Надежность рассчитанных по математической модели (Панкратов А. В., Редикульцев С.А., 2004) эксплуатационных характеристик (глубины спуска насоса, ее ожидаемого дебита и др.) существенно возрастает с появлением на промыслах серийных УЭЦН, с аппаратом автоматического регулирования скорости вращения ПЭД (московского завода "Борец" на базе контроллера "Каскад 2-200", фирмы "Центороллифт" на базе контроллера "Электроспид ICS", "Цунар" с вентильным электродвигателем (Иванов и др., 2005), способной оптимизировать режим добычи в зависимости от динамики притока скважины, исключив тем самым циклический характер работы с периодическими остановками насоса по недогрузу или перегрузу (при отклонении фактического коэффициента продуктивности пласта от прогнозного). Регулируя число оборотов ротора нагнетателя, удается плавно менять гидравлические и энергетические характеристики, подстраивая работу насоса к изменяющимся нагрузкам. Этим обеспечивается прежде всего экономия электроэнергии, затрачиваемая на подъем такого же количества флюида по сравнению с обычным погружным насосом, который подчиняется только действиям операторам.

В отличие от обычных УЭЦН, алгоритмы управления которых основаны на ручной установке параметров и постоянном частотном режиме (при частоте тока 50 Гц синхронная частота вращения вала ПЭД равна 3000 об/мин), данные установки способны работать в режиме автоматической адаптации к изменяющимся пластовым условиям с постоянным сканированием входных параметров модели. Алгоритм управления

вентильным приводом (по зависимости его фазного тока от частоты вращения и плотности перекачиваемой жидкости), оптимизирующий работу насосного агрегата на всех стадиях эксплуатации УЭЦН, закладывается в программу контроллера, оперативная память которого ограничена. Поэтому соответствующая математическая модель оптимизации режима добычи должна быть упрощена, но так что бы погрешность в расчетах не превышала некоторой допустимой величины (например, 5%) и были бы исключены режимы, приводящие к срыву в подаче по критерию содержания свободного газа у приемной сетки насоса.

Московский завод "Борец" с 2002 г. приступил к выпуску станций управления (СУ) ПЭД на базе контроллера нового поколения "Каскад 2-200" (сохраняет данные объемом до 2 Мбайт). Данные СУ (серии "Борец 11ТМ1" и др.) предназначены для совместной работы с системами телеметрии (термоманометрической системы) в частности с системой контроля скважины "Скад 2002". По желанию заказчика станция может оснащаться блоком ввода параметров БСВП-2 (объемом энергонезависимой памяти 16 Мбайт) для считывания и передачи на персональный компьютер (ПК) информации, хранящейся в энергонезависимой памяти станций "Борец" с любым контроллером.

С помощью блока БСВП-2 можно вводить новые установки, заранее подготовленные на ПК. Подключение блока к СУ или ПК выполняется с помощью кабеля связи. Подготовка установок для записи на СУ и обработка считанных со станции данных выполняется программой "Борец-коммуникатор", работающей под управлением операционной системы Windows. Принятые данные можно представить в табличном и графическом виде, распечатать, а также экспортировать в формат Microsoft Excel.

Напорная (Q-H) характеристика насосной установки при работе ПЭД с постоянной частотой  $f$  выражается уравнением:

$$H_f = \begin{cases} h - b \cdot Q_{ж}^2 & \text{— при плавно падающей (Q-H) характеристике;} \\ h + a \cdot Q_{ж} - b \cdot Q_{ж}^2 & \text{— при круто падающей (Q-H) характеристике;} \end{cases} \quad (1)$$

где  $Q_{ж}$  – производительность насоса или расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;

$h, a, b$  – коэффициенты, м, с/м<sup>2</sup>, с<sup>2</sup>/м<sup>5</sup>, соответственно.

Коэффициенты  $h, a, b$  находятся методом наименьших квадратов по 5-10 точкам в рабочей области, снятых с заводской напорной характеристики на воде с плотностью 1000 кг/м<sup>3</sup> при числе ступеней равным 100.

Влияние изменения скорости вращения вала (числа оборотов)  $n_{об}$  (об/мин) насоса на его подачу  $Q_{ж}$ , напор  $H_n$  и потребляемую мощность  $N_n$  может быть вычислено на основе теорем подобия, которые гласят:

- производительность насоса  $Q_{ж}$  прямо пропорциональна скорости вращения:

$$Q_{ж2} = Q_{ж1} \cdot (n_{об2} / n_{об1}); \quad (3)$$

- напор  $H_n$ , развиваемый насосом, пропорционален квадрату скорости вращения:

$$H_{n2} = H_{n1} \cdot (n_{об2} / n_{об1})^2; \quad (4)$$

- мощность, затрачиваемая насосом на перекачку, пропорциональна кубу скорости вращения:

$$N_{n2} = N_{n1} \cdot (n_{об2} / n_{об1})^3, \quad (5)$$

где  $Q_{ж1}, H_{n1}, N_{n1}$  – начальная производительность (подача), напор и потребляемая мощность, соответственно, при номинальной скорости вращения вала насоса  $n_{об1}$ ;

$Q_{ж2}, H_{n2}, N_{n2}$  – новая производительность (подача), напор и потребляемая мощность, соответственно, при изменении скорости вращения на  $n_{об2}$ .

В свою очередь скорость вращения вала насоса прямо пропорциональна числу оборотов ротора ПЭД. Регулированию поддаются электродвигатели как переменного, так и постоянного тока. Двигатели постоянного тока позволяют осуществлять регулирование числа оборотов простым изменением сопротивления (например, введением реостата в цепь ротора двигателя), однако у таких двигателей диапазон регулирования сравнительно узок. ПЭД переменного тока допускают регулирование числа оборотов путем изменения частоты питающего их фазового тока (с промышленной частоты 50 Гц в большую или меньшую сторону для увеличения или уменьшения частоты вращения соответственно). Технически такое регулирование высокооборотных вентильных электроприводов осуществляется с помощью тиристорных преобразователей частоты (система ТПЧ-АД), которые получили наибольшее распространение в зарубежной практике (в насосах фирм REDA, CENTRILIFT и др.). Например, если насосная установка с ПЭД, рассчитанная на работу с постоянной промышленной частотой  $f_1 = 50$  Гц (номинальное число оборотов ротора ПЭД составляет 2915 об/мин), работает с вентильным электроприводом (с системой управления изменением скорости вращения) при частоте  $f_2$ , например, равной 60 Гц (при этом скорость вращения ротора вентильного ПЭД составит 3500 об/мин), то, в соответствии с (3) – (5), характеристики насосной установки меняются в следующем процентном соотношении:

- производительность (подача) насоса при 60 Гц составит 120 % от первоначальной;
- напор насоса при 60 Гц составит 144 % от первоначального;
- мощность, потребляемая насосом, при 60 Гц составит 173 % от первоначальной.

Правило трансформации напорной характеристики центробежного нагнетателя при изменении скорости вращения, за счет изменения частоты переменного тока подаваемого на ПЭД, вытекает из выражений (3) - (4). Если первоначальная частота фазового тока ПЭД составляла  $f_1$ , а (Q-H) характеристика насоса имела вид  $H_{f1} = F(Q_{ж})$ , то после изменения частоты на  $f_2$  новая рабочая характеристика будет иметь вид:

$$H_{f2} = (f_2 / f_1)^2 \cdot F(Q_{ж} \cdot f_1 / f_2). \quad (6)$$

В соответствии с выражением (6), если первоначальная напорная характеристика центробежного нагнетателя (1) при номинальной частоте  $f_1$  имела вид:

$$H_{f1} = h + a Q_{ж} - b Q_{ж}^2, \text{ то при изменении частоты на } f_2 \text{ новая напорная характеристика будет иметь вид:}$$

$$H_{f2} = h \cdot (f_2/f_1)^2 + a \cdot (f_2/f_1) \cdot Q_{жс} - b \cdot Q_{жс}^2 \quad (7)$$

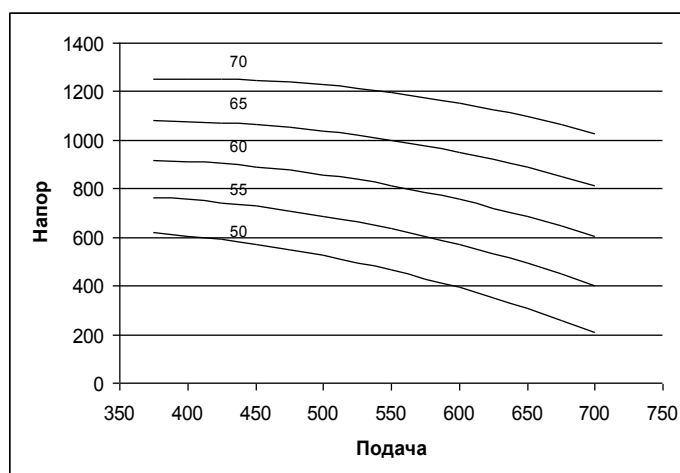


Рис. 1. Напорные характеристики центробежного насоса при различных частотах переменного тока подаваемого для электропитания ПЭД

Напорные гидродинамические характеристики для различных частот приведены на рис. 1.

#### Литература

1. Панкратов А. В., Редикульцев С. А. Экспресс-методика подбора ЭЦН к нефтедобывающей скважине// Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производственных сил Томской области: материалы научно-практической конференции – Новосибирск: СНИИГГ и МС, 2004 г. С. 138-140.
2. Иванов А. А., Кудряшов С. И., Маркелов Д. В. Результаты эксплуатации опытно-промышленной партии установок ЦУНАР 100//Территория НЕФТЕГАЗ. – 2005. – №2. – С. 36 – 39.

## СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ НАСЛЕДСТВЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ФОРМЫ СЕЧЕНИЯ КОРПУСОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ АППАРАТУРЫ

Д.Р. Рыскулов

Научные руководители инженер А.А. Шарипов, профессор Р.Г. Абдеев  
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

С целью установления характера и закономерностей образования отклонений базовых диаметров корпусов нефтехимической аппаратуры (НХА) нами проведен комплекс опытно-промышленных исследований технологического процесса изготовления замерного сепаратора, на базе которого изготавливаются АГЗУ - автоматические газозамерные устройства.

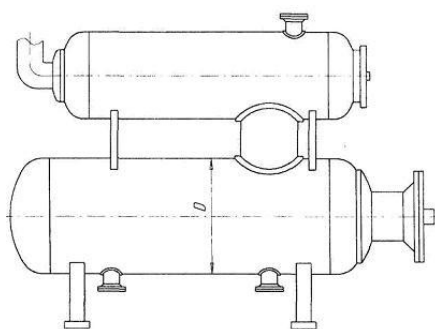


Рис. 1. Сепаратор замерный АГЗУ

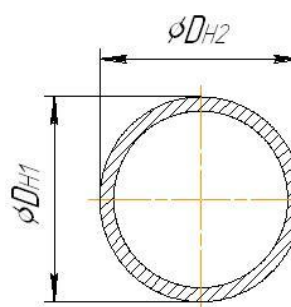


Рис. 2. Схема замера диаметра корпуса сепаратора

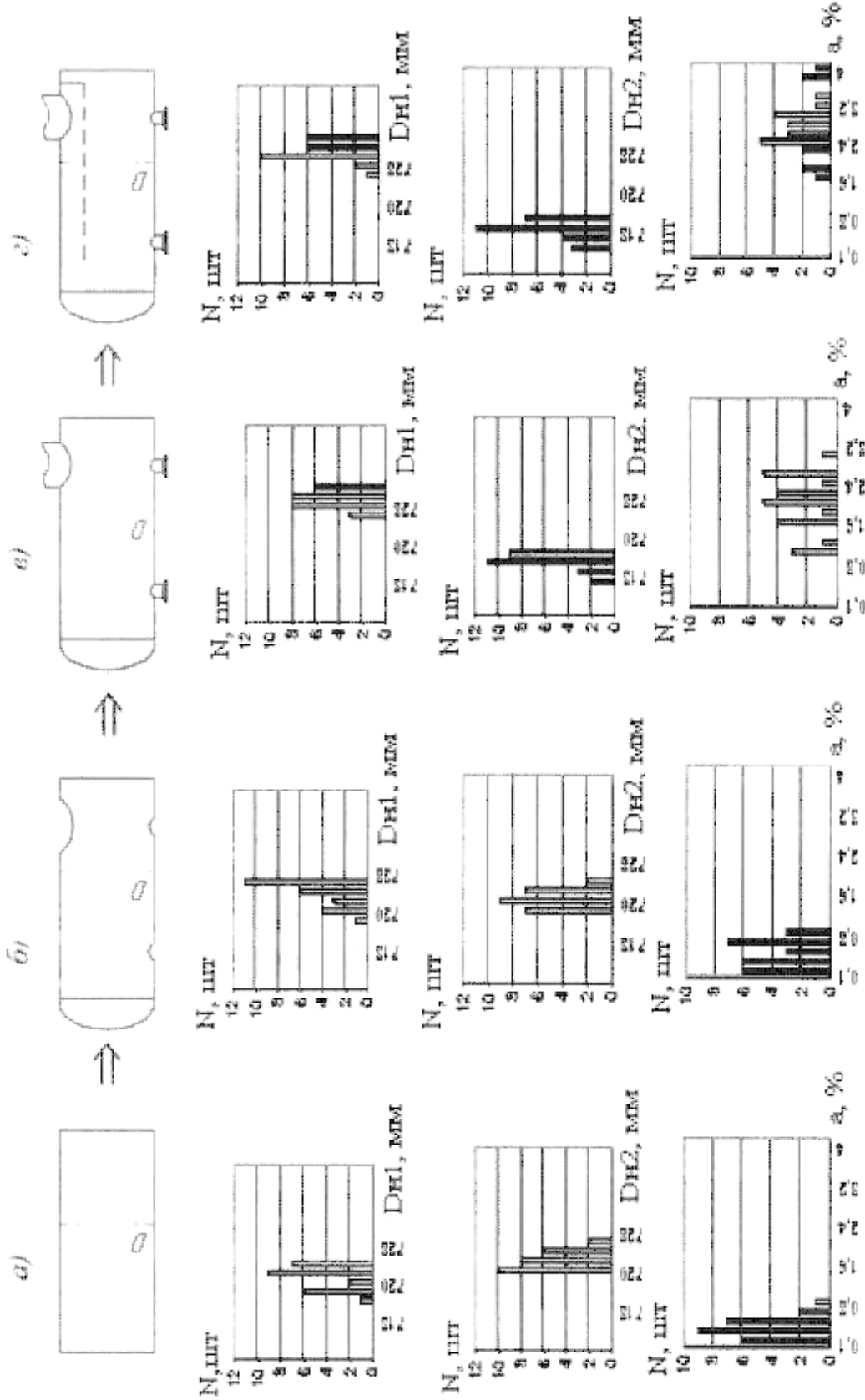


Рис. 3 Гистограммы распределения отклонений диаметров  $D_{n1}$ ,  $D_{n2}$  и овальности обечек:

а - после обрезки трубы; б - после вырезки отверстий и приварки днища;

в - после приварки штуцеров; 2 - после приварки внутреннего устройства

Для НХА в основном применяются корпуса, собранные из обечаек, изготовленных вальцовкой на листогибочных машинах. Наряду с этим, для малогабаритной аппаратуры ( $D_{в} < 800$  мм) в качестве цилиндрического корпуса широкое применение нашли трубы различных сортментов.

При изготовлении замерных сепараторов АГЗУ (рис. 1) используются обечайки, получаемые обрезкой на части горячекатаных труб с наружным базовым диаметром  $D=720$  мм, толщиной стенки  $S=12$  мм.

Из основных геометрических размеров замеры подвергались два параметра:

1)  $\Pi$  - периметр наружный, с помощью которого расчетным методом определяли фактический собственный размер наружного диаметра  $D_{нф}$ , который рассчитывается по формуле:  $D_{нф} = \Pi/\pi$ .

2)  $D_{н1}$  и  $D_{н2}$  - взаимно перпендикулярные наружные диаметры, по которым определяется значение овальности –  $\Delta D$ :  $\Delta D = D_{н1} - D_{н2}$ .

В конечном итоге определялась величина относительной овальности  $a$ , рассчитываемая по формуле:

$$a = (2 \cdot (D_{max} - D_{min}) / (D_{max} + D_{min})) \cdot 100\%$$

где  $D_{max}$  и  $D_{min}$  - соответственно максимальный и минимальный наружные диаметры корпуса.

Ввиду того, что формирование стыковочных размеров обечаек носит наследственный характер и зависит от технологического процесса изготовления и сборки корпуса, а именно: вырезка обечайки из трубы; приварка днища и вырезка отверстий под штуцера; приварка штуцеров; приварка внутреннего устройства, то и замеры периметра  $\Pi$  и наружных диаметров  $D_{н1}$  и  $D_{н2}$  обечаек проводили поэтапно и отдельно с каждого стыкуемого конца (средние значения замеренных величин после каждой операции приведены в таблице 1). Замеры диаметров  $D_{н1}$  и  $D_{н2}$  производили штангенциркулем ШЦ-III-0-1000 (рис. 2), замеры периметров  $\Pi$  производили металлической рулеткой, длиной 5000 мм.

Для обеспечения удовлетворительной точности замеров каждый замер повторялся 3 раза, и в протоколе замеров отмечалось среднее значение. При замерах не учитывалась погрешность измерительных инструментов, так как она являлась систематической и не оказывала влияния на сравнительные значения замеряемых геометрических параметров базовых деталей.

Замеры провели для 25 обечаек с целью дальнейшей обработки данных методами математической статистики.

**Таблица 1**

**Средние значения исследуемых параметров после каждой операции технологического процесса изготовления газозамерного сепаратора**

Параметр	Операция			
	Обрезка труб	Вырезка отверстий и приварка днища	Приварка штуцеров	Приварка внутренних устройств
$D_{н1}$ , мм	720,1	721,8	727,8	730,2
$D_{н2}$ , мм	720,5	719,8	714,0	711,2
$a$ , %	0,22	0,31	1,89	2,63
$\Pi$ , мм	2261,3	2262,2	2262,7	2263,2
$D_{нф}$ , мм	720,1	720,4	720,6	720,7
$\sigma$	0,19	1,19	1,78	1,85

Вывод:

1. Анализ гистограмм, приведенных на рисунке 3 показывает, что наблюдается рост разности  $\Delta D_{н}$  диаметров  $D_{н1}$  и  $D_{н2}$  в среднем с 1,6 мм до 19,0 мм после обрезки обечаек и после приварки внутреннего устройства соответственно.

2. Необходимо отметить выявленный в ходе обработки и анализа данных замеров наследственный характер формирования овальности сечения обечайки в ходе изготовления сепаратора. Причиной данного явления являются значительные остаточные напряжения, возникающие в корпусе сепаратора в процессе его изготовления.

## ИЗГОТОВЛЕНИЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ АППАРАТУРЫ ИЗ НИЗКОЛЕГИРОВАННЫХ СТАЛЕЙ И СПЛАВОВ

**Д.Р. Рыскулов**

Научные руководители инженер А.А. Шарипов, профессор Р.Г. Абдеев  
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Для изготовления сосудов и аппаратов широкое применение находят термоупрочненные стали.

Результаты исследований по разработке и применению свариваемых термически упрочненных сталей публикуются на протяжении последних 20-30 лет. Значительный опыт производства и применения этих сталей в конструкциях сосудов и аппаратов накоплен в США, Японии, в нашей и других странах.

Такие стали уже включены в стандарты на изготовление сосудов и аппаратов в США, Японии, Великобритании и в нашей стране.

Термическое упрочнение способствует значительному повышению ударной вязкости стали 09Г2С, которая обладает более высокой ударной вязкостью, чем стали 14Х2ГМР, 12ГН2МФАЮ и 09Г2.

Таким образом, значения механических свойств, в том числе характеристик, определяющих сопротивление хрупкому разрушению, и результаты фактографического анализа, проведенного авторами, убедительно показывают преимущество стали 09Г2С в термически упрочненном состоянии.

Применения термоупрочненного проката для производства днищ аппаратуры не нашло широкого применения вследствие производства основного их количества способом горячей вытяжки, при которой ликвидируется эффект термоупрочнения.

В цикле изготовления сварной нефтехимической аппаратуры процесс производства днищ методом горячей штамповки занимает значительное место. Технология представляет собой нагрев заготовки, в том числе сварной, до температуры аустенизации 1100-1150 °С и последующую деформацию до получения изделия заданной геометрии при непрерывном охлаждении металла сначала в штамповой оснастке, а затем на спокойном воздухе. Результирующая структура металла, например, для стали системы Mn-Si-C, представляет ферритно-перлитную смесь, для которой, как правило, характерно увеличенное ферритное зерно, а в ряде случаев и структура перегрева.

Для улучшения структурно-механического состояния металла применяют нормализацию. Однако эта высокотемпературная термообработка зачастую не устраняет структурных дефектов, полученных при нагреве под штамповку и не восстанавливает свойства металла.

Нами произведена оптимизация существующего технологического процесса горячей вытяжки днищ с улучшением механических свойств низколегированных сталей типа 09Г2С.

При оптимизации использованы свойства доэфектоидных сталей, способных при нагреве в межкритическом интервале (МКИ) температур Ас1-Ас3 образовывать, так называемую, «двухфазную» или дуальную структуру, состоящую из бейнитовых фаз и феррита.

Получение двухфазных феррито-мартенситных сталей (ДФМС) из низколегированных сталей требует соблюдения ряда условий:

- выбора температуры аустенизации;
- подбора скоростей охлаждения аустенитно-ферритной структуры;
- долегирования стали элементами, повышающими устойчивость аустенита в МКИ.

Механические свойства ДФМ сталей существенно отличаются, например, от аналогичных, полученных после нормализации. Для этих сталей характерна повышенная прочность при одновременно высокой пластичности. Представляется весьма перспективным разработать технологию изготовления деталей нефтеаппаратуры с реализацией эффекта упрочнения от межкритической аустенизации.

Для оценки влияния микроструктурных составляющих на механические свойства стали 09Г2С, которые широко используются для производства аппаратуры, эксплуатируемой при отрицательных температурах, при термообработке и пластических деформациях в МКИ, нами проведены исследования в следующих направлениях:

- нагрев в МКИ «снизу»;
- нагрев в МКИ «сверху» после выдержки в  $\gamma$ -области;
- нагрев и пластическая деформация в МКИ при подходе «снизу»;
- нагрев и пластическая деформация в МКИ при подходе «сверху».

Результаты проведенных исследований показывают, что проведением оптимизации цикла нагрева заготовки при горячей вытяжке днищ, представляется возможным обеспечить гарантированные механические свойства, за счет ускорения и стабилизации скоростей охлаждения штампуемого днища.

Реализацией эффекта упрочнения от межкритической аустенизации нами разработана технология изготовления днищ способом горячей вытяжки на прессах.

Данный способ производства высокоточных днищ с улучшением механических свойств осуществляется регулированием параметрами термических циклов штамповки и оптимизацией нагрева внутри МКИ с использованием оригинальных конструкций штамповой оснастки.

Достоинством данной технологии является то, что отпадает необходимость проведения специальной операции нагрева под закалку за счет использования тепла нагрева под штамповку. Устойчивость формы и точность размеров днищ в процессе изготовления обеспечивается проведением закалки на формоизменяющей поверхности штамповой оснастки.

## **РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ МЕТАЛЛОПЛАСТОВЫХ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ ТРУБ**

**Т.Р. Рыскулов**

**Научные руководители профессор Р.Г. Абдеев, инженер С.И. Исупов  
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия**

В настоящее время создана конструкция и разработана технология производства металлопластовых труб (МПТ). Эти трубы представляют собой полиэтиленовую трубу, армированную сварным проволочным каркасом. Прочность каркаса из недефицитного материала (проволока из углеродистой стали или низколегированной стали), воспринимающего механические нагрузки, удачно сочетается в них с

антикоррозионными свойствами полимера (полиэтилен низкого давления), выполняющего функции монолитной стенки и защиты каркаса от воздействия агрессивных сред.

Высокие физико-механические свойства и химическая стойкость МПТ позволяет широко применять их в нефтегазовых производствах, при сооружении технологических трубопроводов, а также в качестве обсадных труб в водозаборных скважинах. В системах канализации возможно использование их в качестве напорных коллекторов.

Металлопластовые трубы, разработанные для скважинных колонн, доказали свои преимущества. Но перенос их достоинств (коррозионная стойкость, легкость) на трубопроводные коммуникации не обеспечивает эффективного их использования, так как, на данный момент, возможно монтировать только прямолинейные участки трубопроводных систем.

Отсюда вытекает актуальность разработки и организации производства соединительных деталей (отводов, тройников и переходов). Логический подход к решению этой проблемы приводит к разработке соединительных деталей из материала, аналогичного по структуре стенке трубы. Но многообразие присоединительных элементов и типоразмеров соединительных деталей отпугивает специалистов от этого подхода из-за сложности и дороговизны пресс-форм.

Соединительные детали должны обеспечивать функциональное назначение изделия и конструктивно могут быть выполнены в различных вариантах с использованием различных материалов стенки. Поэтому было выбрано решение, по которому соединительные детали имеют коррозионную стойкость, аналогичную внутренней стенке труб, то есть, выполнены из полиэтилена аналогичной марки, а несущая их способность не ниже несущей способности тела труб. Такое решение было найдено в упрочнении соединительных деталей из полиэтилена силовой оболочкой - стальной соединительной деталью, воспринимающей внешние нагрузки, действующие на трубопровод в целом и на его элементы.

Обеспечение совместной работы полиэтиленовых и стальных фитингов возможно при отсутствии радиального зазора между ними и при осевой фиксации присоединенных труб со стальной соединительной деталью.

Первое условие может быть выполнено заполнением зазора между полиэтиленовой и стальной деталями отверждаемой композицией, а второе - установкой упрочняющих гильз и упорных элементов на сварные соединения армированной трубы с полиэтиленовым фитингом.

Существует установленный сортамент применяемой фасонины для стальных и полиэтиленовых трубопроводов. В связи с этим было бы технологически и экономически рациональным для производства трехслойных соединительных деталей использование имеющихся фасонных деталей соответствующих типоразмеров. В связи с этим толщины стального и полиэтиленового слоев рассматриваемой конструкции будут определяться толщиной стенок фасонных деталей, а толщина среднего заполняемого слоя - разностью внутреннего диаметра стального фитинга и наружного диаметра полиэтиленового фитинга соответствующих типоразмеров.

Для определения работоспособности предлагаемой конструкции соединительных деталей были проведены расчеты с использованием метода конечных элементов. В качестве конечных элементов были выбраны многослойные композитные оболочки. Используемый конечный элемент является четырехузловым четырехугольным конечным элементом, имеющим постоянные задаваемые толщины слоев. Каждый узел имеет шесть степеней свободы (три перемещения и три угла поворота). Свойства материалов конструкции задаются через модуль упругости и коэффициент Пуассона. Компоненты напряжений вычисляются отдельно для каждого слоя в его верхнем или нижнем сечении.

Рассматривались трехслойные модели тройника, отвода и перехода (внутренним диаметром 95 мм), где первый слой - полиэтиленовый, второй -затвердевший цементный раствор и третий - стальная оболочка. В результате расчетов в рассматриваемых моделях соединительных деталей было получено распределение напряжений по Мизесу от внутреннего давления, равного 4 МПа.

Также были получены напряжения в цементном и полиэтиленовом слоях.

Авторами разработана технология производства соединительных деталей для трубопроводов из металлопластовых труб.

Централизованное изготовление соединительных деталей для трубопроводов из металлопластовых труб - один из важных этапов индустриализации работ по прокладке трубопроводов из МПТ. При этом сокращаются сроки монтажа трубопроводов, снижается стоимость работ, сокращаются отходы производства, увеличивается производительность труда.

## **МОДЕРНИЗАЦИЯ СЕКЦИЙ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ В УЧЕБНОМ ПРОЦЕССЕ**

**Т.Р. Рыскулов, Р.Р. Шафиков**

**Научные руководители профессор Р.Г. Абдеев, профессор В.Б. Кунтыш  
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия**

Предназначена для охлаждения и конденсации парообразных, газообразных и жидких сред с температурой до 275 °С, давлением до 6,4 МПа в технологических процессах и установках нефтеперерабатывающей, пищевой, газовой, газоперерабатывающей и смежных отраслей промышленности. Основное назначение – эксплуатация на открытом воздухе в районах с умеренным климатом при средней

температуре в течение пяти суток подряд в наиболее холодный период не ниже  $-40^{\circ}\text{C}$ . Возможна эксплуатация также в районах с холодным климатом при средней температуре в течение пяти суток подряд в наиболее холодный период от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $-55^{\circ}\text{C}$ .

Область применения – стандартизованные аппараты воздушного охлаждения (АВО) первого поколения общего назначения горизонтальные (типа АВГ) и зигзагообразные (АВЗ) с длиной труб 4,6 и 8 м, у которых теплообменные секции изготовлены из биметаллических труб с накатными алюминиевыми ребрами с коэффициентом оребрения  $\varphi = 14,6$ . Параметры биметаллической оребренной трубы: наружный диаметр ребра  $d = 56$  мм; высота, шаг и средняя толщина ребра соответственно  $h = 14$  мм,  $S = 3$  мм,  $\Delta = 0,85$  мм; несущая труба гладкая наружного диаметра  $d_H = 25$  мм с толщиной стенки  $\delta = 2$  мм. Расположение биметаллических оребренных труб в трубных решетках выполнено по вершинам равностороннего треугольника с шагом  $S_1 = S_2 = 58$  мм, где  $S_1$   $S_2$  – поперечный и диагональные шаги. Продольный шаг труб в решетках  $S_2 = 0,866 \cdot S_1 = 50,2$  мм.

В модернизированной секции устанавливаются теплообменные трубы со спиральнонавитыми по технологии ЭНИКмаш двухзаходными разновысотными KLM–ребрами наружного диаметра  $d = 56 \pm 0,2$  мм. Горизонтальная полка KL M–ребер закатана в продольные бороздки–выступы небольшой глубины (около 0,25... 0,35 мм), нанесенные от наружной поверхности несущей трубы  $d_H = 25$  мм из углеродистой стали. Шаг бороздок по окружности трубы приблизительно 0,8... 2 мм. Разработанная конструкция механического соединения KLM–ребер со стенкой несущей трубы обеспечивает высокую плотность и надежность механического сцепления контактируемых поверхностей, увеличенную до 50 % площадь поверхности контакта и уменьшенное термическое контактное сопротивление.

Основной опасностью при эксплуатации секций в зимний период является возможность переохлаждения конденсата в нижнем ряду труб и последующее его замерзание.

Для контроля температуры конденсата, вытекающего из нижнего ряда труб (обдуваемого самым холодным воздухом) в нижней камере каждой секции расположено по две гильзы, заполненных маслом, в которых должны располагаться датчики температуры. При помощи специальных отбойников в нижней камере организуется зона, в которой возможен замер усредненной температуры конденсата нижнего ряда труб. Дополнительно для снижения опасности замерзания нижний ряд труб имеет пониженный коэффициент оребрения по сравнению с остальным пучком. Для защиты секций от замерзания в зимний период эксплуатации предлагается две схемы реконструкции системы регулирования блока вакуум-вытяжки.

В первой схеме над каждым из трех теплообменных секциями последовательно расположены три узла жалюзи, каждый из которых имеет собственные пневмоприводы и работает автономно.

Для защиты секции от замерзания по сигналу, поступающему от термометра, замеряющего температуру конденсата нижнего ряда труб, должен быть предусмотрен следующий порядок работы жалюзи при понижении температуры охлаждающего воздуха:

- закрытие последовательно нижних жалюзи, затем - средних, далее - верхних;
- открытие жалюзи осуществляется в обратном порядке.

При этом температура конденсата, вытекающего из нижнего ряда труб не должна опускаться ниже плюс  $40^{\circ}\text{C}$  (ориентировочно) при отрицательных температурах охлаждающего воздуха. При закрытии жалюзи охлаждающий воздух не проходит через закрытую часть теплообменной секции и на этом участке трубного пучка резко снижается теплосъем, т.е. конденсат не переохлаждается. Для более точного регулирования работы вакуум-вытяжки рекомендуется регулировать расход воздуха при помощи частотных регуляторов скорости вращения электродвигателей. Для обеспечения надежной работы конденсаторов организация, эксплуатирующая аппараты, должна разработать систему автоматического регулирования аппаратов при помощи исполнительных механизмов (пневмоприводов), которые поставляются комплектно с узлами жалюзи.

Во второй схеме для возможности эксплуатации аппарата в зимний период с целью предотвращения переохлаждения продукта аппарат снабжен узлом рециркуляции нагретого воздуха - рециркулятором. Рециркулятор состоит из верхней камеры, камеры рециркуляции, а также верхних, нижних жалюзи и переточных люков. Верхняя камера и камера рециркуляции образуются вертикальными панелями, которые на расстоянии крепятся к существующей металлоконструкции. Нагретый воздух, прошедший через ребристую поверхность пучков, частично выбрасывается в атмосферу через верхние жалюзи, и частично через узел рециркуляции возвращается на всас вентиляторов и смешивается с холодным воздухом, поступающим через нижние жалюзи, что позволяет поддерживать внутри аппарата положительную температуру в зимний период эксплуатации.

## ЛОКАЛИЗАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ РАЗЛИВОВ НЕФТИ

**А.А. Сафронов, В.С. Зленко**

Научный руководитель старший преподаватель В.А. Шмурыгин

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Большинство предприятий трубопроводного транспорта нефти являются крупными природопользователями регионального, межрегионального и федерального масштаба, функционируют в условиях эколого-экономического риска и представляют собой источники повышенной экологической и иной опасности в области природопользования.

В этих условиях в отношениях с органами государственного управления государственное регулирование и оптимизацию платежей за негативное воздействие на окружающую среду и использование природных ресурсов целесообразно рассматривать как инструмент (федеральный, региональный, местный) обеспечения государственных интересов в области рационального использования природных ресурсов, охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности.



Разливы нефти классифицируются как чрезвычайные ситуации и ликвидируются в соответствии с законодательством Российской Федерации.

В зависимости от объема и площади разлива нефти на местности, во внутренних пресноводных водоемах выделяются чрезвычайные ситуации следующих категорий: локального значения – до 100 тонн; муниципального значения – от 100 до 500 тонн; территориального значения – от 500 до 1000 тонн; регионального значения – от 1000 до 5000 тонн; федерального значения – от 5000 тонн и более.

В зависимости от объема разлива нефти на море выделяются чрезвычайные ситуации следующих категорий: локального значения – до 500 тонн; регионального значения – от 500 до 5000 тонн; федерального значения – от 5000 тонн и более.

Исходя из местоположения разлива и гидрометеорологических условий категория чрезвычайной ситуации может быть повышена. Правила по организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти на предприятиях трубопроводного транспорта направлены на снижение их негативного воздействия на жизнедеятельность населения и окружающую среду. При поступлении сообщения о разливе нефти время локализации разлива не должно превышать 4 часа при разливе в акватории и 6 часов при разливе на почве с момента обнаружения разлива нефти или с момента поступления информации о разливе. Мероприятия по ликвидации аварийных разливов нефти считаются завершёнными после обязательного выполнения следующих этапов: прекращение сброса нефти; сбор разлившейся нефти до максимально достижимого уровня; размещение собранной нефти для последующей утилизации.



Рис. 1. Соединительный элемент бонового ограждения

Для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в настоящее время разработаны различные технологии и оборудование, предназначенные как для масштабных, так и для локальных разливов на суше и водных поверхностях. В настоящей работе ставится задача выявить новые разработки в этом направлении.

Для производства работ по ликвидации последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов разработаны и выпускаются высокоэффективные биопрепараты, сорбенты на природной основе и изделия из них, боновые заграждения, нефтесборщики, вакуумные установки, резервуары и т.д. При разливе нефтепродуктов, в первую очередь, необходима локализация пятна нефтяного загрязнения.

Средства локализации: бон заградительный, нефтеограждающий, разборные резервуары, подпорные стенки.

Боны заградительные предназначены для оперативной локализации разлившихся на водной поверхности нефти и нефтепродуктов с целью предупреждения их дальнейшего распространения, подвода к нефтесобирающим устройствам и защиты береговой полосы. Боновое заграждение (рис. 1) представляет собой отдельные секции, заполненные поплавками, с верхним и нижним силовыми элементами, воспринимающими продольные нагрузки. Верхний силовой элемент - стальной канат. Нижний силовой элемент - круглозвенная цепь, одновременно выполняющая роль балласта. Боновые заграждения постоянной плавучести (боны заградительные), разработанные компанией "Газтурбо", решают эту задачу, отличаясь надежностью, компактностью и удобством при хранении. Благодаря высокотехнологичным, качественным материалам, применяющимся при их производстве, боновые заграждения постоянной плавучести "Щит" могут применяться в сложных условиях и при температурах от минус 30 до плюс 65 °С.

Бон нефтеограждающий лёгкий предназначен для использования в качестве бонового ограждения от нефти и нефтепродуктов судов, бухт и подтягивания нефтяного пятна к нефтесобирающим устройствам.

Разборные резервуары предназначены для сбора и временного хранения нефти и нефтепродуктов при ликвидации аварийных разливов, а также плановых работ по очистке нефтяных амбаров, нефтехранилищ, прудов-отстойников и т.п. Могут использоваться для хранения запаса воды.

Подпорные стенки: подпорные стенки направляющие ПСн-0,5 предназначены для отвода стока нефти и нефтепродуктов при авариях к местам их аккумуляции и временного хранения; подпорные стенки ограждающие ПС-0,75 предназначены для локализации (ограждения) стока нефти и нефтепродуктов и их задержания с созданием небольших емкостей для временного хранения нефти и нефтепродуктов с рабочей глубиной до 0,3-0,4 м при уклонах поверхности земли до 5-6°; подпорные стенки каркасные задерживающие ПСк-0,75 предназначены для задержания стока нефти и нефтепродуктов с созданием небольших емкостей для их временного хранения с рабочей глубиной до 0,6-0,7 м при уклонах поверхности земли до 5-6°.

Средства сбора и откачки: СП-1; СП-2; СП-3; СП-4; СП-5; щёточный нефтесборщик СЩ; вакуумные установки и др.

Главной особенностью конструкции скиммера СП-3 является наличие самонастраивающегося слива. В зависимости от производительности насоса величина откачиваемого слоя меняется от 3 до 30 мм. Это позволяет устанавливать такой режим работы, когда на слив поступает нефть с минимальным количеством воды.

Скиммер может устанавливаться как непосредственно в боновое заграждение, так и отдельно. Подготовка к работе занимает минимальное время. Осадка (130 мм) позволяет работать на мелководье. С берегом СП-3 соединяется гибким рукавом. Заградительная сетка служит для предотвращения попадания механических примесей в заборную часть скиммера.

Скиммеры порогового типа (СП): предназначены для сбора нефти и нефтепродуктов в любых водоёмах (морях, заливах, реках, озерах, терминалах, стоках, колодцах, котлованах, узких и мелких протоках рек, болотах, приямках, мелководье, прибрежных водах, внутренних водах и портах), а также для сбора тяжёлых и вязких нефтей.

Применение сорбентов (рис. 2) для сбора разлившегося нефтепродукта уже давно стало общепризнанной международной практикой. Различают сорбенты: СТРГ, Новосорб, Турбополимер, и др.

Сорбенты – это средства, которые позволяют бороться с небольшими нефтяными загрязнениями, производить очистку и восстановление загрязнённых земель. Сорбент СТРГ, производимый компанией "Газтурбо", включен в отраслевой стандарт Министерства энергетики и по праву считается лидером среди сорбентов. Уникальная нефтепоглощающая способность (до 50 кг нефтепродуктов на 1 кг собственного веса), высокая скорость поглощения вкупе с низкой насыпной плотностью, способностью работать при минусовых температурах и практически неограниченным сроком хранения делают выбор сорбента СТРГ осознанной необходимостью. Сорбент СТРГ, ОСТ 153-39.0-026-2002 представляет собой порошкообразный графит с макропористой структурой. Сорбент СТРГ выступает в качестве объемного поглотителя углеводородов (в том числе нефтепродуктов), а, кроме того широкого круга веществ. Сорбент СТРГ обладает свойством взаимодействовать с углеводородами на молекулярном уровне, что обеспечивает его уникальные способности при проведении работ по локализации и ликвидации нефтеразливов.

Для очистки боновых заграждений и другого оборудования и инвентаря, предназначенных для локализации и ликвидации нефти и нефтепродуктов применяют различные средства, в качестве которых применяют различные биопрепараты и моющие средства.

Биопрепараты Hydrobreak (Гидробрейк) - биоактиватор для очистки от нефти применяется как жидкий концентрат и в рабочем растворе имеет соотношение 1:500, что приносит значительную экономию при его применении в промышленных объёмах. Моющее средство «БОК» предлагается в виде порошка, который растворяется в воде в соотношении 1 кг порошка на 25-50 л воды. Данный раствор используется при температуре от 10 до 80 °С. Моющий раствор не образует эмульсии с продуктами отмытки, что позволяет использовать его многократно, а отмытый нефтепродукт отделять и применять по назначению. При этом влагосодержание нефтепродукта составит около 1,5 %.

Биологический препарат "Дестройл" представляет собой порошок или пасту, состоящую из клеток микроорганизмов, обладающих углеводородоокисляющей активностью с концентрацией не менее 100 000 000 клеток в 1 грамме препарата. Препарат, обладая высоко выраженной окисляющей активностью в отношении углеводородов нефти и нефтепродуктов переводит их в экологически нейтральные соединения, способствует ускорению рекультивации почвы. Объектами применения могут быть загрязнённые нефтью и нефтепродуктами грунтовые поверхности, водоёмы, промстоки предприятий и т.д. Оптимальные условия нефтеокисляющего действия препарата: температура  $24 \pm 5$  °С, рН среды 6,0 - 8,0. "Дестройл" может быть использован как самостоятельно, так и в комплексе природоохранных мероприятий. Применение препарата предусматривает оценку характера и количества загрязнения, выбор способа применения препарата и, при необходимости, приготовление рабочей суспензии препарата.

Для механизации работ по сбору разлившейся нефти и нефтепродуктов и для отработанного сорбента предназначены вакуумные установки "ВАУ-1" и "ВАУ-2". Для сжигания нефтесодержащих продуктов, образующихся при проведении работ, связанных с устранением аварийных разливов нефти предназначена установка ФАКЕЛ. Для выполнения оперативных задач при ликвидации последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (транспортировка и установка боновых заграждений, перевозка людей и технических средств, очистка методом отмыва из гидропушки береговой полосы от загрязнений и т.д.) предназначен тримаран ПТП.

Достижению минимизации ущерба объектам защиты кроме применения современных технических средств способствует и правильно выбранная тактика реагирования на нефтеразливы, которая должна обеспечивать: оперативность, эффективность, а также возможность утилизации собранных нефти и нефтепродуктов. Возможность утилизации собранных нефти и нефтепродуктов предусматривает применение соответствующих способов и средств локализации и ликвидации нефтеразливов.

Для выполнения работ по локализации и ликвидации разливов настоящее время имеется широкий спектр отечественного оборудования и материалов, не уступающих по своим характеристикам зарубежным аналогам, но как показывает практика всё это в настоящее время применяется крайне редко.



Рис. 2. Изделия из сорбента: минибоны, подушки, пластины, рулоны, салфетки

Вывод: эффективная локализация и ликвидация возможны только в том случае, если в организациях осуществляющих добычу, транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов имеется мониторинг безопасности, наличие специализированных подразделений (типа Центрспас, МЧС, ВГСЧ) оснащенных всем спектром оборудования и материалов (суша, водная поверхность) для локализации и ликвидации разливов, а также хорошо подготовленных кадров.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ НЕФТЕГАЗОТРУБОПРОВОДА

М.Г. Сваровская

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Транспортировка нефти, газа и воды осуществляется посредством системы промышленных и магистральных трубопроводов, при расчете которых необходимо учитывать большое количество параметров. Принятие оптимального технического решения обеспечит уже на предпроектной стадии получение в дальнейшем крупного эффекта и улучшит ситуацию в районах нефтегазовых промыслов. Коррозия, некачественные сварные соединения, превышение давления над предельным и др. приводят к порывам и утечкам на трубопроводах. Одним из важных решений служит оптимальный выбор толщины стенки трубопроводов.

В данной работе рассмотрены имеющиеся теоретические подходы к расчету толщины стенки трубопровода, произведен анализ влияющих на расчет факторов, а также приведены сводные результаты расчета возможных толщин.

При выборе толщины стенки трубы учитывают такие факторы как:

- Марка стали и свойства металла труб. Эти качества учитываются путем введения в формулу пределов сопротивления растяжению ( $R_1^H$ ) и текучести ( $R_2^H$ ). Оценка стойкости сталей дает возможность статистически определить скорость коррозии, длину и ширину образовавшихся трещин (Хисматуллин, 2005). Например, по данным Самарского ИТЦ скорость общей коррозии для стали марки 13ХФА составляет 0,4 мм/год, а для 09Г2С – 0,7 мм/год.
- Рабочее давление (P) и категория участков трубопровода. В порядке убывания аварийности категории трубопроводов можно представить следующим образом: ВНД (водоводы низкого давления), ВВД (водоводы высокого давления), ВЛ (выкидные линии), НСК (нефтеесборные коллекторы), НП (нефтепровода).
- Скорость коррозии, зависящая от обводненности; минерализации воды и солевого состава; количества взвешенных частиц, их минерального и фракционного состава (глины, кварцевого песка, солей); режима перекачки (ламинарного, турбулентного); агрессивности перекачиваемой среды (наличия сероводорода и его концентрации); применения ингибиторов коррозии, а также от материала трубы (марки стали, наличия покрытий, композитов).
- Особенности территории прохождения трубопроводов. Коэффициент ( $\gamma_c$ ), вводимый в формулу, дискретно изменяется в диапазоне 0,6 – 0,9.
- Минимальная толщина стенки труб, изготавливаемых заводами-изготовителями.

Для оценки влияния каждого из факторов на значение величины толщины нефтегазотрубопровода построена круговая диаграмма (рис. 1), где факторы выстроены в порядке приоритета по отношению к конечному результату.

Анализ специализированной технической литературы показал наличие нескольких формул, используемых для расчета толщины стенки трубы (табл. 1). Все зависимости, так или иначе, учитывают выше описанные факторы, однако результирующие значения в некоторых случаях могут существенно отличаться.

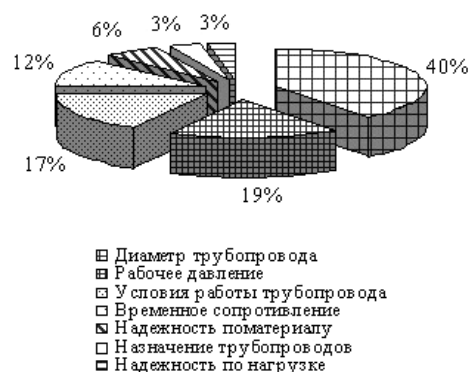


Рис. 1. Диаграмма приоритетного влияния факторов на количественное значение толщины

Сводная таблица формул, используемых для расчета толщины трубопровода

$\delta_1^H = \frac{\gamma_f \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + \gamma_f \cdot P)}$	где $R_1 = \frac{R_1^H \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n}$	$S = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot 0,4 \cdot R_2^H}$	$\delta_1^Г = \frac{n \cdot P \cdot D_n \cdot m_3}{2(R_1^H + m_3 \cdot n \cdot P)}$
---	--	--	---

Таблица 1

$\delta_2^H = \frac{P_{оп} \cdot D_{вн}}{2 \cdot 0,9 \cdot R_1^H};$	$t = \frac{\gamma_f \cdot \eta \cdot P \cdot D_n}{2(R + 0,6 \cdot \gamma_f \cdot P)}, \quad \text{где } R = \min \left\{ \frac{R_1^H \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n}, \frac{R_2^H \cdot \gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n} \right\}.$
---	---

где  $\delta_1^H, \delta_2^H, t, S$  – толщины стенок нефтетрубопроводов, а  $\delta_1^I$  – газопроводов, мм;  $P$  – рабочее давление, МПа;  $P_{оп}$  – давление, при котором производится опрессовка труб, равное  $P$ , МПа;  $D_n$  – наружный диаметр трубопровода, мм;  $D_{вн}$  – внутренний диаметр трубопровода, мм;  $R, R_1$  – расчетное сопротивление металла труб и соединительных деталей соответственно, МПа;  $R_1^H$  – нормативное сопротивление растяжению (сжатию), равное минимальному пределу прочности, МПа;  $R_2^H$  – предел текучести материала, МПа.  $\gamma_f$  – коэффициент надежности по нагрузке;  $\gamma_c$  – коэффициент условий работы трубопроводов;  $\gamma_m$  – коэффициент надежности по материалу;  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода;  $\eta$  – коэффициент несущей способности труб (Быков, Гумеров, 2004; Ишмурзин, 1981; Куликов и др., 1994; Тугунов и др., 2002).

Материалом для расчета толщин труб были выбраны нефтепроводы, выполненные из стали марок 08ГБЮ и 12ГСБ и диаметрами в диапазоне (530-1220 мм), как имеющие идентичные пределы прочности (510 МПа) и текучести (350 МПа), а также работающие при одном давлении (5,4 МПа). Результаты расчетов толщин стенок трубопроводов по приведенным формулам представлены на рис. 2.

Следует отметить, что относительно одинаковые результаты дали расчеты по формулам  $\delta_1^H, \delta_2^H, t$ , а по формуле  $S$  получены значительные отклонения. Это связано с тем, что коэффициент 0,4, выбранный авторами (Ивановский и др., 2002) отражает допускаемое напряжение, равное 40 % от предела текучести материала трубы. При увеличении значения этого коэффициента до 0,65 расчеты по этой упрощенной формуле дают зависимость, которая практически совпадает с расчетами по формулам, учитывающим большее количество параметров (коэффициентов). Результаты расчетов отражены на графике, зависимость "толщина  $S_1$ ".

На практике существует так называемый «табличный метод» (Хисматуллин, 2005), когда для различных случаев рассчитаны материалы, толщины и диаметр труб. Такой подход не всегда может быть оптимальным. Методики технико-экономического обоснования (ТЭО) выбора материала и толщины стенки труб, разработанных научно-исследовательскими институтами (ВНИИСТ, г. Москва и ИПТЭР, г. Уфа и т.д.), обеспечивают высокую точность и сопоставимость результатов, но достаточно сложны, громоздки и требуют большого объема исходных данных и применение их в повседневной работе весьма затруднительно. "Методика", представленная в работе (Хисматуллин, 2005), представляет промежуточное положение между последними перечисленными и опирается на использование формулы  $t$ . Применение этой "методики" представляется прогрессивным, обеспечивающим выбор варианта и обеспечивающим экономию сводных затрат на 7 – 12 %.

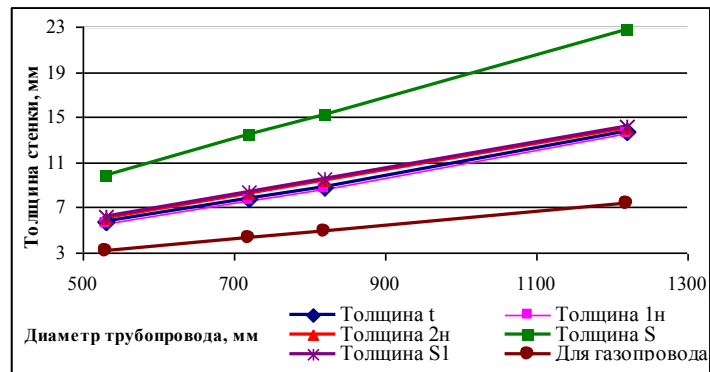


Рис. 2. Результаты расчетов толщин по представленным выше формулам

Для получения возможности оценить на сколько различны расчетные значения построены графики толщин (рис. 3), приведенных к той, которая дала максимальные значения – формула толщины  $S$ . Формулы расчета толщины  $\delta_1^H, \delta_2^H, t$  и  $S_1$  количественно мало отличаются друг от друга, составляя при этом 60–64% от толщины  $S$ .

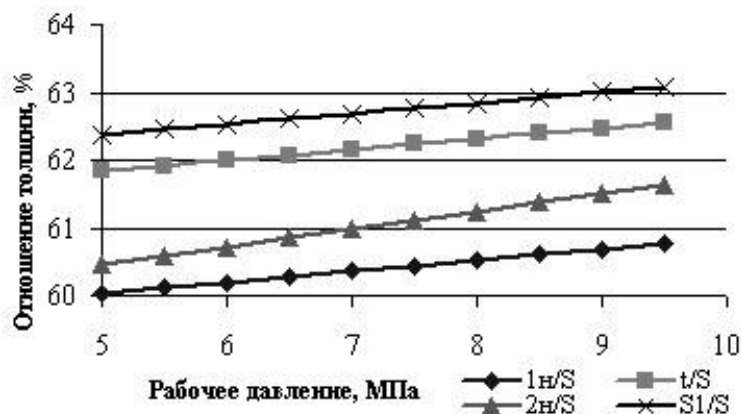


Рис. 3. Относительные величины толщин, приведенных к толщине S

Для более глубокого анализа факторов, влияющих на значение толщины, широкое распространение получила формула для расчета толщины стенки труб промышленных трубопроводов в соответствии с п. 8.4 СП 34-116-97.

#### Литература

1. Быков А.И., Гумеров А.Г. Промысловые трубопроводы и оборудование/Уч. пос. для вузов. М: Недра, 2004. – 862с.
2. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: В 2ч. – М: ГУП Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2002.–Ч1–768 с.
3. Ишмурзин А.А. Машины и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды.–Уфа: Изд. Уфимск. нефт. ин-та, 1981.–90 с.
4. Куликов В.Д., Шиббаев А.В., Яковлев А.Е. Антипов В.Н. – М: Недра, 1994. – 298 с.
5. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Уч. пос. для ВУЗов.–Уфа: ООО "Дизайн-Полиграф Сервис", 2002.– 658 с.
6. Хисматулин Р.Я. Методика оперативного выбора толщины и материала труб для строительства ремонта и реконструкции промысловых трубопроводов. – 2005.

## МЕТОДИКА ВЫБОРА ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ШТАНГОВЫХ СКВАЖИННЫХ НАСОСОВ

Е.Ю. Сурова

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время на ряде нефтяных месторождений Западной Сибири состояние разработки определяет ведущую роль механизированного способа добычи нефти. Для этого используются установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) и установки штанговых скважинных насосов (УШСН). Применение остального оборудования находится на уровне экспериментальных работ.

Добыча нефти с помощью штанговых насосов является наиболее распространенным и освоенным способом. Количество скважин, оборудованных УШСН, иногда доходит до двух третей эксплуатационного фонда. Однако, объем добычи жидкости (нефти) составляет около 20 % и обычно не превышает 30 - 40 %. Существующая технология позволяет эксплуатировать скважины в диапазоне подачи от 0,5 до 60 - 70 м<sup>3</sup>/сутки, в отличие от УЭЦН, требующих дорогостоящего ремонта. Для оборудования скважин, эксплуатируемых штанговыми скважинными насосами, необходимо систематическое сервисное обслуживание как наземного, так и подземного оборудования. Кроме того, необходимо его постоянное совершенствование.

Отечественная промышленность начала выпускать новые виды приводов ШСН: безбалансирные станки-качалки с кривошипно-шквивным преобразующим механизмом (ПНКШ), "одноплечие" станки-качалки (ОПНШ), "тумбовые" (ПНШГ), мобильные (ПНШГ) и др. Имеется ряд более совершенных станций управления УШСН.

Из-за разнообразия имеющегося промышленного отечественного и зарубежного подземного оборудования УШСН перед проектировщиками и эксплуатационниками стоит сложная задача выбора рационального технического решения. В зависимости от геолого-технических условий в конкретной скважине применяется тот или иной вариант его компоновки. Кроме основного оборудования УШСН в России и за рубежом разработано, апробируется или имеет промышленное применение различное дополнительное оборудование, позволяющее существенно повысить эффективность работы УШСН. Правильный подбор элементов УШСН позволит снизить вероятность неэффективных ремонтов и увеличить наработку на отказ. В состав дополнительного оборудования можно включить:

- лифтовый клапан-отсекатель (применяется со вставным насосом и предназначен для производства подземного ремонта по смене насоса без глушения скважины);
- автосцеп (предназначен для автоматического соединения колонны штанг с плунжером насоса, спущенного вместе с цилиндром невставного насоса, или соединения колонны штанг с вставным насосом, в случае его спуска на НКТ, предварительно смонтировав в посадочном гнезде);
- центраторы насосных штанг (применяются для предупреждения истирания НКТ и штанговых муфт в процессе эксплуатации наклонных скважин, оборудованных ШСН);
- скребки-центраторы колонны штанг (применяются с целью очистки лифтовых труб и тела штанг от отложений парафина и истирания НКТ и штанговых муфт при эксплуатации ШСН в наклонно-направленных скважинах);
- магнитный активатор (предназначен для снижения интенсивности парафиноотложений и коррозии внутрискважинного оборудования);
- сливной клапан (применяется в комплексе с невставным насосом в случаях отсутствия в компоновке ловителя приемного клапана);
- песочный якорь (применяется для снижения влияния ТВВ на работу насоса в высокообводненных скважинах с низким содержанием свободного газа);
- отсекатель устьевого сальниковый (предназначен для отсечения возможного излива добываемой жидкости из скважин в случае обрыва полированного штока и выхода его из сальника);
- перепускной клапан ШСН (применяется для обеспечения циркуляции при промывке или глушении на скважинах, оборудованных ШГН; предотвращает попадание в насос парафина);
- фильтр насоса ШСН (защищает насос от попадания в него крупных механических примесей и посторонних предметов);
- шарнирная штанга (применяется на скважинах, оборудованных ШСН для предотвращения отворота колонны штанг).

Рассмотрим возможные сочетания элементов подземного оборудования для условий конкретной скважины нефтяного месторождения, где проектируется добыча с помощью УШСН (т.е. задача синтеза) или стоит вопрос повышения надежности работы действующей установки (т.е. задача анализа). Назначение параметров производится экспертным путем и не может быть строго детерминировано. На рис.1 показан граф вариантов сочетаний назначенных параметров.

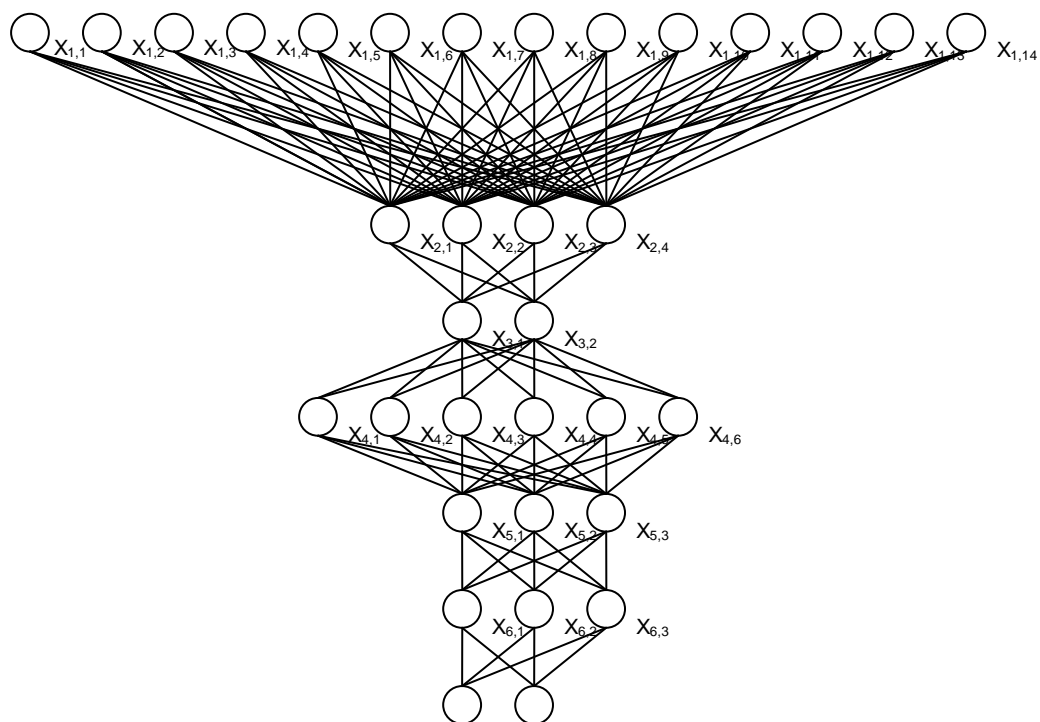


Рис.1. Граф вариантов подземного оборудования УШСН

Приняты следующие параметры и их вариации (Нефтегазопромисловое..., 1999):

- $X_1$  – насосы:  $X_{1,1}$  – насосы типа НН (Сураханский машиностроительный завод, г. Баку),  $X_{1,2}$  – насосы типа НН (АО “Ижнефтемаш”, г. Ижевск),  $X_{1,3}$  – насосы типа НН (Пермская нефтяная машиностроительная компания),  $X_{1,4}$  – насосы типа НН (фирма “Харбисон-Фишер”),  $X_{1,5}$  – насосы типа НН (фирма SBS),  $X_{1,6}$  – насосы типа НН (фирма “НЭШНЛ-ОЙЛЕР”),  $X_{1,7}$  – насосы типа НВ (АО “ВНИТИ”, г. Санкт-Петербург),  $X_{1,8}$  – насосы типа НВ (Сураханский машиностроительный завод, г. Баку),  $X_{1,9}$  – насосы типа НВ (АО “Ижнефтемаш”, г. Ижевск),  $X_{1,10}$  – насосы типа НВ (Пермская

нефтяная машиностроительная компания),  $X_{1,11}$  – насосы типа НВ (фирма “ХАЙЛЭНД”),  $X_{1,12}$  – насосы типа НВ (фирма “Харбисон-Фишер”),  $X_{1,13}$  – насосы типа НВ (фирма SBS),  $X_{1,14}$  – насосы типа НВ (фирма “НЭШНЛ-ОЙЛЕР”);

- $X_2$  – штанги насосные:  $X_{2,1}$  – штанги стальные (АО “Очерский машзавод”, г. Очер),  $X_{2,2}$  – штанги стальные (Машиностроительный завод им. В.И. Ленина, г. Пермь),  $X_{2,3}$  – штанги стальные (Металлургический завод им. А.С. Серова, г. Серов),  $X_{2,4}$  – штанги стеклопластиковые (АО “Очерский машзавод”, г. Очер);
- $X_3$  – отсекагель устьевого сальниковый:  $X_{3,1}$  – отсекагель устьевого сальниковый отечественного производства,  $X_{3,2}$  – отсекагель устьевого фирмы “ЛТВ Энерджи”;
- $X_4$  – центраторы:  $X_{4,1}$  – разработчик НИИ ВН, г. Томск,  $X_{4,2}$  – центратор “Ижнефтемаш”, г. Ижевск,  $X_{4,3}$  – центратор роликовый,  $X_{4,4}$  – центратор вращающийся (АО “ВНИТИ”, г. Санкт-Петербург),  $X_{4,5}$  – центратор вращающийся (Гриффин),  $X_{4,6}$  – центратор вращающийся (Борнеманн);
- $X_5$  – штанговращатель (обеспечивает автоматическое вращение насосных штанг при работе с глубинно-насосным оборудованием и увеличивает срок их службы):  $X_{5,1}$  – отечественного производства,  $X_{5,2}$  – вращатель LD-200 (“ПАТКО”),  $X_{5,3}$  – амортизирующий вращатель MD-300 (“ПАТКО”);
- $X_6$  – магнитный активатор:  $X_{6,1}$  – изготовитель ОАО “ТомскНИПИнефть” и СХК, г. Томск,  $X_{6,2}$  – активатор “МАНОЛЕУМ”,  $X_{6,3}$  – активатор MAGNIFLO (США);
- $X_7$  – клапан-отсекатель:  $X_{7,1}$  – изготовитель СП “Акселсон-Кубань”, п. Черноморский Краснодарского края,  $X_{7,2}$  – изготовитель АО “Завод “Электрон”, г. Тюмень.

Таким образом, имеем  $14 \cdot 4 \cdot 2 \cdot 6 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 2 = 12096$  технических вариантов.

Решение многовариантной задачи с помощью какого-либо критерия, например, стоимостного, требует применения специальных математических методов, позволяющих снизить размерность модели, например, разбиение на подсистемы.

При отсутствии достоверной информации о технологических параметрах их выбор может быть определен экспертным путем. Так, в данном случае выберем технологический вариант:  $X_{1,3} - X_{2,1} - X_{3,1} - X_{4,1} - X_{5,1} - X_{6,1} - X_{7,1}$  (т.е. насосы типа НН, Пермская нефтяная машиностроительная компания, штанги стальные АО “Очерский машзавод”, г. Очер, отсекагель устьевого сальниковый отечественного производства, центратор НИИ ВН, г. Томск, штанговращатель отечественного производства, магнитный активатор ОАО “ТомскНИПИнефть” и СХК, г. Томск, клапан-отсекатель СП “Акселсон-Кубань”).

Таким образом, приведенная методика выбора дополнительного оборудования позволит повысить эффективность работ при проектировании добычи с помощью УШСН, а также увеличить межремонтный период работы штанговых скважинных насосов.

#### Литература

1. Нефтепромысловое оборудование: Комплект каталогов/Под ред. В.Г. Креца, В.Г. Лукьянова. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 1999.

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРНОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИННОЙ ЖИДКОСТИ

Е.Ю. Сурова

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки, характеризуются высокой обводненностью добываемой продукции. С увеличением обводненности возрастают коррозионная агрессивность пластовой жидкости, вероятность разрушения нефтепромыслового оборудования систем сбора и подготовки, поддержания пластового давления.

Агрессивность добываемой среды в первую очередь зависит от состава пластовых вод, содержащих углекислый газ, сероводород биогенного происхождения и сточных вод, содержащих также растворенный кислород.

В настоящее время практически все месторождения, на которых для заводнения нефтяных пластов используют пресные воды, заражены сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ) (Пантелеева и др., 2004). С водой из наземных источников СВБ попадают в призабойную зону нагнетательных скважин, где в сообществе с другими микроорганизмами формируют биоценоз. По мере увеличения закачки и продвижения воды по пласту клетки СВБ выносятся с продукцией добывающих скважин на поверхность. В результате жизнедеятельности СВБ нефтепромысловая жидкость быстро насыщается сероводородом, в ней образуются осадки сульфида железа, что приводит к интенсивной локальной коррозии железа и стали, выводящей из строя оборудование и трубопроводы, мало поврежденные в других местах.

С увеличением коррозионной активности промысловых жидкостей возрастает актуальность проблемы высокоэффективной противокоррозионной защиты. Существуют различные методы противокоррозионной защиты, которые можно разделить на два основных вида: технические мероприятия, направленные на создание и поддержание в трубопроводах определенной гидродинамической структуры потока жидкости путем изменения конструкции отдельных участков (изменение диаметра трубопровода, увеличение его загрузки подключением

новых кустов); специальные методы, включающие применение защитных покрытий, коррозионно-стойких металлов и сплавов, электрохимическую защиту, ингибиторную защиту и др. (Ковач и др., 2002). В поисках более эффективного и экономического способа защиты от коррозии нами был проведен анализ некоторых методов и средств, направленных на решение этих задач.

Наряду с проблемой коррозии оборудования, существуют проблемы отложения парафина и солей. Поэтому многие исследователи комплексно подходят к решению данных задач. Рассмотрим некоторые из этих исследований и разработок.

В работе (Перекупка и др., 2004) предложен способ повышения антикоррозионного эффекта ингибиторов солеотложения путем создания смеси ингибитора солеотложения и ингибитора коррозии с синергетическим эффектом для защиты оборудования от отложения солей и коррозии. Данную смесь можно применять для защиты от коррозии и солеотложения не только скважин, но и водоводов системы ППД. Защитный эффект от солеотложения не менее 70 %. Цена с НДС ингибитора солеотложения Нарлекс-Д54 импортного производства – 180 тыс. руб./т, ингибитора коррозии СНПХ-6035 – 40 тыс. руб./т. Необходимо точно соблюдать состав и концентрацию смесей ингибиторов солеотложения и ингибиторов коррозии в обрабатываемой среде, т.к. возможен антагонистический эффект.

В качестве защиты от коррозии и парафиноотложений авторы работы (Ковач и др., 2002) предложили проводить магнитную активацию жидкости. После применения данной технологии скорость коррозии на конечном участке трубопровода снизилась в среднем на 30 %. Помимо этого, снизилось количество АСПО на поверхности НКТ и в глубиннонасосном оборудовании, а средняя наработка на отказ глубиннонасосного оборудования увеличилась. Опытно-промышленные испытания установки магнитной обработки жидкости были проведены на низконапорных водоводах. ТПП “Урайнефтегаз” планирует расширить область применения магнитных активаторов в других производственных процессах добычи и подготовки нефти.

Наибольшее применение получил метод ингибиторной защиты, эффективность которого может превышать 80 % (Ковач и др., 2002). Охват ингибиторной защитой трубопроводов и объем применяемых реагентов с каждым годом растет, что приводит к значительным затратам на приобретение, транспорт и закачку ингибиторов коррозии. Помимо этого, ингибиторы коррозии не могут обеспечить эффективную защиту промышленного оборудования, так как их использование не исключает микробиологическую коррозию. Более того, некоторые входящие в состав ингибиторов соединения могут являться питательным субстратом для бактерий. Борьба с микробиологической коррозией путем разовых закачек больших количеств бактерицидов дает лишь временный результат (Пантелеева и др., 2004).

Известен способ химической обработки скважинной жидкости, включающий ввод в жидкость ингибиторов коррозии, соле- и парафиноотложения (Гутман и др., 1983). Недостатком этого способа является высокая стоимость обработки, безвозвратные потери химических реагентов (ингибиторов) и низкая эффективность. Например, при применении вододиспергируемых ингибиторов типа СНПХ-6301 происходит их расслоение и переход в нефтяную фазу, в результате существенно уменьшается защитный эффект.

Известен также способ ингибиторной обработки скважинной жидкости, включающий непрерывный ввод в жидкость водорастворимого ингибитора коррозии в нефтепромысловом трубопроводе (Бурмистров, 1997). Хотя применение водорастворимых ингибиторов существенно эффективнее вододиспергируемых, т.к. не происходит выделение ингибитора из водной фазы, этот способ также имеет существенные недостатки: высокая стоимость ингибиторов (более 30 тыс. руб. за 1 т), ограниченная дальность действия (10-12 км) и слабая адгезия пленки ингибитора к поверхности трубы.

Перспективным методом защиты от коррозии при повсеместной зараженности нефтепромысловых систем СВБ является применение реагентов, способных одновременно защищать оборудование от коррозии и подавлять развитие микроорганизмов. Многолетний опыт применения ингибиторов коррозии-бактерицидов, разработанных в ОАО “НАПОР” показывает, что при постоянном применении СНПХ-1003, СНПХ-1004 и НАПОР-1007 резко снижается аварийность нефтепромыслового оборудования, возрастает срок эксплуатации оборудования, увеличивается межремонтный период скважин (Пантелеева и др., 2004). Высокая эффективность СНПХ-1003, СНПХ-1004 и НАПОР-1007 обусловлена двойным действием реагентов: ингибирующим и бактерицидным. Это подтверждается данными о снижении уровня бактериальной зараженности промысловых вод во всех НГДУ ОАО “Татнефть”, где применяются ингибиторы коррозии-бактерициды, даже без использования бактерицидных обработок. Опыт промышленного применения ингибиторов коррозии-бактерицидов показывает, что использование реагентов комплексного действия дает лучший технологический эффект, так как при этом обеспечивается защита нефтепромыслового оборудования и от электрохимической, и от микробиологической коррозии. Использование ингибиторов коррозии – бактерицидов экономически более целесообразно, так как позволяет существенно сократить число биоцидных обработок объектов, при которых затрачиваются большие объемы реагентов.

Все рассмотренные нами методы и технологии по противокоррозионной защите не решают всех проблем коррозионной защиты. В этом плане одним из методов, позволяющих комплексно подойти к решению вопросов коррозии является способ ингибиторной обработки скважинной жидкости, заключающийся в непрерывном вводе в скважинную жидкость водорастворимого ингибитора коррозии и дополнительной обработки жидкости в постоянном магнитном поле высокой напряженности и переменной полярности. На данный способ выдан патент России (Пат. 2227174 ..., 2004). Авторы решили вопрос повышения эффективности ингибиторной защиты нефтепромысловых трубопроводов путем уменьшения дозировки ингибиторов при сохранении защитного эффекта. Опыты, проведенные в промысловых условиях ОАО “Томскнефть”, показали целесообразность и эффективность применения совместной ингибиторной и магнитной обработок скважинной жидкости. Магнитная обработка жидкости вызывает также образование на стенках трубопровода плотной пленки, основным компонентом которой является магнетит (до 72 %), кроме того, при магнитной обработке



уничтожаются сульфатовосстанавливающие бактерии и это позволяет уменьшить дозировку бактерицидов в 2-3 раза. Кроме того, дальность действия обработки увеличивается в 1,5-2 раза. Таким образом, дополнительная магнитная обработка скважинной жидкости, выполненная после ингибиторной обработки постоянным магнитным полем высокой напряженности и переменной полярности, позволяет существенно уменьшить расход ингибитора коррозии при сохранении высокого эффекта защиты и увеличить дальность действия обработок. Экономия дорогостоящего ингибитора составляет более 50 %. Изобретение предполагается реализовать на промыслах ОАО "Томскнефть".

#### Литература

1. Пантелеева А.Р., Улахович С.В., Тишанкина Р.Ф., Кузнецов А.В. Защита от коррозии реагентами комплексного действия в условиях зараженности нефтепромысловых систем сульфатовосстанавливающими бактериями//Нефтяное хозяйство.-2004.-№ 8.- С. 106-107.
2. Ковач В.И., Аливанов В.В., Шайдаков В.В. Магнитная активация жидкости как метод защиты от коррозии и парафиноотложений//Нефтяное хозяйство.-2002.-№ 10.- С. 126-128.
3. Перекупка А.Г., Елизарова Ю.С., Машонина А.А., Мингалев Э.П. Синергизм и эффективность смесей ингибиторов солеотложения и коррозии//Нефтяное хозяйство.-2004.-№ 3.- С. 84-85.
4. Гутман Э.М. и др. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии. - М.: Недра, 1983. - С.105-109.
5. Бурмистров А.Г. Методические подходы для оптимизации ингибиторной защиты трубопроводов, транспортирующих кислые газожидкостные смеси//Защита от коррозии и охрана окружающей среды. - 1997.-№11-12. - С. 2-5.
6. Пат. 2227174 Россия С1 7 С23F11/08. (Способ ингибиторной обработки скважинной жидкости) Прасс Л.В., Лукьянов В.Г., Четверкин К.В., Паньчев С.И., Крец В.Г. Заявлено 17.03.2003; Опубл. 20.04.2004, Бюл. № 12.: ил.

## **РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ ОРЕБРЕННЫХ ТРУБ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ**

**М.И. Шарипов, Р.Р. Шафиков**

**Научные руководители профессор Р.Г. Абдеев, инженер В.Н. Большаков  
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия**

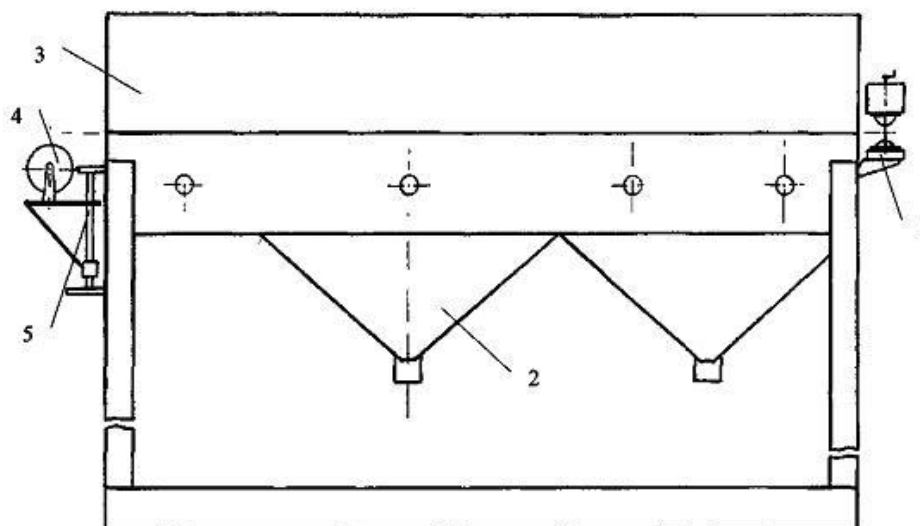
В хозяйственной деятельности абсолютного большинства промышленных предприятий достаточно серьезной задачей является отмыв с поверхности оребранных способом накатки труб загрязнения смазочно-охлаждающей жидкости (СОЖ).

Основная часть предприятий России применяют устаревшие технологии, связанные с высокой себестоимостью, низкими экологичностью и эффективностью, а также далеко не лучшими условиями труда.

В данный момент времени очистка оребранных труб в основном осуществляется барботажным методом промывки. Для этого метода требуется специальное оборудование в виде ванны. Каждая операция очистки осуществляется в определенных ваннах: обезжиривания, промывки, сушки. Что требует большой производственной площади. Процесс очистки осуществляется в ваннах открытого типа, за счет этого увеличивается испарение моющего раствора, что является экологически не безопасным.

Все эти серьезные экологические, технические и организационные проблемы могут быть решены посредством разработки моечной машины, которая позволит сразу же после накатки ребер осуществить очистку, промывку и сушку.

Нами была разработана установка для очистки оребранных труб от загрязнений СОЖ для аппаратов воздушного охлаждения изображенная на рисунке 1, которая состоит из шарового прижима, секции очистки, секции промывки, секции сушки и приводного механизма. Моечная машина расположена сразу же после стана оребрания труб. Стан накатки и моечная машина соосны, так как процесс оребрания и очистки последовательны. В процессе накатки оребранный конец трубы проходя через прижим (для гашения вибрации) постепенно входит в моечную машину закрытого типа, в которой выполняются последовательно операции очистки, промывки и сушки. Из моечной машины выходит чистая, сухая труба, которая досылается приводным механизмом в секцию приемки.



*Рис. 1. Моечная машина:*

*1 - шаровой прижим; 2 - корпус; 3 - крышка; 4 - приводной ролик; 5 - подъемный механизм*

Шаровой прижим 1 предназначен для гашения вибрации оребренной трубы от накатного стана. Прижим состоит из нижнего стационарного и верхнего подвижного корпуса. Верхний корпус перемещается относительно нижнего неподвижного корпуса по направляющей за счет вращения винта. Вращение винта преобразуется в поступательное движение верхнего корпуса. В нижнем корпусе установлены две шаровые опоры, имеющие возможность вращения в любом направлении. Свободное вращение не препятствует движению оребренной трубы, которая совершает вращательное движение вокруг своей оси и поступательное движение от стана. В верхнем корпусе установлена одна шаровая опора. Гашение вибрации происходит верхней шаровой опорой за счет встроенной в нее сжимающей пружины. Жесткость пружины регулируется с помощью винта.

Корпус моечной машины 2 изготовлен из листовой стали толщиной 4 мм. Для обеспечения стекания моющего раствора стек выполнен в виде четырехугольной пирамиды с выходом на патрубок. Перегородки между секциями изготовлены из технической листовой резины. Крышка 3 моечной машины выполнена в виде полуцилиндра из стали толщиной 2 мм.

В процессе накатки труба движется с рабочей скоростью от стана. По завершении накатки оребренную трубу в движение приводит приводной ролик 4. Вращательное движение ролика преобразуется в поступательное движение оребренной трубы. Во время процесса накатки оребрения трубы приводной ролик с помощью подъемного механизма 5 устанавливается в нижнее положение, тем самым не создает сопротивление поступательно вращательному движению трубы. По завершении процесса накатки подъемный механизм устанавливается в верхнее положение. Это обеспечивается за счет вращательного движения ходового винта преобразуемого в поступательное движение подъемного механизма по направляющему.

В очистной секции установлены разбрызгиватель и обдувочное кольцо. Разбрызгиватель изготовлен из трубы. Разбрызгиватель имеет форму кольца, на нем установлены форсунки. За счет струи форсунок моющим раствором покрывает вся рабочая зона вокруг трубы. В промывочной секции конструкция разбрызгивателя аналогична разбрызгивателю секции очистки.

Предлагаемая альтернативная технология ориентирована на переход от существующих неэкономичных и экологически вредных способов обработки (зачистки, отмывки, обезжиривания) поверхностей деталей к замкнутому рециркуляционному режиму без каких-либо значительных затрат. Такие режимы базируются на использовании современного эксклюзивного оборудования на всех стадиях технологического процесса (непосредственно обработка поверхностей, транспортировка водной и углеводородной сред и их смесей, сепарация эмульсий и суспензий, а также гомогенизация нефтепродуктов, с целью получения товарного топлива).

Внедрение данной установки в производство значительно сократит использование производственной площади, затрат на эксплуатацию и ремонт, время промывки, улучшит экологическую обстановку, а, следовательно, и условия труда.

## **Подсекция 2 – Машины и оборудование трубопроводного транспорта нефти и газа**

### **ИНЖЕНЕРНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ТЕЧЕНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕЙ** **А.В. Богданова**

Научный руководитель профессор Н.А. Сваровская

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В промышленных условиях транспорт нефти осуществляется в газонасыщенном состоянии. Совместное движение нефти и газа характеризуется наличием различных структурных форм течения, из которых для двухфазного потока выделяют семь основных: пузырьковая, пробковая, расслоенная, волновая, снарядная, кольцевая и дисперсная (рис. 1).

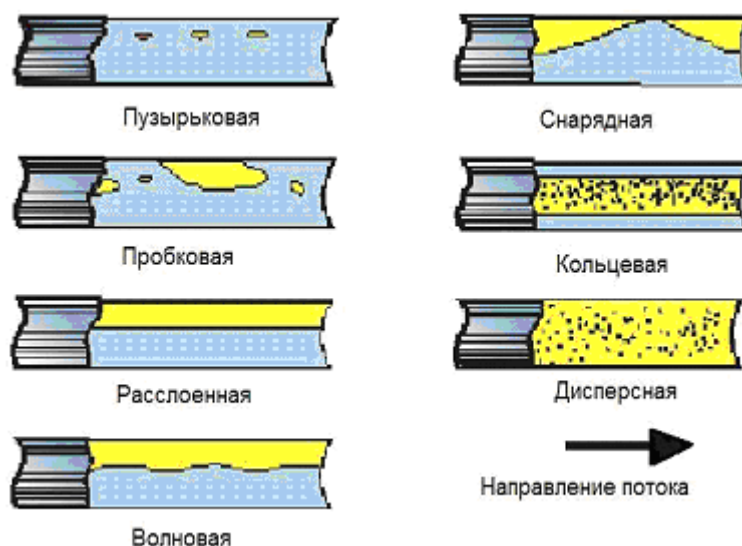


Рис. 1. Структуры потока

Учет структуры потока позволит более точно проектировать промышленные трубопроводы для достижения наилучших технико-экономических показателей, таких как:

- снижение гидравлических сопротивлений при транспортировке;
- уменьшение пенообразования за счет выделяющихся пузырьков газа, которые провоцируют и усиливают процесс образования пены;
- уменьшение пульсаций давления в промышленных трубопроводах.

Возникающие нагрузки на трубопровод при наличии неоднородной структуры газожидкостного потока сопровождаются пульсациями давления и приводят к усталостному разрушению трубопровода. Особенно это проявляется при пробковой структуре течения за счет попеременного прохождения пробок нефти и газа. На сегодняшний день известно, что кольцевая структура снижает интенсивность коррозии. Снарядная структура может способствовать коррозионно-эрозионному износу трубопровода по нижней образующей трубы. Расслоенная структура способствует развитию общей и питтинговой коррозии в зоне нижней образующей трубы и в, так называемых, “ловушках” жидкости, особенно при выделении воды в свободную фазу. Сложность учета структуры потока в инженерных расчетах связана с многокомпонентностью рассматриваемых систем, многофазностью и нестационарностью процессов фазовых переходов.

В данной работе представлены результаты исследований по апробированию современного аналитического подхода к оценке течения промышленных нефтей, корреляции Бейкера, которая базируется на совокупности формул, связывающих искомые параметры перекачки нефти в дегазированном и газонасыщенном состояниях.

Надежность аналитического подхода возможна при наличии математических зависимостей и физических свойств нефти от количества растворенного газа. При проведении оценочных расчетов вводились допущения – трубопровод простой длинный, режим перекачки изотермический. Зависимость между физическими свойствами нефти и структурой газожидкостного потока определялась по “параметрам Бейкера” –  $V_x$  и  $V_y$  (рис. 2):

$$V_y = \frac{2,16W_2}{A\sqrt{\rho_H\rho_2}} \quad (1)$$

$$B_x = 531 \left( \frac{W_n}{W_z} \right) \left( \frac{\sqrt{\rho_n \rho_z}}{\rho_n^{2/3}} \right) \left( \frac{\mu_n^{1/3}}{\sigma} \right). \quad (2)$$



Рис.2. График определения структуры потока

Расчет потерь давления для газожидкостных смесей основан на методе Локхарта и Мартинелли, общий вид уравнения которого зависит от модуля двухфазного течения ( $\Phi$ , табл. 1):

$$\Delta p_{100(\text{газ-нефть})} = \Delta p_{100(\text{газ})} \Phi^2. \quad (3)$$

Таблица 1

Модуль двухфазного течения

Дисперсная	Пузырьковая	Снарядная	Расслоенная	Волновая	Пробковая	Кольцевая
Уравнение 3	$\phi = \frac{14,2X^{0,75}}{(W_n/A)^{0,1}}$	$\phi = \frac{1,19X^{0,815}}{(W_n/A)^{0,5}}$	$\phi = \frac{15,4X}{(W_n/A)^{0,3}}$	$H_x = \frac{(W_n/W_z)}{(\mu_n/\mu_z)}$	$\phi = \frac{27,315X^{0,855}}{(W_n/A)^{0,17}}$	$\phi = aX^b$ $a = 4,8 - 0,3125d$ $b = 0,343 - 0,021d$

Модуль Локхарта-Мартинелли:

$$X^2 = \left( \frac{W_n}{W_z} \right)^{1,8} \left( \frac{\rho_z}{\rho_n} \right) \left( \frac{\mu_n}{\mu_z} \right)^{0,2}. \quad (4)$$

Число Рейнольдса:

$$Re = 6,31W / d\mu. \quad (5)$$

Уравнение Дарси:

$$\Delta p_{100} = 0,000336 (fW^2) / d^5 \rho. \quad (6)$$

Общие потери давления в трубопроводе:

$$\Delta p_{(\text{газ-нефть})} = \Delta p_{100(\text{газ-нефть})} (L/100), \quad (7)$$

где L – длина трубопровода в метрах;

A – площадь поперечного сечения трубопровода (ft<sup>2</sup>);

d – внутренний диаметр трубопровода (in.);

W – расход (lb/ч);

$\Delta p_{100}$  – потеря давления на 100 метров;

$\mu$  – вязкость (сР);

$\rho$  – плотность (lb/ft<sup>3</sup>);

$\sigma$  – поверхностное натяжение на границе нефть-газ (дин/см);

f – фактор трения;

Re – число Рейнольдса;

X – модуль Локхарта-Мартинелли;

$\phi$  – модуль двухфазного течения.

Проведенные расчеты свидетельствуют, что при реализации гидравлических задач транспорта промысловых нефтей необходимо учитывать структуры потоков, их формы, с целью более точного проектирования промысловых трубопроводов и оборудования подготовки скважинной продукции.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

А.П. Веденяпин

Научный руководитель доцент В.И. Хижняков  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Скорость коррозии подземных стальных нефтегазопроводов практически повсеместно контролируется катодной реакцией кислородной депольаризации:  $O_2 + 2H_2O + 4e = 2OH^-$ . При этом максимальная глубина проникновения коррозии на подземных нефтегазопроводах без катодной защиты ( $V_{max}$ ) с достаточной для практики точностью количественно характеризуется плотностью предельного тока кислорода, измеренную на глубине укладки подземного трубопровода с помощью специального почвенного зонда ( $j_{O_2}$ ):  $V_{max} = kj_{O_2}$ , здесь  $k$  – коэффициент пропорциональности (в условиях эксперимента равный 0,95).

С другой стороны, плотность предельного тока кислорода реализуется в области потенциалов катодной защиты от 0,85 до 1,05 В по м.э.с. (рис. 1).

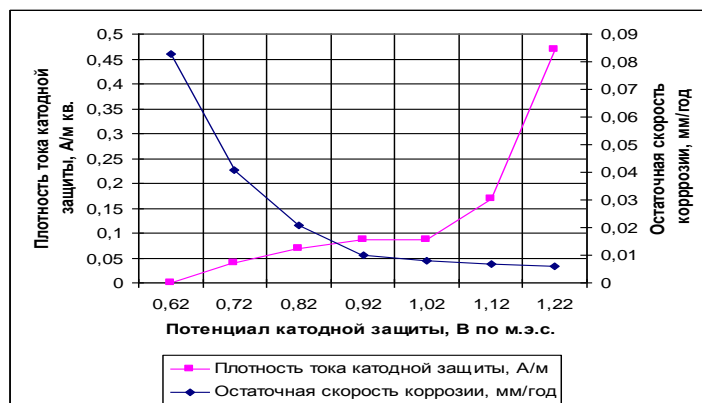


Рис. 1. Зависимость плотности тока катодной защиты и остаточной скорости коррозии подземных стальных нефтегазопроводов от потенциала катодной защиты

Экспериментальные результаты, представленные на рисунке 1, показывают, что в случаях, когда плотность тока катодной защиты достигает плотности предельного тока кислорода, остаточная скорость коррозии образцов из трубной стали 17ГС не превышает 0,013 мм/год, что, согласно десятибалльной шкалы коррозионной стойкости, соответствует состоянию металла трубопровода «совершенно коррозионностойкое» и является допустимой.

Общий ход экспериментальных зависимостей, представленных на рис. 1, показывает, что кривые зависимости плотности тока катодной защиты и остаточной скорости коррозии от величины защитного потенциала пересекаются в области предельного тока кислорода. Дальнейшее увеличение защитного потенциала (в условиях эксперимента до 2,5 В по м.э.с.) приводит к уменьшению остаточной скорости коррозии от 0,013 мм/год (когда плотность тока катодной защиты равнялась плотности предельного тока кислорода) до 0,0033 мм/год (когда плотность тока катодной защиты превышала плотность предельного тока кислорода в 70 раз). В условиях, когда плотность тока катодной защиты превышает плотность предельного тока кислорода в 20 и более раз, за счет избытка электрической энергии катоднозащищаемый образец достигает потенциала разложения воды:  $H_3O^+ + Fe + e = FeH_{адс} + H_2O$ , что приводит к его электролитическому наводороживанию стенок трубопровода и последующему водородному охрупчиванию металла трубы.

## ТРЕНИЕ И ТЕПЛОБМЕН ВО ВХОДНОМ УЧАСТКЕ ТРУБОПРОВОДА

М.Г. Дашкин

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов  
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Вследствие важного значения надежности трубопроводов при транспорте нефти и газа эксплуатационный инженерно-технический персонал нуждается в универсальных аналитических методах и эффективных численных методиках расчета тепловой и гидродинамической картины движения сложного по структуре потока в гидравлических системах, включающих участки труб постоянного и переменного поперечного сечения. Из-за значительной протяженности и перепада температур на участках встает задача управления тепловыми нагрузками рабочей поверхности системы. Гидродинамический способ воздействия на структуру потока является одним из приемов улучшения режима работы внутренних устройств. Он заключается в использовании динамических возможностей потока с целью интенсификации конвективного теплообмена и приводит к лучшему использованию начального участка трубопроводов. В данной области трубопроводов имеются неоднородные процессы конвективного и диффузионного переноса, часто осложненные переменностью теплофизических свойств рабочего тела, изменениями границ области течения, ламинарно-турбулентными переходными эффектами. В таких условиях требуются надежные методы прогнозирования локальных и интегральных теплогидродинамических параметров, повышается внимание к математическому моделированию гидродинамики и теплообмена в широком диапазоне изменения входных условий.

Данная работа ориентирована на исследование сложных ламинарных и турбулентных течений и имеет цели: построения эффективного численного алгоритма для расчета теплообмена в вязких и вихревых развивающихся потоках во внутренних системах; исследования особенностей течения и теплообмена при транспорте жидкости и газа по трубопроводу. При определении достоинств алгоритма первоначально рассматривалось установившееся ламинарное осесимметричное течение несжимаемой химически инертной жидкости и теплообмен в трубопроводах с постоянным и слабоменяющимся поперечным сечением. Движение осуществляется в отсутствие внешних сил, сил тяжести, объемных источников тепла. Допускается, что температурные перепады могут быть значительными, так что необходимо учитывать переменность теплофизических свойств от температуры.

Система уравнений, определяющих течение и теплообмен во внутренних системах, включает уравнения: неразрывности, движения в приближении «узкого канала», энергии и в цилиндрической системе координат имеет вид (Лойцянский, 1973):

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(rv) = 0; \quad (1)$$

$$u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial r} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{1}{\rho r} \frac{\partial}{\partial r}(r\mu \frac{\partial u}{\partial r}); \frac{\partial P}{\partial r} = 0; \quad (2)$$

$$\rho c_p (u \frac{\partial T}{\partial x} + v \frac{\partial T}{\partial r}) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r\lambda \frac{\partial T}{\partial r}) + \mu (\frac{\partial u}{\partial r})^2. \quad (3)$$

В записи системы (1) – (3) обозначения общеприняты. Ее интегрирование осуществляется при следующих граничных условиях. На входе ( $x = 0$ ): задаются однородные профили искомого параметров; на стенке ( $r = R$ ) – отсутствие движения гидродинамических величин, тепловой стабильности для поля температуры; на оси ( $r = 0$ ) – условие симметрии для осевой компоненты вектора скорости и температуры. Процедура численного решения задачи состоит в последовательной обработке блоков, связанных с интегрированием первоначально тепловой, затем динамической части задачи. Численное решение строится с использованием неравномерных сеток, неявных конечно-разностных схем, схем расщепления по физическим процессам с последующим применением методов прогонки и установления (по маршевой переменной  $t$  - времени). Для этой цели система уравнений (2), (3) представляется в нестационарном виде. Итерационный процесс продолжается до тех пор, пока при проведении итераций не будет достигнута требуемая сходимость по трению и теплоотдаче ( $\Delta \approx 0,01$  %). Аппроксимация производных осуществляется со вторым порядком точности относительно шагов в осевом и радиальном направлениях.

При определении поля давления используется подход Л.М. Симуни (Бубенчиков и др., 1993), успешно зарекомендовавший себя в расчете внутренних прямооточных и закрученных течений. Идея метода сводится к представлению сеточных значений осевой скорости в виде:

$$(u_i)_j = W_j + Z_j (\frac{\partial P}{\partial x}). \quad (4)$$

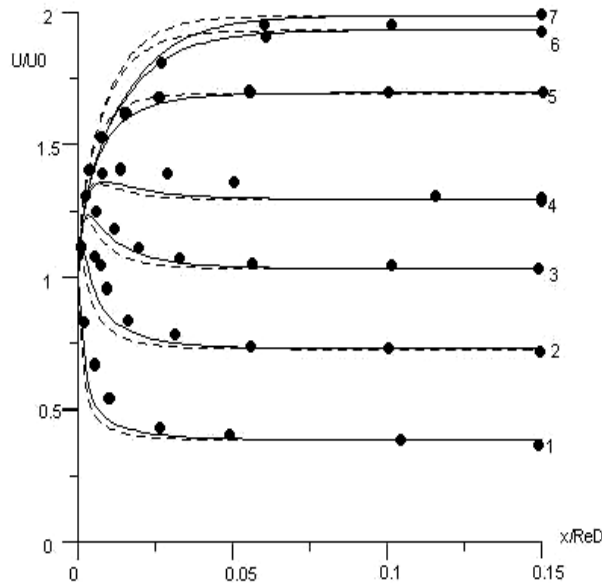
При этом сеточные функции  $W$  и  $Z$  находятся из следующих уравнений:

$$\begin{aligned} a_j W_{j-1} + b_j W_j + c_j W_{j+1} &= d_j \\ a_j Z_{j-1} + b_j Z_j + c_j Z_{j+1} &= 1 \end{aligned} \quad (5)$$

с граничными условиями, обеспечивающими на границах течения выполнение физических условий для продольной компоненты вектора скорости. По известным распределениям  $W$  и  $Z$ , а также с использованием интегрального условия, выражающего собой баланс массы в области течения, расположенной левее выделенного сечения, находится продольный градиент давления. С его помощью по связи (4) восстанавливается осевая компонента вектора скорости. Радиальная компонента вектора скорости вычисляется из разностного аналога уравнения неразрывности.

С целью выяснения достоинств метода расчета, оценки точности полученных численных результатов привлекались данные работ (Себеси и др., 1987; Петухов, 1987; Graber, 1970) о течении и теплообмене во внутренних развивающихся изотермических и неизоотермических течениях жидкостей и газов с постоянными и переменными свойствами. Получено удовлетворительное согласие результатов численного расчета с опытными

материалом по всей длине входного участка вязких и теплопроводных сред. Некоторые данные об изменении локальных и интегральных параметров течения и теплообмена приведены на рисунках 1 - 4.

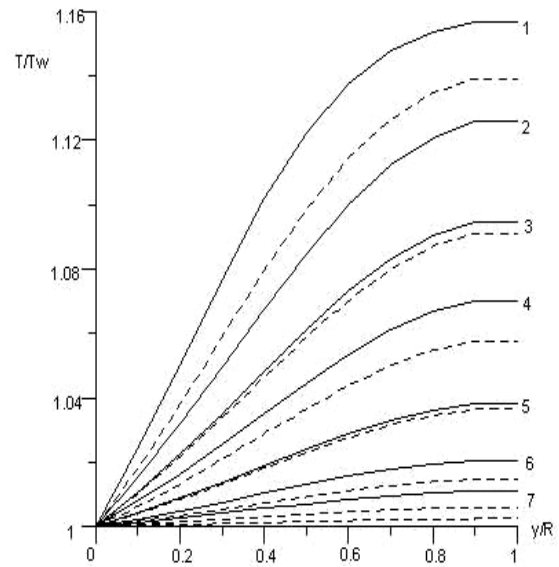


Сравнение изменений относительной осевой скорости по длине трубы в различных точках по радиусу

— Без учета переменности теплофизических свойств  
- - - С учетом переменности теплофизических свойств

1- $u/R=0.1$  2-0.2 3-0.3 4-0.4 5-0.6 6-0.8 7-1

**Рис.1. Распределения безразмерной относительной осевой скорости  $U/U_0$  в зависимости от безразмерной приведенной длины  $X$  в некоторых выделенных радиальных сечениях трубы  $u/R$ . Здесь линии - расчет (1-  $u/R=0.1$ ; 2-0.2; 3-0.3; 4-0.4; 5-0.6; 6-0.8; 7-1, сплошная – постоянные теплофизические свойства, пунктир – переменные), значки – опыт (Себеси и др., 1987)**



Сравнение относительных температур по радиусу канала в различных точках по длине

1-6D 2-12D 3-18D 4-24D 5-36D 6-48D 7-60D

— Без учета переменности теплофизических свойств

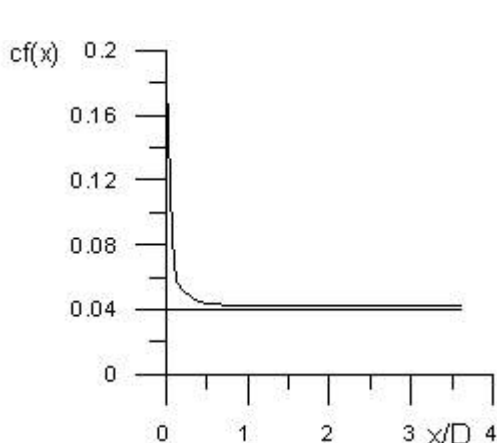
- - - С учетом переменности теплофизических свойств

**Рис.2. Радиальные распределения безразмерной температуры  $T/T_w$  в зависимости от безразмерной координаты  $u/R$  в различных сечениях по длине трубы. Здесь линии - расчет (1-  $x/D=6$ ; 2-12; 3-18; 4-24; 5-36; 6-48; 7-60, сплошная – постоянные теплофизические свойства, пунктир – переменные)**

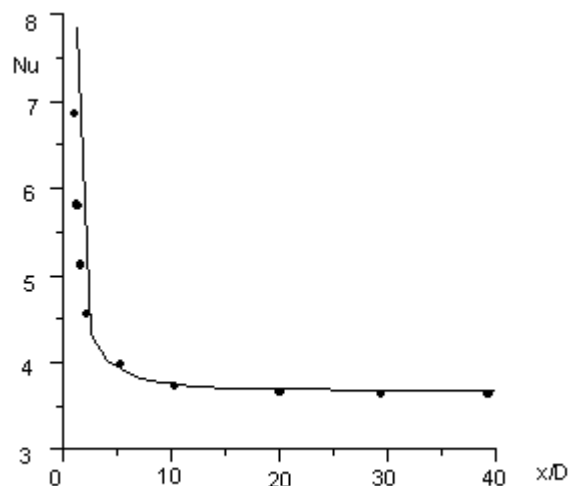
Так из рисунка 1 видно, что влияние переменности теплофизических свойств более заметно в области непосредственного входа в трубу ( $X < 0,15$ ). Именно в этой части канала радиальные профили вектора скорости и температуры (рис. 2) более деформированы вследствие изменения молекулярных свойств. Во входной части трубы искажение профиля скорости обусловлено большей заполненностью его у стенки (линии 1 - 3) и меньшей - в центральной части канала (линии 4 - 7). Ускорение потока у стенки увеличивает подвод тепла и ведет к интенсификации обменных тепловых процессов в пристеночной части (рис. 2, пунктир). Сравнение с данными Пфеннигера (Себеси и др., 1987) показывают, что алгоритм хорошо предсказывает развивающуюся картину изотермического и неизомермического потока в различных выделенных по радиусу канала сечениях потока.

Исследование изменений интегральных параметров течения и теплообмена коэффициента трения  $C_f$  (рис. 3) и  $Nu$  (рис. 4) в зависимости от приведенной длины  $X$  показывают, что изменения поля скорости и температуры в пристеночной части канала вследствие формирования динамического и теплового пограничных слоев, переменности теплофизических свойств рабочего тела вызывают интенсификацию процессов переноса в начальном участке. В области стабилизированного течения и теплообмена имеется хорошее согласие с аналитическим решением и опытными данными (Себеси и др., 1987; Петухов, 1987; Graber, 1970).

В заключении стоит отметить, что алгоритм надежен и в расчета течений со слабоменяющимся поперечным сечением. Исследование вязко-инерционных потоков важно также с точки зрения установления границ применимости приближенных моделей течения и теплообмена в предсказании работы магистрального трубопровода. Результаты полезны в анализе движений, имеющих особенности границ области течения, включающих неоднозначные эффекты конвективного и диффузионного взаимодействия.



Изменение коэффициента сопротивления  $C_f$  по длине трубы



Изменение числа  $Nu$  в доль длины трубы

**Рис.3.** Распределения коэффициента трения Фаннинга  $C_f$  в зависимости от безразмерной длины  $x/D$ . Здесь прямая – аналитическое решение (Себеси и др., 1987; Петухов, 1987)

**Рис.4.** Распределения критерия Нуссельта  $Nu$  в зависимости от безразмерной длины  $x/D$ . Здесь значки – данные (Петухов, 1987; Graber, 1970)

Что касается расчета более сложных сдвиговых течений, то их точность расчета существенно будет зависеть от выбора соответствующей модели турбулентности, способной адекватно описать предельные переходы к ламинаризации.

#### Литература

1. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. - М.: Наука, 1973. – 848 с.
2. Бубенчиков А.М., Комаровский Л.В., Харламов С.Н. Математические модели течения и теплообмена во внутренних задачах динамики вязкого газа. - Томск: Изд. Томск. ун-та, 1993. – 178 с.
3. Себеси Т., Брэдшоу П. Конвективный теплообмен. - М.: Мир, 1987. – 592 с.
4. Петухов Б.С. Вопросы теплообмена. Избранные труды. - М.: Наука, 1987. – 278 с.
5. Graber H. Heat transfer in smooth tubes between parallel plates, in annuli and tube bundles with exponential heat flux distributions in forced laminar or turbulent flow// International Journal of Heat and Mass Transfer. 1970. - Vol.13. - P. 1645-1651.

## ЗАЩИТА ПОЛОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ ОТ КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ЛКМ

**А.А. Карабанов**

Научный руководитель доцент В.И. Хижняков  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Значительная часть эксплуатируемых в настоящее время резервуаров для хранения нефти (РВС) построена 10-20 лет назад. Анализ динамики старения резервуарного парка ОАО «АК «Транснефть» показывает, что к 2010 году срок эксплуатации 99 % резервуаров превысит нормативный срок эксплуатации. Статистика показывает, что в начальный период эксплуатации РВС (первые 5 лет) происходит до 40 % отказов, как правило, связанных с местными прогибами окрайки днища. После «усадки» резервуара количество отказов не превышает 7 %. Однако по достижении нормативного двадцатилетнего срока эксплуатации число отказов на резервуарах вновь возрастает, что связано с коррозией стенки и днища резервуара в области угорного сварного шва с внутренней стороны. Наиболее интенсивно разрушается области приемораздаточного патрубков, где на процесс электрохимической коррозии накладывается механическое разрушение металла твердыми частицами перемещающимися с трением по днищу во время приема-отпуска нефти, достигая 0,12 мм/год.



Стоимость капитального ремонта резервуара, не имеющего внутреннего антикоррозионного покрытия, в условиях эксплуатации ОАО «Центрсибнефтепровод» составляет 26,7 % стоимости нового, что указывает на необходимость решения проблемы защиты резервуаров от внутренней коррозии нижнего пояса и днища в области уторного шва.

Для защиты полости резервуаров широкое применение имеет покрытие Steel-Paint (Германия). Пленкообразующая основа – полиуретан, является высокостойкой, пластичной, химически инертной, вводимые добавки усиливают защитное действие. Близким аналогом антикоррозионного покрытия Steel-Paint является покрытие ПУ-1. Производитель материала НИЦ «Поиск» (г. Уфа). Пленкообразующая основа полиуретан. Особенностью нанесения покрытия является требование к высокой степени очистки поверхности. Аналогичные технические характеристики имеет покрытие NORCO (Франция) на основе полиуретана. Некоторые особенности имеются при подготовке поверхности для нанесения покрытий Permator и Amercoat (США). В первом случае используется гидроабразивная очистка полости резервуара. Во втором – для очистки применяют термореактивную установку, обеспечивающую нагрев песка до 800 °С и скорость подачи песка 800 – 1000 м/с.



Диаграмма 1

Из диаграммы видно, что отечественное покрытие ВГ-33, разработанное ЗАО «Новые Технологии» (г. Томск), обладает лучшим соотношением цена/срок эксплуатации и имеет высокий абразивный износ за счет спекулярита. Грунтовка ВГ-33 представляет собой раствор эпоксидной смолы Э-41 в ксилоле или ацетоне. В качестве кремнийорганического отвердителя применяется производное кремнийорганических аминов АСОТ-2 и дополнительно содержит разновидность природного мелкошуйчатого  $\alpha$ -оксида железа - спекулярит алтайского месторождения "Рудный лог" с содержанием окислов кремния, алюминия, магния и кальция соответственно не более 2,5; 1,8; 0,2; и 0,3% и содержанием альфа-оксида железа  $Fe_2O_3$  - 90 - 95% и тиоколом при следующем содержании компонентов, мас. %:

- раствор эпоксидной смолы в ацетоне или ксилоле - 40 – 54 %;
- кремнийорганический отвердитель АСОТ-1 -12 -16 %;
- природный спекулярит  $Fe_2O_3$  - 20 – 40 %;
- тиокол-8-10 %.

Инертность пленкообразующего эпоксидно-кремнийорганического материала и пигмента по отношению к кислотному, щелочному, солевому и атмосферному воздействию позволяет блокировать доступ агрессивной внешней среды к металлу резервуара. Высокая, близкая к кварцу, твердость пигмента позволяет исключить абразивный износ металла на весь срок эксплуатации покрытия. По результатам лабораторных испытаний во ВНИИСТ (г. Москва) и производственного опыта установлено, что покрытие на основе ВГ-33 значительно превосходит покрытия на основе других отечественных грунтовок по показателям адгезии, твердости, водо-, тепло- и маслостойкости, а также стойкости к солевому воздействию.

Покрытие ВГ-33 прошло апробацию в ОАО «Центрсибнефтепровод» на РВС НПС «Александровская» и «Парабель». Сплошность покрытия, в соответствии с требованиями ГОСТ 51164-98, определяли с помощью искрового дефектоскопа ИДМ-1М при напряжении 1 кВ.

Проведенный анализ отечественных и зарубежных антикоррозионных покрытий полости РВС для хранения нефти показал, что наиболее эффективным и выгодным является отечественное покрытие ВГ-33, обладающее лучшим соотношением цена - качество в совокупности с остальными требованиями, предъявляемыми к защитным покрытиям РВС.

## ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГУМАТНЫХ СОРБЕНТОВ ПРИ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ЗЕМЕЛЬ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ АВАРИЙНО- ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ НА НЕФТЕПРОВОДЕ

**А.С. Кремис**

Научный руководитель старший преподаватель Н.В. Чухарева  
*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Основными загрязнителями окружающей среды в регионах нефтедобычи и нефтепереработки являются нефть и ее компоненты. Ускоренное развитие нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности привело к тому, что существующие технологии ликвидации углеводородных загрязнений становятся малоэффективными и высоко-затратными, не соответствующими современным экологическим требованиям.

Важнейшим элементом решения существующих экологических проблем при разливах нефти является разработка эффективных и экономически приемлемых природоохранных технологий. При ликвидации последствий разливов нефти одним из наиболее реальных подходов является использование природных механизмов защиты и восстановления окружающей среды.

В настоящее время (Робет, Чарльз, 1999) существующие методы очистки территорий от нефтезагрязнений можно разделить на несколько групп:

1. Термические методы утилизации (сжигание).
2. Физико-химические методы.
3. Биохимические методы (окислительное разложение углеводородов с помощью определенных культур микроорганизмов).
4. Физико-механические методы.
5. Химические методы обработки нефтесодержащих отходов.

Современный уровень природоохранных функций нефтедобывающих предприятий требует новых технологии не только очистки территорий от нефтезагрязнений, но и последующей рекультивации земель.

Рекультивация нефтезагрязненных земель должна проводиться с учетом местных почвенно-климатических условий, степени повреждения ландшафтно-геохимической характеристики загрязненной среды конкретного участка. Особый интерес представляют новые отечественные препараты, предназначенные для обезвреживания нефтяных шламов, загрязненных нефтью и нефтепродуктами грунтов, илов, осадков, утилизации нефте- и маслоотходов.

Способы рекультивации:

- 1) биологический способ;
- 2) насыщение воздухом;
- 3) биовентиляция;
- 4) двухфазная экстракция;
- 5) горизонтальное бурение;
- 6) удаление нефтяных загрязнений при помощи сорбентов.

При толщине нефтяной пленки менее 2 мм, а также при малой глубине водоема наиболее эффективными становятся сорбенты (Набаткин, Хлебников, 2000). Главными требованиями, предъявляемыми к сорбентам, являются нефтеемкость, плавучесть (как в исходном, так и в насыщенном состоянии), гидрофобность поверхности (сорбент не должен впитывать воду), возможность регенерации, технологичность изготовления и применение (удобство нанесения на поверхность и удаление) и низкая стоимость.

Основное внимание необходимо уделить проблемам доступности сырья, простоты технологии получения, использования и утилизации сорбента. Именно по совокупности этих факторов должна определяться эффективность применения конкретного сорбента.

Согласно данным табл.1 (Хлесткин и др., 1999) растительные сорбенты на основе торфа по сравнению с органическим сорбентом (поролоном) обладают одинаковой степенью отжима нефти (74 %) и несколько большим показателем нефтепоглощения (17,71 г/г). Растительные сорбенты являются доступными и дешевыми.

*Таблица 1*

*Характеристика некоторых сорбционных материалов*

Сорбент	Нефтепоглощение, г/г	Степень отжима нефти, %
Промышленные органические сорбенты		
Карбамид формальдегидная смола: порошковая	39,6	60
Поролон	14,55	74
Синтепон	46,31	94
Растительные сорбенты		
Торф	17,71	74
«Лесосорб» (торфяная пыль обработанная)	9,1	66
Отходы ватного производства	8,30	60
Каменный уголь дробленный	1	-

Известно, что одной из составляющей торфа, бурого и окисленного каменного угля, определяющей их сорбционную способность являются гуминовые вещества, содержание которых в органическом веществе торфа достигает 50 – 60 %, а в выветрившихся бурых и каменных углях колеблется от 0 до 100 % органической массы, в зависимости от степени выветривания (Лиштван, 2002). Поэтому в настоящее время известны технологии использования не только торфяных, угольных, но и полученных из них гуминовых сорбентов, применяемых при проведении восстановительных земельных работ (рекультивации загрязненных нефтью земель, санации почв, технологии создания плодородных техногенных почв и т.д.).

Согласно последним данным (Пуцыкин, Шапавалов, 2003), разработанные ООО «Агросинтез» на основе бурых или окисленных каменных углей гуминовые сорбенты, содержащие в реакционно-способной и биологически активной форме гуминовые кислоты (ГК) позволяют активизировать деятельность почвенных микроорганизмов, находящихся под воздействием различных токсичных загрязнителей, в частности, нефти. В свою очередь почвенные микроорганизмы обеспечивают минерализацию и гумификацию нефти. Гуминовые кислоты нетоксичны, а при применении сорбентов на их основе почва приходит в нормальное состояние в течении 1-2 вегетационных сезонов. При применении гуминовых сорбентов автоматически решается вопрос о транспортировке загрязненного грунта к местам его дальнейшей переработки.

Огромные запасы торфа, достигающие более 24 млрд т только на территории Томской области, являются уникальной сырьевой базой для производства препаратов на основе гуминовых веществ. Так как вся ветка нефтепроводов проложена в основном на болотистой торфяной почве, то большой интерес представляет создание новых природных гуминовых сорбентов на основе торфяного сырья, способных решить существующие экологические проблемы предприятий нефтегазового комплекса.

Согласно литературным данным (Чухарева и др., 2003) основными активными кислородсодержащими группами, ответственными за сорбционную активность ГК, являются СООН- (карбоксильные) ОН- (фенольные) группы. Поэтому модификация ГК с целью увеличения содержания активных кислых групп в их составе позволит увеличить их реакционную способность.

Воздействие на состав ГК возможно проводить двумя способами:

Модификация самих гуминовых кислот методами химической, механической, механохимической и термической обработки

Модификация торфяного сырья

По данным исследования лаборатории горючих ископаемых ТПУ (Тарновская, 1985), таким способом активизации ГК является предварительная термообработка торфа до 250 °С в среде собственных газов разложения. С одной стороны, это приводит к увеличению количественного выхода самих ГК, с другой стороны, изменяется их функциональный состав: содержание карбоксильных групп возрастает от 11 до 15 % моль-экв/г, что повышает их реакционную способность.

Поэтому, проведение исследования эффективности модифицированных гуминовых сорбентов на основе торфяного сырья, является актуальным. Для этого необходимо провести ряд сравнительных исследований с другими известными растительными сорбентами и рассмотреть возможность практического применения данных гуминовых сорбентов на предприятиях нефтегазового комплекса.

#### Литература

1. Робет С., Чарльз Т. Планирование операций при ликвидации последствий возможных утечек нефти из трубопроводов // Нефтегазовое дело. – 1999. - № 2. – С. 34 – 36.
2. Набаткин А.Н., Хлебников В.Н. Применение сорбентов для ликвидации нефтяных разливов // Нефтегазовое дело. – 2000. - № 11. – С. 61.
3. Хлесткин Р.Н., Самойлов Н.А., Шеметов А.В. Ликвидация разливов нефти при помощи синтетических сорбентов // Нефтегазовое дело. – 1999. - № 2. – С. 46 – 49.
4. Лиштван И.И. Исследования физических, химических свойств торфа и его биологической активности // Химия твердого топлива. – 2002. – №1. – С.5-19.
5. Пуцыкин Ю.Г., Шапавалов А.А. Использование гуминовых сорбентов для решения экологических проблем // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2003. - № 11. – С. 17 - 19.
6. Чухарева Н.В., Шишмина Л.В., Новиков А.А. Влияние термообработки торфа на состав и свойства гуминовых кислот // Химия твердого топлива. – 2003. – №4. – С.37-43.
7. Тарновская Л.И. Закономерности изменения группового состава торфа в процессе термолитиза/ Дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. Томск: ТПИ, 1985. 199 с.

## ИСПЫТАНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

**А.В. Назаров**

Научный руководитель доцент В.И. Хижняков  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объекты нефтегазовой промышленности эксплуатируются в течение продолжительного периода, например, нормативный срок эксплуатации магистральных нефтегазопроводов 33 года. Срок эксплуатации объектов во многом определяется их коррозионной сохранностью. Суммарная протяженность подземных трубопроводов России на сегодняшний день составляет 218,9 тыс. км, в том числе, газопроводов – 151 тыс. км,

нефтепроводов – 48,6 тыс. км, нефтепродуктопроводов – 19,3 км. К настоящему времени более 40 % магистральных нефтегазопроводов исчерпали 33-ний срок эксплуатации, 30 % магистральных нефтегазопроводов исчерпают этот срок в ближайшие 3 – 4 года и к 2010 году практически весь трубопроводный парк страны превысит 33-ний срок эксплуатации. В условиях стареющих магистральных трубопроводов важнейшей задачей, стоящей перед отраслями, обеспечивающими транспортировку нефти и газа по магистральным трубопроводам, является сокращение риска возникновения аварийных ситуаций. Анализ отказов на линейной части магистральных нефтегазопроводов свидетельствует о том, что до 60 % аварий на магистральных нефтегазопроводах случается по причине коррозионных и стресс-коррозионных разрушений.

Целью настоящей работы явилось исследование прочностных характеристик изоляционных материалов, применяемых для защиты магистральных и технологических нефтегазопроводов от коррозии. Для изоляции магистральных нефтегазопроводов в последнее время начали применяться изоляционные материалы «Полилен-ОБ 40-ОБ-63», «Литкор-Л» и «Литкор-3».

Лента «Полилен - ОБ» - представляет собой рулонный многослойный материал, полученный соэкструзионно-каландровым способом на основе термостабильного полиэтилена высокой плотности. Лента полимерно-битумная "ЛИТКОР" изготовлена из полимерной ленты-основы, на которую нанесен мастичный слой толщиной 1,5 мм.

Цель настоящей работы состоит в определении прочностных характеристик представленных изоляционных материалов, применяемых для противокоррозионной защиты нефтегазопроводов.

Исследования были проведены на разрывной машине типа ИР 5040-5. Результаты исследований приведены на рис.1.

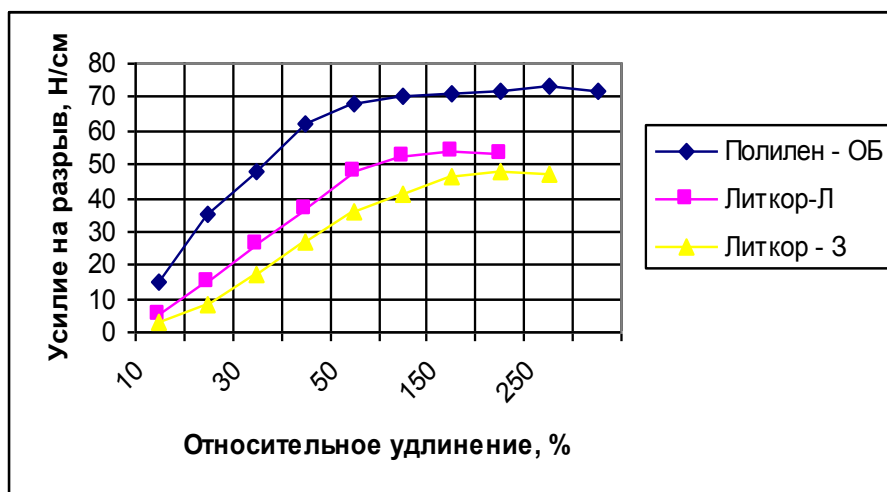


Рис. 1. Результаты испытаний изоляционных материалов

Полученные экспериментальные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Изоляционный материал «Полилен-ОБ» более прочен и эластичен, чем «Литкор Л» и «Литкор 3».
2. Для защиты от механических повреждений в процессе проведения изоляционно-укладочных работ и при дальнейшей эксплуатации трубопроводов необходимо использовать оберточный материал «Полилен-ОБ» для обертки полимерно-битумных лент «Литкор-Л» и «Литкор-3», так как его прочность выше. При этом «Полилен-ОБ» будет выполнять роль «брони» для изоляционного материала «Литкор», который несет основную функцию защиты трубопровода от коррозионного разрушения с гарантией до 30 лет.

## РАСЧЁТ УДЕЛЬНЫХ ЭНЕРГОЗАТРАТ ПРИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ПЕРЕКАЧКЕ ПО ОДНОНИТОЧНОМУ МАГИСТРАЛЬНОМУ НЕФТЕПРОВОДУ С ПЕРЕМЕННОЙ ЗАГРУЗКОЙ

П.А. Румпель

Научный руководитель доцент А.В. Панкратов  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе (Панкратов, Редикульцев, 2004) были затронуты некоторые вопросы регулирования совместной работы нефтеперекачивающих станций (НПС) и однониточного (без лупингов и вставок) магистрального нефтепровода (МНП), эксплуатируемого в стационарном изотермическом режиме с переменной нагрузкой, обусловленной графиком поставок нефти с промыслов.

Целью данной работы является минимизация энергозатрат на транспорт нефти, доля которых по разным оценкам составляет порядка 25-30 % от годовых эксплуатационных расходов. Анализ работы МНП показывает, что более половины от энергозатрат на перекачку составляют сверхнормативные потери в основном

оборудовании. Главной причиной, приводящей к такому перерасходу электроэнергии, является нерациональный выбор режимов работы магистральных насосных агрегатов (МНА), в особенности при недогрузке нефтепровода.

Пусть задан плановый (расчетный) режим перекачки  $V_{ПЛ}$  ( $m^3$ ) в течение некоторого времени  $\tau_{пл}$  (ч). Следовательно, средняя производительность перекачки ( $m^3/ч$ ) за расчётный период составит  $Q_{ПЛ} = V_{ПЛ} / \tau_{ПЛ}$ .

Чтобы выбрать рациональный режим перекачки необходимо решить уравнение баланса напоров (уравнение Бернулли), согласно которому в однониточном изотермическом МНП, в случае отсутствия попутных сбросов и подкачек нефти, устанавливается такой расход  $Q$ , при котором суммарный напор, развиваемый всеми работающими насосами НПС –

$$H_{СТ} = F_1(Q) = n_{Э} H_{П} + n_{СТ} (m_M H_M) \quad (1)$$

равен полным потерям напора в трубопроводе –

$$H_{ТР} = F_2(Q) = R_{ТР} (Q/3600)^2 + \Delta Z + n_{Э} H_{ОСТ} \quad (2)$$

при условии, что

- во-первых, минимальный остаточный подпор на входе  $H_{ВХ}$  в промежуточные НПС (объединённые в  $n_{Э}$  эксплуатационных участков – ЭУ) должен быть больше напора  $h_S$ , создаваемого давлением  $P_S$  насыщенных паров перекачиваемой среды на величину, соответствующую разности допустимого кавитационного запаса  $\Delta h_{ДОПv}$  (с поправкой на температуру и вязкость перекачиваемой жидкости) и скоростного напора на входе в первый по течению магистральный насос  $h_{СК}$ , т.е.

$$H_{ВХ} \geq h_S + (\Delta h_{ДОПv} - h_{СК}) = P_S / (\rho_t \cdot g) + \left[ \Delta h_{ДОПv} - V_{ВХ}^2 / (2g) \right]; \quad (3)$$

- во-вторых, напор на выходе из головной (промежуточной) НПС (ГНПС или ПНПС) не должен превышать напора, соответствующего максимально разрешенному давлению  $P_{Доп}$ , определяемому из условия прочности труб и запорной арматуры на данном участке трубопровода, т.е.

$$H_{ВЫХ} = H_{ВХ} + m_M H_M \leq P_{ДОП} / (\rho_t \cdot g), \quad (4)$$

где  $H_{П}$ ,  $H_M$  – напор, развиваемый одним либо несколькими подпорными (при их параллельном соединении) и одним магистральным насосом соответственно (для простоты будем считать, что на НПС установлены однотипные подпорные (НП) и магистральные насосы (НМ) с номинальными подачами  $Q_{ОП}$  и  $Q_{ОМ}$  соответственно):

- для НМ  $H_M = h_M - b_M Q^2$ ; (5)

- для НП  $H_{П} = h_{П} - b_{П} (Q/m_{П})^2$ ; (6)

причём стремятся к тому, чтобы суммарная подача одного либо нескольких НП совпадала с подачей НМ, т.е. чтобы  $m_{П} \cdot Q_{ОП} \approx Q_{ОМ}$ , где  $m_{П} = 1, 2, 3$  (обычно  $m_{П} \leq 3$ ), здесь  $h_M, h_m, h_{П}, b_{П}$  – коэффициенты аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов по пяти точкам, лежащим в рабочей области на соответствующих паспортных кривых, полученных заводом-изготовителем на воде;

$H_{ВХ}, H_{ВЫХ}$  – соответственно напоры на входе (во всасывающей линии МНА) и выходе (в нагнетательной линии) НПС (для ГНПС и НПС, расположенных на границах ЭУ,  $H_{ВХ} = H_{П}$ );  $m_{П}, m_M$  – соответственно число НП, устанавливаемых на ГНПС, а также на ПНПС, расположенных на границах ЭУ, и включаемых, как правило, параллельно и НМ, включаемых последовательно на каждой из НПС (обычно  $m_M \leq 3$ );

$$R_{ТР} = 1,02 \lambda \left[ 8 / (\pi^2 \cdot g) \right] L_{ТР} / D^5 - \quad (7)$$

гидравлическое сопротивление линейной части МНП (с 2 % поправкой на местные сопротивления);

$L_{ТР}, D$  – соответственно геометрическая длина МНП (включая самотечные участки) и его внутренний диаметр;

$\lambda = f(Re, \varepsilon)$  – коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от режима течения жидкости в трубопроводе (числа Рейнольдса  $Re$  и относительной шероховатости стенок трубы  $\varepsilon = \Delta/D$ , где  $\Delta$  – абсолютная шероховатость);  $\Delta Z = (Z_K - Z_H)$  – разность высотных отметок конечного  $Z_K$  (резервуары НПЗ, перевалочной нефтебазы или нефтеналивного терминала) и начального  $Z_H$  (ГНПС, принимающая нефть с промыслов) пунктов МНП (для простоты будем полагать, что перевальные точки и самотёчные участки на трассе отсутствуют);

$n_{Э}, H_{ОСТ}$  – соответственно количество ЭУ (связанных между собой через подключенные резервуары и объединяющих каждый несколько ПНПС, работающих по схеме «из насоса в насос»), на которые разбивается вся трасса МНП и остаточных напор в конце каждого ЭУ, а также в конце МНП, необходимый для преодоления сопротивления технологических трубопроводов в обвязке станций или конечного пункта и залива нефти в их резервуары ( в соответствии с «Нормами ...» (Нормы ..., 1986) полагаем  $n_{Э} = L_{ТР} / (400 \dots 600 \text{ км})$ , а  $H_{ОСТ} = 20 \dots 40$  м);  $n_{СТ}$  – количество НПС (включая и головную), размещаемых по трассе МНП;  $\rho_t$  – плотность перекачиваемой нефти при средневзвешенной температуре грунта вдоль трассы нефтепровода на глубине его залегания (изотермический режим перекачки при отсутствии теплообмена с грунтом);

$V_{вх}$  – скорость жидкости во всасывающем патрубке первого по течению НМ.

Решая уравнение баланса напоров (1) = (2) при  $Q = Q_{ПЛ}$  получим, что расчётное число станций

$$n_{СТ} = \left[ R_{ТР} \cdot (Q_{ПЛ} / 3600)^2 + \Delta Z + n_{Э} (H_{ОСТ} - H_{П}) \right] / (m_M H_M), \quad (8)$$

находятся между двумя целыми значениями  $n_{СТ}' \leq n_{СТ} \leq n_{СТ}'' + 1$ , а соответствующее ему среднее число

основных насосов в одновременной работе  $n_{НМ} = n_{СТ} \cdot m_M$  лежит на интервале  $n_{НМ}' \leq n_{НМ} \leq n_{НМ}'' + 1$ ,

где  $n_{СТ} = n_{СТ}[\cdot]$ ,  $n_{НМ} = n_{НМ}[\cdot]$  - целые с округлением в меньшую сторону (с отбрасыванием дробной части).

При таком числе одновременно работающих НМ -  $n_{НМ}$  или  $(n_{НМ} + 1)$  по трубопроводу будет перекачиваться соответственно  $Q_1$  или  $Q_2$  м<sup>3</sup> нефти в час, следовательно, обеспечение плановой производительности нефтепровода  $Q_{ПЛ}$  в течение времени  $\tau_{ПЛ}$  возможно только при циклической перекачке на двух переменных режимах:

$$Q_1 \leq Q_{ПЛ} \leq Q_2, \quad (9)$$

где  $Q_1$  и  $Q_2$  - производительность трубопровода при ближайших рациональных режимах перекачки соответственно слева (МНП работает с недогрузкой) и справа (перекачивается больше нефти чем поступает с промыслов в резервуары ГНПС) от величины  $Q_{ПЛ}$ .

Из уравнения баланса напоров (1) = (2) следует, что

$$Q = \left[ \frac{n_{НМ} h_M + n_{Э} (h_{П} - H_{ОСТ}) - \Delta Z}{n_{НМ} b_M + n_{Э} b_{П} / m_{П}^2 + R_{ТР} / 3600^2} \right]^{0.5}, \quad (10)$$

где при  $n_{НМ} = n_{НМ}$ ,  $Q = Q_1$  (режим № 1); - при  $n_{НМ} = n_{НМ} + 1$   $Q = Q_2$  (режим № 2).

Продолжительности работы МНП  $\tau_1$  и  $\tau_2$  в каждом из этих режимов находятся из решения системы уравнений.

$$\begin{cases} Q_1 \tau_1 / \tau_{ПЛ} + Q_2 \tau_2 / \tau_{ПЛ} = Q_{ПЛ} \\ \tau_1 + \tau_2 = \tau_{ПЛ} \end{cases} \text{ и составят} \quad (11)$$

$$\tau_1 = \tau_{ПЛ} (Q_2 - Q_{ПЛ}) / (Q_2 - Q_1) \text{ и } \tau_2 = \tau_{ПЛ} (Q_{ПЛ} - Q_1) / (Q_2 - Q_1), \quad (12)$$

а удельные затраты электроэнергии на перекачку 1 т нефти будут равны

$$E_{УД} = (E_{УД1} Q_1 \tau_1 + E_{УД2} Q_2 \tau_2) / (Q_{ПЛ} \tau_{ПЛ}). \quad (13)$$

Для  $j$ -го режима перекачки ( $j = 1, 2$ ), в случае эксплуатации однотипных НП и НМ величина удельных энергозатрат  $E_{УД1}$  и  $E_{УД2}$  (кВт·ч/т) вычисляется по формуле

$$E_{УД j} = (n_{Э} N_{ПОТР.П j} + n_{НМ j} N_{ПОТР.М j}) / (\rho_t Q_j), \quad (14)$$

где  $n_{НМ j}$  - суммарное число основных насосов в одновременной работе при  $j$ -том режиме перекачки ( $n_{НМ1} = n_{НМ}$  и  $n_{НМ2} = n_{НМ} + 1$ );

$N_{ПОТР.П j}$  - мощность потребляемая электродвигателями подпорных насосов НПС, расположенных на границах ЭУ (в т.ч. и на ГНПС) при работе в  $j$ -том режиме;

$N_{ПОТР.М j}$  - то же для электродвигателей основных магистральных насосов.

Величина активной мощности, потребляемой электродвигателями НП или НМ на  $j$ -том режиме перекачки определяется по выражению

$$N_{ПОТР j} = \rho_t g H_j Q_j / (\eta_{Н j} \cdot \eta_{ЭК j} \cdot \eta_{Мех}), \quad (15)$$

где  $H_j$ ,  $Q_j$ ,  $\eta_{Н j}$  - соответственно напор, подача и КПД рассматриваемого насоса в  $j$ -том режиме;  $\eta_{ЭЛ j}$ ,  $\eta_{Мех}$  - КПД электродвигателя и механической передачи при рассматриваемом режиме (для механической передачи можно принять  $\eta_{Мех} = 0,99$ ).

КПД насоса  $\eta_{Н j}$  вычисляется по формуле

$$\eta_{Н j} = c_0 + c_1 Q_j + c_2 Q_j^2, \quad (16)$$

где коэффициенты  $c_0$ ,  $c_1$ , и  $c_2$  находятся аналогично коэффициентам напорных характеристик (5) - (6).

КПД электродвигателя  $\eta_{ЭЛ j}$  находится с учётом потери мощности электродвигателя:

$$\eta_{ЭЛ j} = \left[ 1 + (1 - \eta_{НОМ}) (1 + K_3^2) / (2\eta_{НОМ} K_3) \right]^{-1}, \quad (17)$$

где  $\eta_{НОМ}$  - КПД электродвигателя при номинальной нагрузке,  $\eta_{НОМ} = 0,96 - 0,98$ ;

$K_3 = N_H / N_{НОМ}$  - коэффициент его загрузки;  $N_H$ ,  $N_{НОМ}$  - соответственно мощность на валу (определяется по формуле (15) без учёта  $\eta_{ЭЛ j}$ ) и номинальная мощность электродвигателя.

1. Панкратов А.В., Редикульцев С.А. Регулирование совместной работы трубопровода и насосных станций при перекачке маловязких нефтей //Проблемы геологии и освоения недр: Труды Восьмого Международ. Научн. Симпоз. им. акад. М.А. Усова.- Томск, 2004.- с. 633-635.
2. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов (ВНТП 2-86).-М: Миннефтепром, 1986.- 109 с.

## ЭКСПЕРТНАЯ СИСТЕМА ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ И РЕМОНТУ МАШИН И ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

**К.В. Перовский**

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Использование в нефтегазопроводном транспорте широкой номенклатуры основного и вспомогательного технологического оборудования приводит к необходимости одновременного решения двух основных проблем, одна из которых связана с обеспечением безаварийности и поддержанием работоспособности оборудования, другая со снижением непроизводительных эксплуатационных затрат и, следовательно, повышением эффективности его эксплуатации.

Решение данных проблем возможно за счет применения средств технической диагностики (рис. 1), но существующее разнообразие в методах сбора и выработке решающих правил затрудняет создание единого, экономически обоснованного подхода к организации технического обслуживания оборудования.

Одним из генеральных направлений решения данных проблем является переход к новой стратегии технического обслуживания и ремонта оборудования (ТОР), в основе которой лежит система ТОР с учетом фактического технического состояния оборудования, определяемого по результатам диагностических обследований.



*Рис.1. Варианты исполнения средств технической диагностики*

В этом случае необходимо создание системы мониторинга состояния оборудования, объединяющей различные методы и подходы к вопросам диагностики путем нормирования их диагностических признаков. Она позволит планировать ремонтные и регламентные работы с учетом фактического состояния оборудования на основе новых подходов прогнозирования с учетом экономических показателей эксплуатации оборудования и его обслуживания.

Анализ результатов применения данного подхода на ряде предприятий позволил разработать систему мониторинга на основе комплексной оценки работоспособности оборудования (рис.2), где предусмотрен учет его фактического технического состояния, анализ затрат на восстановление и ремонт, экономические показатели эффективности и режимы его эксплуатации.

Ключевая роль в этом случае принадлежит технико-экономическому анализу условий эксплуатации и прогнозу функционирования оборудования, базирующихся на ряде основных принципов, обеспечивающих ее эффективность:

- использование методов функциональной диагностики, основанных на анализе основных и сопутствующих эксплуатационных параметров;
- определение технического состояния оборудования с требуемой глубиной диагноза, позволяющей определить причину его изменения и выхода за допустимые значения;
- оптимальное планирование объемов и периодичности обследования для реализации функций наблюдения, оценки и прогноза технико-экономических показателей эксплуатации;
- прогнозирование состояния оборудования на основе количественных показателей надежности;
- автоматизация процесса сбора данных и принятия решений, обеспечивающая объективность постановки диагноза и прогноза;
- унификация технических средств диагностики и методического обеспечения.

Конечной целью разработанной системы является повышение эксплуатационной надежности технологического оборудования при минимизации затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание, что достигается за счет оптимального планирования работ по ТОР, с учетом комплексного прогноза и выработки рекомендаций по режимам эксплуатации оборудования.

рис. 3. Основные взаимосвязи функций предлагаемой системы и пользователями информации представлены на

Создание данной системы мониторинга и планирования связано с выполнением трех основных этапов.

1. Разработка технического обеспечения:

- формирование БД по техническому оснащению и комплектации станций;
- формирование технических требований к средствам диагностики;
- создание БД по программным и аппаратным средствам диагностики;
- развитие существующих средств диагностики и разработка новых.

2. Разработка методического обеспечения:

- методика по оценке и прогнозированию технического состояния оборудования при диагностическом обследовании;

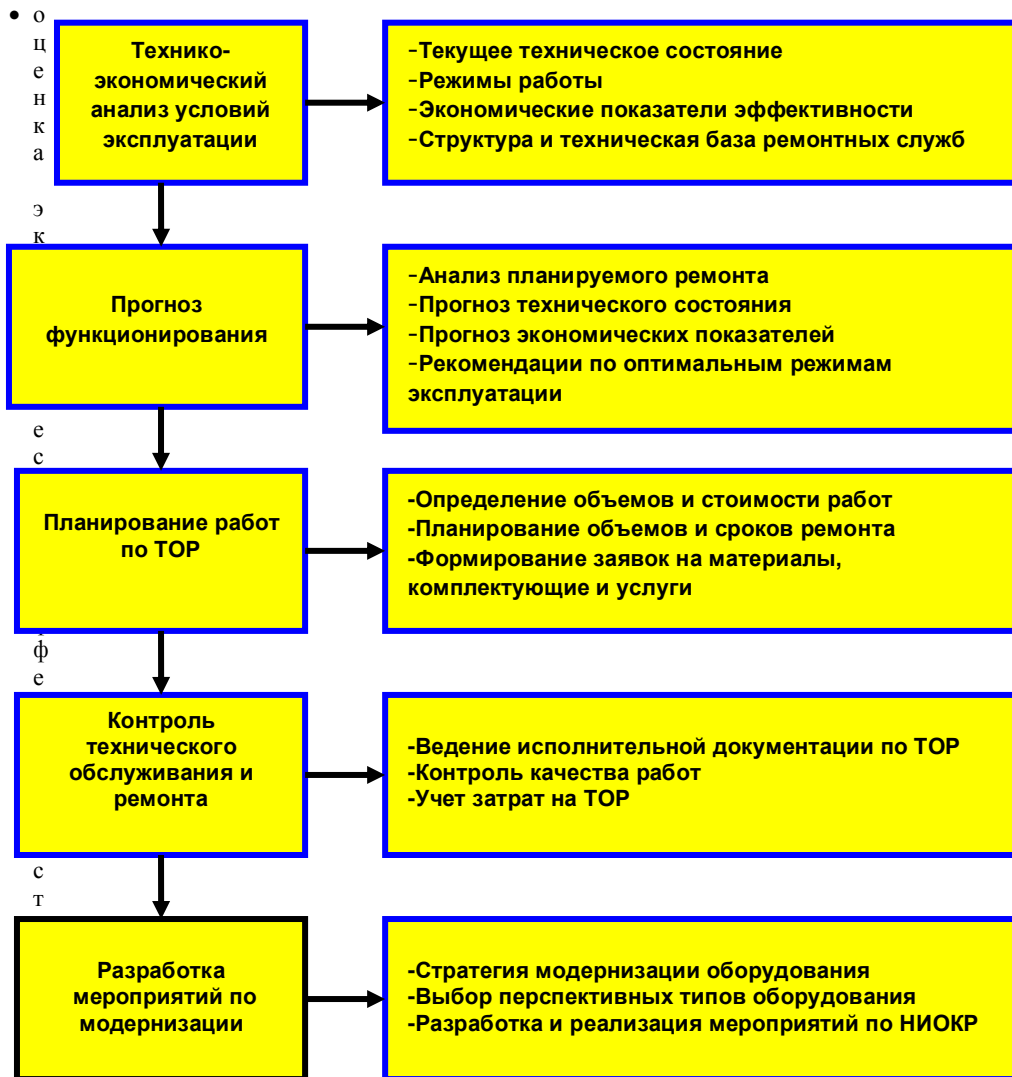


Рис. 2. Основные функции системы мониторинга и планирования

тации электромеханического оборудования;

- методика планирования ТОР с учетом состояния оборудования и показателей эффективности эксплуатации.



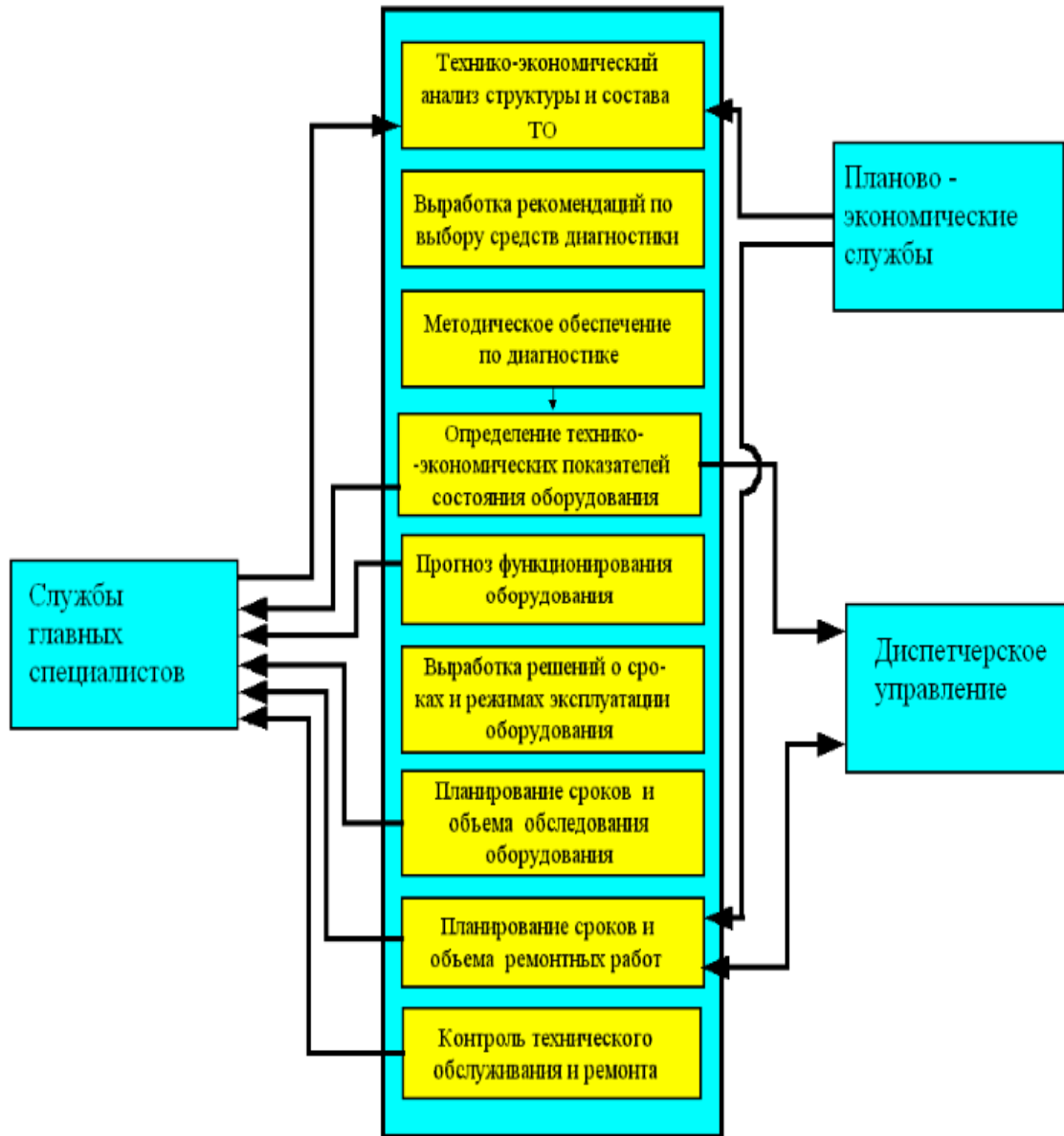


Рис. 3. Основные связи и функции системы

3. Создание системы мониторинга технологического оборудования КС:

- разработка программных средств решения задач анализа, прогноза технико-экономического состояния оборудования;
- разработка средств планирования и контроля работ по ТОР и выработки рекомендаций по модернизации оборудования.

Конечный вариант структурной схемы системы мониторинга и планирования должен обеспечивать непрерывный контроль технологического оборудования, а также мобильность в использовании (рис. 4).

Разработка программного обеспечения для данной системы включает две основные составляющие:

- программное обеспечение сбора и предварительной обработки информации;
- программное обеспечение анализа диагностической информации.

В основе алгоритмов лежит формирование упорядоченных массивов дискретных значений измеряемого сигнала после его аналого-цифрового преобразования с последующим формированием массива диагностических признаков, в качестве которых выступают нормированные значения эксплуатационных параметров, линейные значения вибрации в каждой измеряемой точке и их спектральные составляющие. Т.к. в качестве измеряемой величины используется виброускорение, промежуточными этапами являются интегрирование и спектральный анализ, в основе которого лежит метод БПФ.

Анализ диагностической информации предназначен для оценки технического состояния агрегата и предусматривает как контроль его общего состояния на основе интегральных оценок, роль которых выполняют линейные уровни виброскорости, так и поиск конкретных неисправностей и нарушений в его работе.

Контроль общего состояния заключается в сравнении измеренных уровней вибрации в каждой точке с предельно допустимыми. При превышении предельно допустимых значений в одной из точек измерения формируется сигнал о необходимости остановки агрегата.

Поиск возможных развивающихся неисправностей проводится с использованием метрического метода распознавания, в основе которого лежит поиск минимального обобщенного расстояния между вектором диагностических признаков текущего технического состояния и векторами признаков эталонных состояний, соответствующих наличию определенных неисправностей. В этом случае вектор каждого состояния представляется в виде матрицы, элементами которой являются значения линейного уровня вибрации и соответствующие ей спектральные составляющие в измеряемых точках.

Относительно базового варианта реализации ТОР по плану-графику ППР предлагаемая система мониторинга позволяет на 7÷11 % снизить затраты на ремонтный фонд и материалы и до 6÷7 % на электроэнергию. При этом максимальная автоматизация процедур по сбору информации, анализу и принятию решений допускает выполнение работ силами существующего штатного персонала, что не приводит к увеличению рабочих мест и повышению затрат на оплату труда.

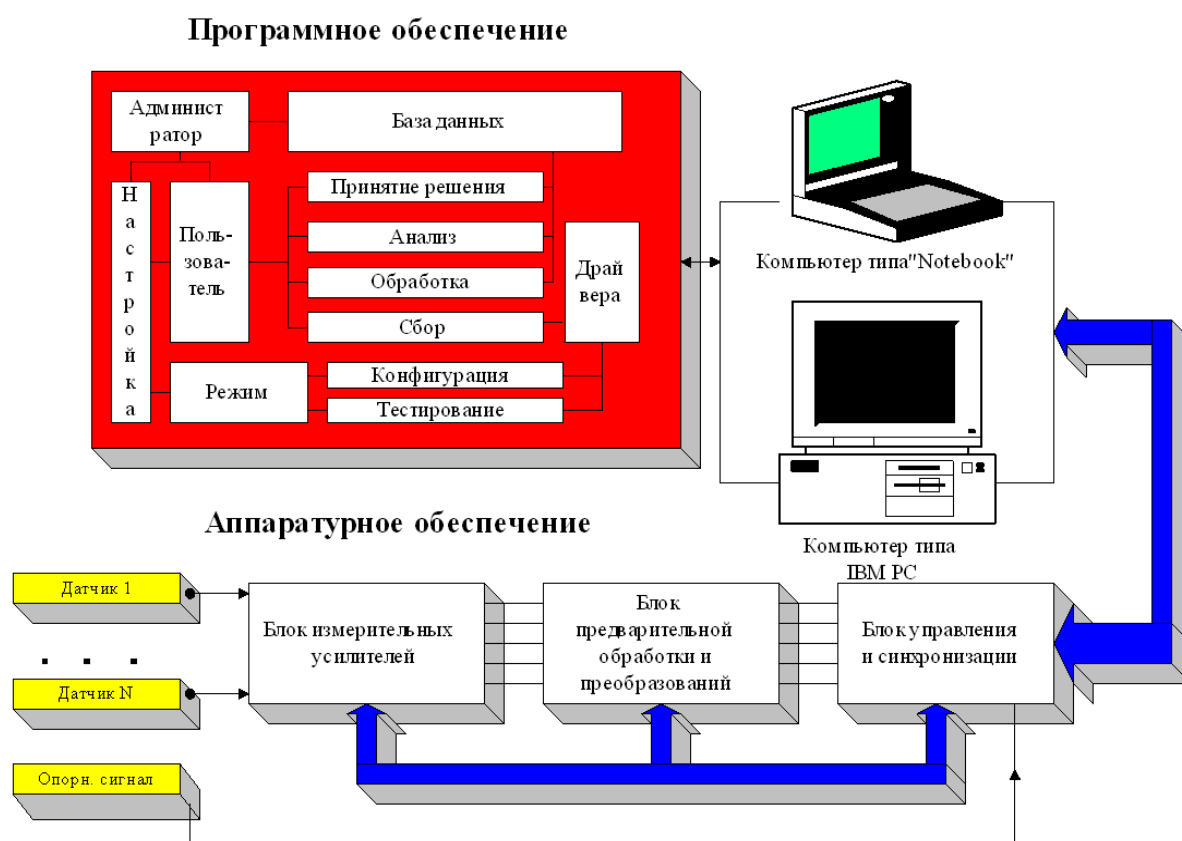


Рис. 4. Вариант реализации системы мониторинга и планирования

## КИНЕМАТИЧЕСКИЙ И СИЛОВОЙ АНАЛИЗ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ

С.В. Поварницын

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

**1. Прокладка труб способом прокола.** В зависимости от применяемых нажимных приспособлений различают несколько разновидностей прокола труб: с помощью домкратов, грунтопрокалывающих станков, лебедок, тракторов, трубоукладчиков, бульдозеров и т. п.

Тип и количество вдавливающих устройств, способных развить требуемое усилие, выбирают в соответствии с необходимым расчетным усилием вдавливания, которое зависит от диаметра и длины прокладываемого трубопровода, а также вида грунта. Необходимое нажимное усилие для продвижения в грунте прокладываемой трубы определяются расчетом по формуле (1). На рис.1 приведен расчет усилий

$$P = \pi R_c^2 \sigma_{ynл} / u_o + q_m L f, \quad (1)$$

где  $R$  – радиус сечения отверстия в грунте;  $\sigma_{\text{упл}}$  – коэффициент сопротивления грунта;  $u_0$  – пористость грунта до прокалывания;  $q_T$  – масса 1 м трубы (кожуха);  $f$  – коэффициент трения стали о грунт.

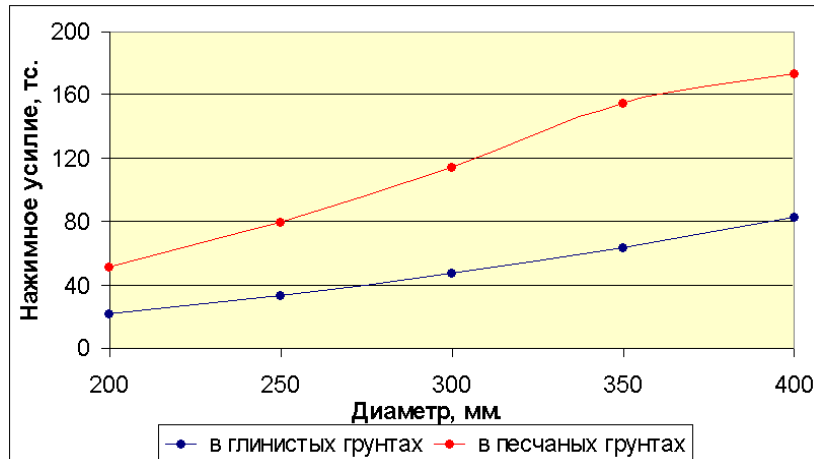


Рис. 1. Зависимость нажимных усилий от диаметра трубы в глинистых и песчаных грунтах

Для прокола труб чаще всего применяют нажимные насосно-домкратные установки, состоящие из одного или двух спаренных гидравлических домкратов с усилием до 170 тс каждый, смонтированных на общей раме. Силовые характеристики установок приведены в таблице 1. Раму с домкратами устанавливают на дне рабочего котлована, из которого ведут прокол.

Таблица 1

**Технические характеристики грунтопрокалывающих установок**

3. Показатели	4. Ед. изм.	5. ГПУ-600	6. Главмострой
7. Диаметр условного прохода прокладываемых труб	8. мм	9. 100-600	10. 200-400
11. Длина прокола	12. м	13. 80	14. 80
15. Максимальное нажимное усилие	16. тс	17. 300	18. 170

**2. Прокладка труб способами продавливания.** Бестраншейная прокладка труб продавливанием отличается тем, что прокладываемую трубу открытым концом, снабженным ножом, вдавливают в массив грунта, а грунт, поступающий в трубу в виде плотного керна, разрабатывают и удаляют из забоя. При продвижении трубы преодолевают усилия трения грунта по наружному ее контуру и врезания ножевой части в грунт. Для продавливания труб применяют нажимные насосно-домкратные установки, работающие от насосов высокого давления, силовые характеристики установок приведены в таблице 2. Количество домкратов в установке зависит от необходимого нажимного усилия, которое можно определить по формулам (2), (3). На рис. 2 приведен анализ силовых характеристик при продавливании.

$$P = q_c l + [2(1 + \xi)P + q_m] L f, \quad (2)$$

где  $q_c$  – удельное сопротивление вдавлыванию ножа в грунт;  $l$  – периметр ножа;  $\xi_0$  – коэффициент бокового давления грунта;  $q_T$  – масса 1 м трубы;  $L$  – длина продавливания трубы;  $f$  – коэффициент трения трубы о грунт;  $P$  – вертикальное давление на 1 м длины трубы.

Таблица 2

**Технические характеристики грунтопродавливающих установок**

Показатели	Ед. изм.	(Главмострой)	(ЦНИИПодземмаш)	(Гипронефтьспецмонтаж)
Диаметр условного прохода	мм	920	1420	1220
Длина прокола	м	60	60	60
Максимальное нажимное усилие	тс	340	340	340

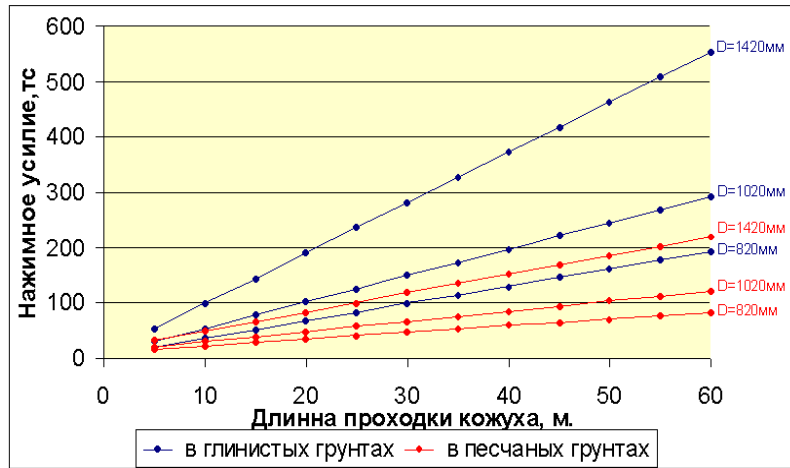


Рис. 2. Зависимости нажимных усилий от диаметра трубы в глинистых и песчаных грунтах

$$P = 4\gamma r^2 / (3f), \quad f = \operatorname{tg}\varphi, \quad (3)$$

где  $\gamma$  – объемная масса грунта;  $r$  – диаметр кожуха;  $f$  – коэффициент крепости грунта по профессору М.М. Протодяконову;  $\varphi$  – угол внутреннего трения.

Способом продавливания ведут прокладку не только стальных труб, но и железобетонных коллекторов и тоннелей из элементов различной замкнутой по периметру формы.

**3. Прокладка труб способом наклонно-направленного бурения.** Основными параметрами строительства бестраншейных переходов трубопроводов являются длина или протяженность бестраншейной проходки, диаметр трубопровода, а также силовые показатели, необходимые для образования в грунте горизонтальной выработки и размещения в ней рабочего трубопровода. Усилие проходки пионерной скважины можно определить несколькими видами сопротивлений перемещению буровой колонны.

$$P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7, \quad (4)$$

где  $P_1$  – лобовое сопротивление от забоя;  $P_2$  – сила трения от силы тяжести буровой колонны и выталкивающей Архимедовой силы;  $P_3$  – сила трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия;  $P_4$  – сопротивление буртов, образованных замками;  $P_5$  – сила трения от опорных реакций, изгибающих колонну;  $P_6$  – сопротивление перемещению колонны вблизи забоя;  $P_7$  – сопротивление вблизи устья скважины.

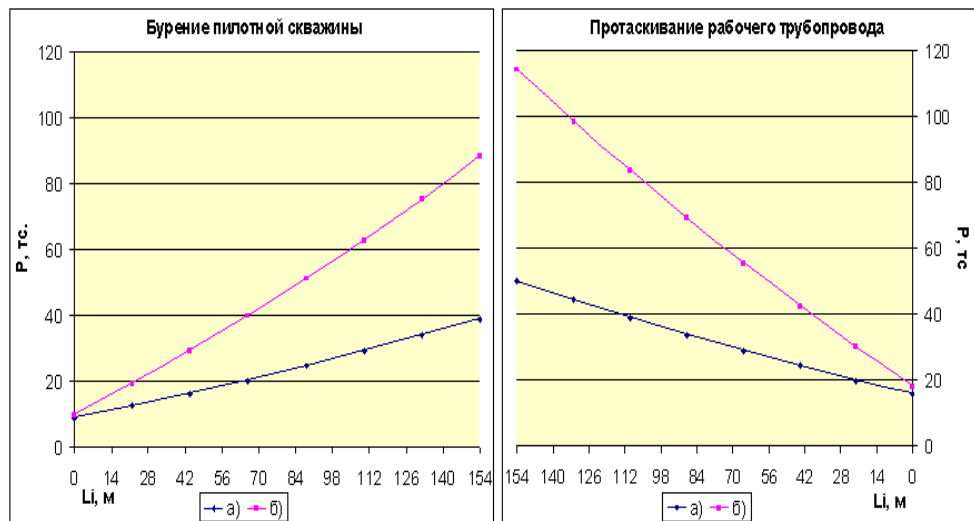


Рис. 3. Усилия проходки «пионерной» скважины и протаскивания рабочего трубопровода в песчаном грунте

На рис. 3 приведен расчет силовых характеристик станка наклонно-направленного бурения в компоновке с гидромониторным рабочим органом. Разница в усилиях на отметке 154 м между проходкой «пионерной» скважины и протаскивании рабочего трубопровода обоснована в основном большим

сопротивлением перемещению расширителя, чем перемещению долота от давления жидкости на забое. Ожидаемые действительные усилия находятся в пределах между величинами «а) Р и б) Р».

**4. Геоинженерная технология строительства тоннелей (ГВТ).** Основная идея работы ГВТ заключается в том, что в технологический процесс проведения горных выработок вовлечена приконтурная часть массива горных пород в качестве опорного звена проходческого агрегата, которая обеспечивает взаимное соответствие силовых параметров важнейших частей оборудования. В отличие от микротоннелирования, возможно использование как ударно-вращательного бурения, так и механизмов резания. Если при прокладке трубопровода с использованием ННБ в процессе проходки скважины ее стенки укрепляются от обрушения в основном дорогостоящим буровым раствором, то использование ГВТ позволяет установить постоянную крепь, которая дает возможность сохранить размер и форму скважины даже после укладки основного трубопровода.

Тип и количество вдавливающих устройств, способных развить требуемое усилие, выбирают в соответствии с необходимым расчетным усилием для поступательно-вращательного движения, которое зависит от диаметра и длины секций, а также вида грунта. Усилие для продвижения в грунте каждой секции определяются из расчета тригонометрических уравнений. На рис. 4 приведена схема действия сил. В таблице 4 представлен результат вычислений.

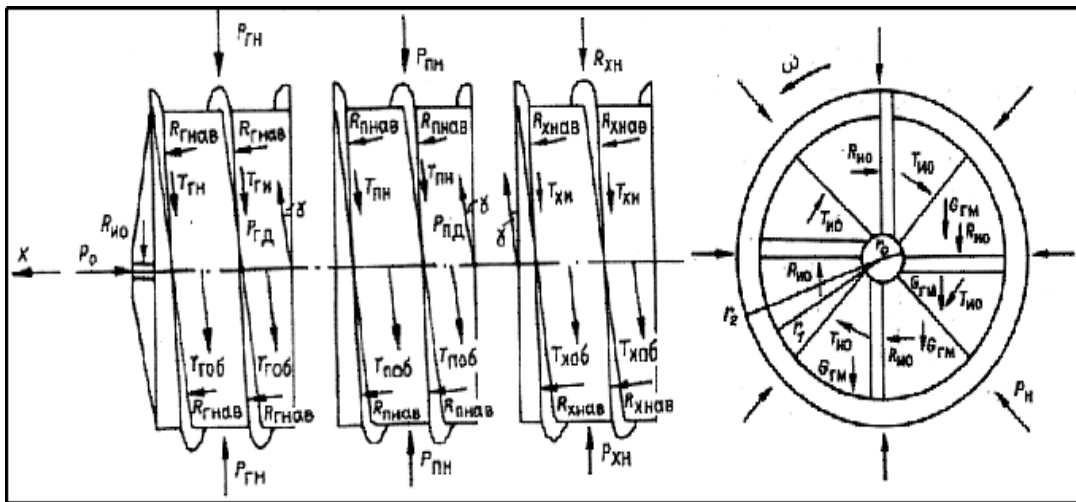


Рис. 4. Расчетная схема к определению силовых параметров

Уравнения равновесия для головной, промежуточной, хвостовой секций:

$$P_{Г.Д} \sin \gamma_{Г} + R_{Г.НАВ} \cos \beta - tg \varphi_{mp} \sin \beta |R_{Г.НАВ}| - P_o - (G_{Г} + G_{ГМ}) \sin \alpha - T_{Г.ОБ} \sin \beta - T_{ИО} \sin \theta_{Л} = 0, (5)$$

$$P_{П.Д} \sin \gamma_{П} + R_{П.НАВ} \cos \beta - tg \varphi_{mp} \sin \beta |R_{П.НАВ}| - G_{П} \sin \alpha - T_{П.ОБ} \sin \beta - T_{П.ЛК} - R_{П.Л} = 0, (6)$$

$$P_{Х.Д} \sin \gamma_{Х} + R_{Х.НАВ} \cos \beta - tg \varphi_{mp} \sin \beta |R_{Х.НАВ}| - G_{Х} \sin \alpha - T_{Х.ОБ} \sin \beta = 0, (7)$$

Таблица 4

Параметр	Ед. изм.	ЭЛАНГ-3
Диаметр:	мм	3400
Количество секций	шт.	3
Длина секций:	мм	1230
Исполнительный орган		Ножевой
Усилие на домкратах поворота:		
головная секция	тс	62,5
промежуточная секция	тс	6,9
хвостовая секция	тс	5,3
количество цилиндров поворота секции	шт.	6
Энергообразующая станция:		
максимальное рабочее давление	МПа	20

## ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОПРОВОДА НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ

Е.В. Семирич

Научный руководитель доцент В.И. Хижняков  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для обеспечения безопасности и надежности поставок транспортируемого продукта чрезвычайно важно сохранить в процессе эксплуатации требуемые характеристики и показатели. Для оценки реального технического состояния трубопроводов и возможности прогнозирования потенциального ухудшения их состояния необходимо периодически выполнять диагностические работы (диаграмма 1). Основным средством обследования и определения местоположения дефектов в магистральных трубопроводах является внутритрубная дефектоскопия. В качестве ВИС используются профилемеры, ультразвуковые и магнитные дефектоскопы.



Диаграмма 1

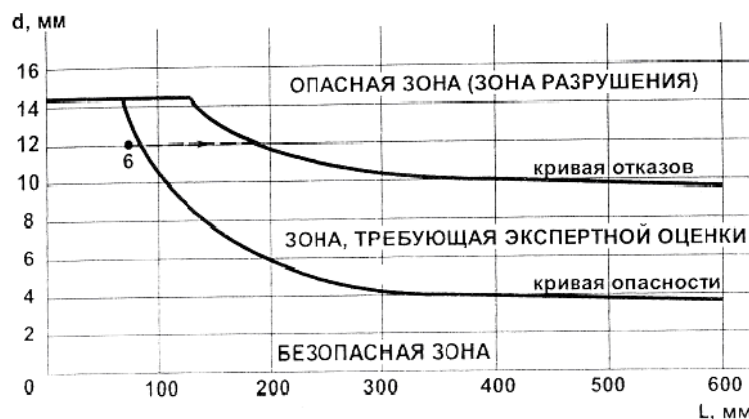


Рис. 1. График "критерия V3IG" для оценки степени опасности локальных дефектов на поверхности трубопровода по принципу "ремонт нужен – ремонт не нужен"

Известно, что стальные трубопроводы, кроме обычных коррозионных повреждений общего и локального характера, могут подвергаться двум типам растрескивания: сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением (СКРН) и водородно-индуцированному растрескиванию (ВИР), такие повреждения, в частности, имеют место в трубопроводах Томской области.

В результате проведения двух инспекций трубопровода при помощи ВИС «Ультраскан» на ветке протяженностью 27303 м было выявлено 2342 дефекта, из которых 1690 - в 1997 г и 1051 - в 2004 г – расслоения или участки с расслоениями.

Внезапное разрушение трубы, поврежденной ВИР, происходит только по достижению дефектами определенных критических размеров. Расслоения, располагающиеся в толще стенки, до момента выхода их на поверхность не снижают несущую способность трубы. Только после выхода дефекта на поверхность, т.е. после разрушения одной части стенки нагрузку от внутреннего давления воспринимает на себя другая часть стенки, оставшаяся неповрежденной. В этой связи, рассматривая на рисунке схемы возможных расслоений, можно предположить, что после разрыва части стенки с выходом расслоения на поверхность трубы, возможна оценка остаточной несущей способности стенки трубы, поврежденной язвенной коррозией или механическим поверхностным дефектом типа задира.

Т.о. задача по определению остаточной прочности трубопровода, поврежденного расслоением от ВИР сводится к оценке остаточной прочности трубы при наличии поверхностного дефекта язвенного типа, по форме и размерам соответствующего дефекту, который может образоваться при выходе расслоения на трубную поверхность.

Для оценки степени опасности таких дефектов имеется ряд известных апробированных методик, в частности «критерий В31G» компании «British Gas» (рис. 2), методика Ритдженса (рис. 3) и др.

Таким образом, внутритрубная диагностика трубопровода даёт исчерпывающую информацию для определения дефектов, нуждающихся в срочном ремонте и предотвращения аварий и утечек при своевременной плановой инспекции. Анализ результатов внутритрубной диагностики показал, что для определения коррозионного состояния и состояния противокоррозионной защиты подземных стальных нефтегазопроводов необходимо и достаточно проводить внутритрубную диагностику на участках высокой коррозионной активностью грунтов не реже 1 раза в 5 лет, на остальных участках - не реже 1 раза в 10 лет.

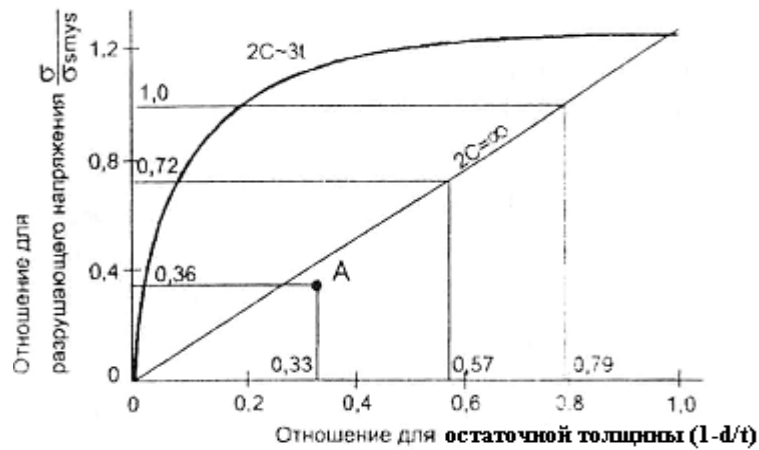


Рис. 2. Оценка степени опасности конкретных локальных дефектов (по методу «Бритиш Газ»)

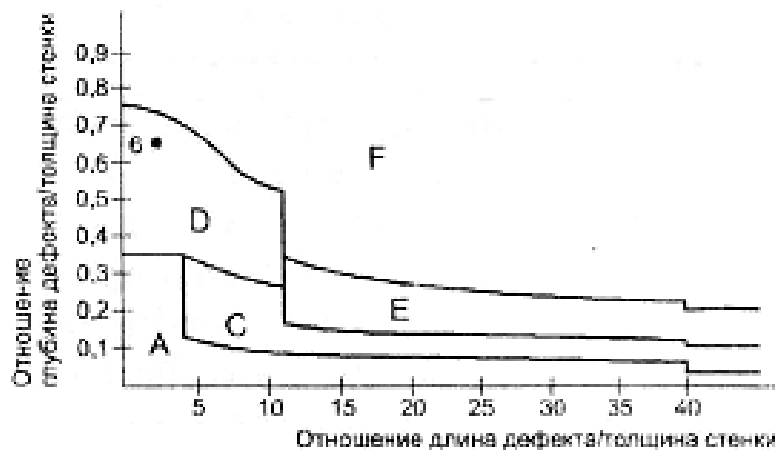


Рис. 3. График Ритдженса для оценки степени опасности локальных дефектов на поверхности трубопровода (по методу Ритдженса (фирмы «Газюни»))

## РЕЛАКСАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА НИКЕЛИДА ТИТАНА В ТЕРМОМЕХАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЯХ ТРУБОПРОВОДОВ

Д.Ю. Сикорский<sup>1</sup>, А.С. Закусов<sup>1</sup>, М.В. Ледченкова<sup>2</sup>

Научные руководители доцент В.А. Хохлов, профессор Л.А. Саруев

<sup>1</sup>Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Термомеханические соединения элементов осесимметричной формы - это соединения, в которых натяг между элементами осуществляется за счёт термического сжатия предварительно нагретой втулки или расширения предварительно охлаждённого вала. Такие соединения, изготовленные из традиционных конструкционных материалов, требуют высокой точности обработки сопрягаемых поверхностей и сложной технологии сборки.

Задача создания надёжных высокопрочных соединений значительно упрощается при использовании материалов с «памятью формы» (ПФ), в частности на основе никелида титана. Он, обладая высокими – до 12-15% - обратимыми деформациями, позволяет создать натяг, соизмеримый с прочностными характеристиками

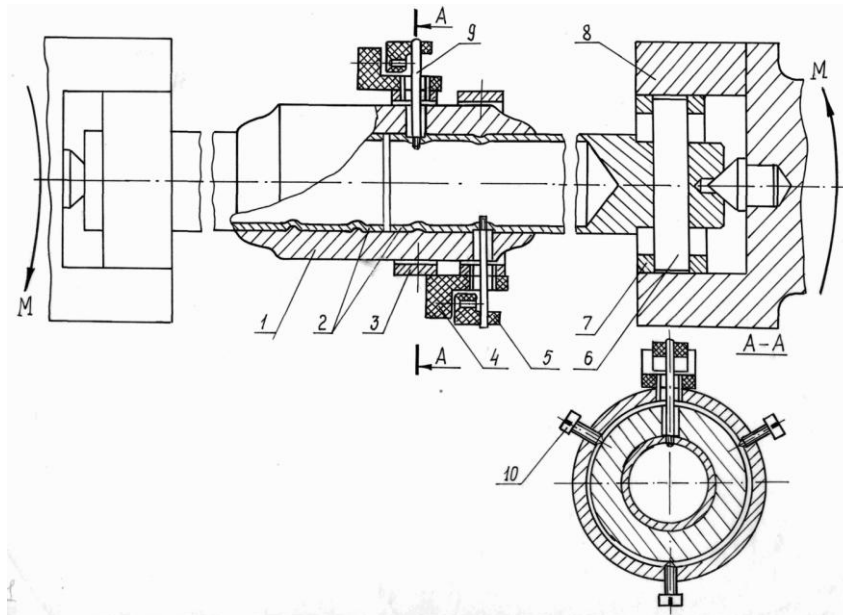


Рис. 1. Вариант соединения элементов

материалов самих элементов при относительно невысоких точности и качестве поверхностей.

Один из вариантов такого соединения показан на рис. 1. Здесь концы трубопроводов 2, выполненных из

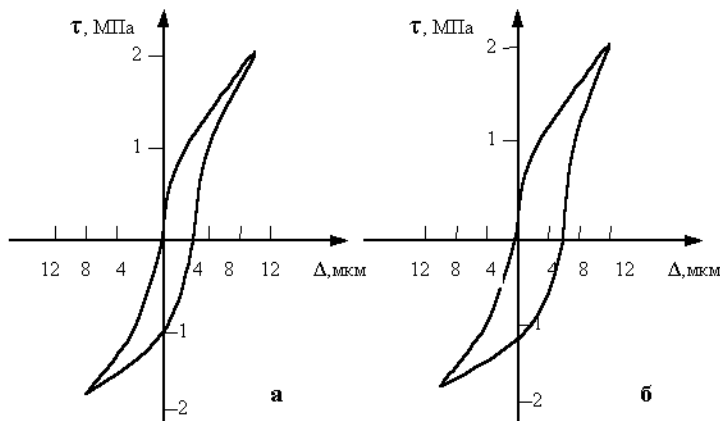


Рис. 2. Петли механического гистерезиса

любого материала, соединяются втулкой 1 из никелида титана. Для обеспечения большей прочности и надёжности втулка выполнена с поясками. Процесс сборки включает в себя этап радиальной раздачи втулки при низких температурах, например, в среде жидкого азота, этап свободной насадки втулки на концы трубопровода и этап термовозврата. В



результате происходит обжим концов, величина натяга обуславливается разностью исходных посадочных размеров труб и втулки, а сборочный зазор и свобода сборки обеспечивается большими степенями раздачи в пределах указанных выше обратимых деформаций. Преимущества таких соединений очевидны – возможность соединения валов и труб из различных материалов, включая и неметаллические, причём соединяемые пары могут быть различны и по диаметру, это также гарантированные герметичность и прочность соединения, а также простота сборки.

Под релаксацией напряжений понимают самопроизвольное снижение во времени механических напряжений в материале при постоянных линейных размерах тела. Экспериментальное исследование релаксации сводится к определению изменений во времени перемещений или деформаций при упругом возврате после снятия нагрузки с последующим пересчётом на кинетику напряжений используя аппарат механики сплошных сред.

В термомеханических соединениях (ТМС) на основе материалов с ПФ после сборки элементов в результате фазовых превращений и формовосстановления во втулке и трубах возникают осевые и радиальные напряжения, обеспечивающие определённые прочностные характеристики и герметичность соединения. В связи с этим поставленная задача исследования релаксации по ряду причин является намного более сложной, чем исследование кинетики напряжений непосредственно в материале. Во-первых, общая релаксация напряжений определяется релаксацией собственно в материале втулки, релаксацией в материале труб и релаксацией материала в зоне контакта, которая в начальный момент времени интенсивнее, чем в материалах, и именно она в наибольшей степени определяет процессы разупрочнения соединения.

Во-вторых, возникает проблема точного определения деформаций и в материале, и в контакте, фиксирования их изменения во времени, принимая во внимание их малость по сравнению с самими деформациями. Требуется измерительная аппаратура с точностью на класс выше определяемых параметров. Кроме того, необходимы сложные вычисления для расчёта напряжений по деформациям, требующие анализа напряжённо – деформированного состояния в зоне контакта, установления аналитической связи между деформациями и напряжениями.

В-третьих, на характеристики соединения оказывают влияние два конкурирующих процесса с противоположным влиянием на характеристики соединения. Первый из них – это увеличение площади фактического контакта, происходящее в результате эффектов ползучести микронеровностей под напряжениями. Ползучесть локальных областей контакта сопровождается адгезионными процессами и усилением механического сцепления. Второй – снижение напряжений во времени в результате релаксации, приводящее к снижению прочности из-за снижения усилия обжатия (натяга).

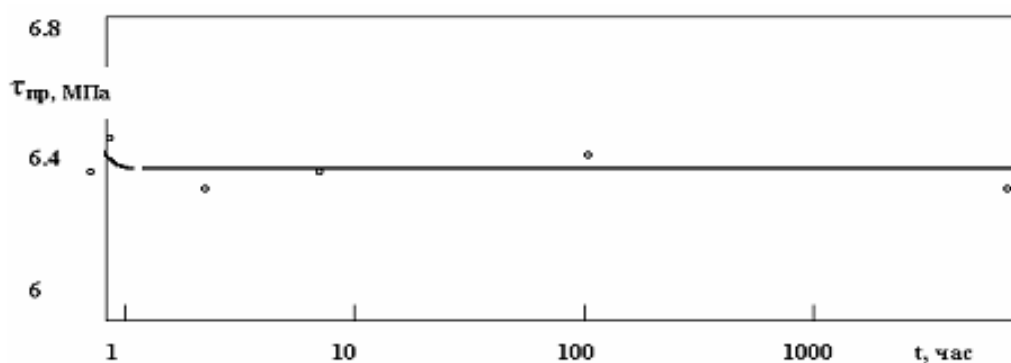


Рис. 3. Изменение предельной силы сдвига во времени

В рассматриваемых соединениях могут быть две ситуации, определяющие прочность и герметичность соединения. В одном случае, когда скорость ползучести контакта превышает скорость релаксации напряжений в материалах, прочность соединения не уменьшается, так как успевает произойти компенсация деформации за счёт упругого восстановления. В другом случае, когда скорость релаксации в самих материалах выше скорости ползучести контакта, то рост фактической скорости контакта который сопровождается уменьшением контактного давления, будет происходить в условиях уменьшения номинального контактного давления в следствии релаксации напряжений. При этом прочность соединения должна уменьшаться.

В обоих случаях прочность соединения зависит не только от разности скоростей, но и от величины напряжений и от величины изменяющейся фактической площади контакта, т.е. от способности контакта к ползучести.

Следовательно, исследование релаксации напряжений должно быть сведено к исследованию кинетики контактных напряжений и прочности, которые учитывают как собственно временные изменения свойств контакта, так и релаксацию напряжений в материале.

Результаты исследований. В качестве устройства нагружения соединения использовали машину на кручение фирмы Амслер – Лафона. Схема установки показана на рис. 1. Для проведения эксперимента использовали в качестве материала втулки сплав никелида титана ТН-1К, материал труб сталь 12Х18Н10Т. Шероховатость поверхности  $R_a = 0,61$  мкм. Вся группа образцов исследовалась через 5, 24, 500, 1500 часов, всего было 6 групп. Каждое соединение нагружалось знакопеременным крутящим моментом с возрастанием его

амплитуды до предельной, при которой наступает проскальзывание в соединении. За меру рассеяния энергии принята площадь петель механического гистерезиса, которая определялась планиметрированием. Микросмещения определялись в двух местах с наибольшей деформацией трубок.

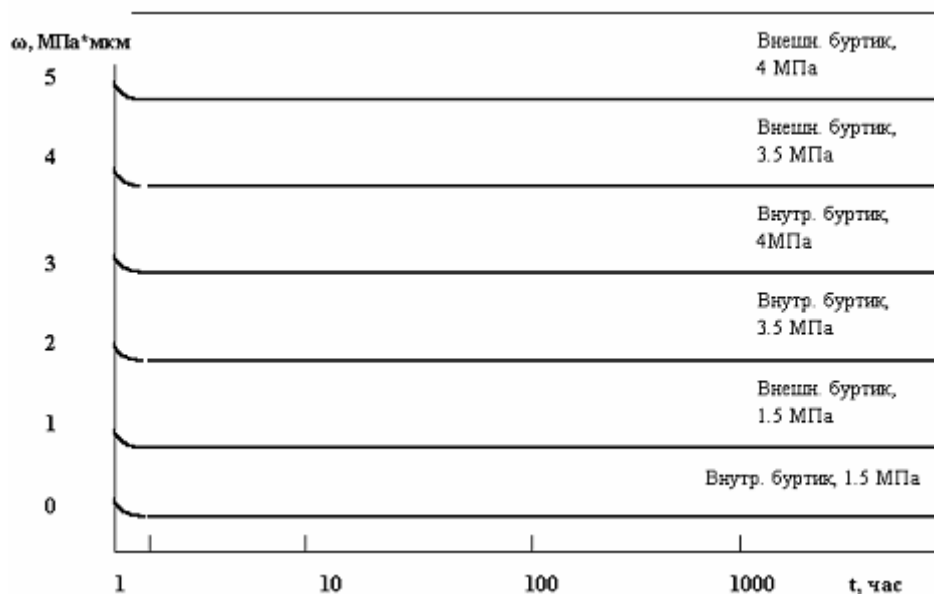


Рис. 4. Зависимости рассеяния энергии при различных амплитудах сдвигающих сил

На рис. 2 представлены петли механического гистерезиса в двух точках контакта. На рис. 3 представлены изменения предельной силы сдвига во времени. Зависимости рассеяния энергии в различных точках при различных амплитудах сдвигающих сил приведены на рис. 4. Из этих графиков видно, что рассеяние энергии контактом не меняется во времени. Поскольку предельные сдвигающие силы и рассеяние энергии являются очень чувствительными характеристиками контактного взаимодействия тел, то можно с уверенностью сказать, что в рассматриваемом интервале времени изменение напряжённого состояния не значительно и не фиксируется в опытах.

В заключении следует отметить, что, не смотря на полученные результаты кинетической стабильности прочности соединения, релаксация всё же есть, но как указывалось выше, увеличение податливости контакта в результате релаксации должно компенсироваться уменьшением податливости из-за ползучести, увеличения площади фактического контакта, образования адгезионных зон сцепления.

## ВЫРЕЗКА ДЕФЕКТНЫХ ТРУБ, «КАТУШЕК», ЗАДВИЖЕК, СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ

**В.В. Чащин**

Научный руководитель старший преподаватель Н.В. Чухарева  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При эксплуатации магистральных нефтепроводов (МН) должны быть обеспечены безопасность и надежность работы трубопроводов и оборудования. Наличие дефектов на МН ограничивает его пропускную способность, а при несвоевременном их ремонте, может привести к аварийной ситуации: разрушению МН или оборудования, безвозвратной потере перекачиваемого продукта и загрязнению окружающей среды.

Дефект МН, возникающий при изготовлении трубы, его строительстве или эксплуатации – это отклонение геометрического параметра трубы, сварочного шва и качества материала трубы от требований действующих нормативных документов: РД -39.4-067-04\* «Методы ремонта дефектных участков действующих МН» (Вайншток, 2004).

Одним из методов ремонта дефектной части МН является замена «катушки» или замена участка. Часть трубы с дефектом вырезают и заменяют бездефектной трубой – «катушкой». Вырезка дефекта применяется в следующих случаях: 1) недопустимое сужение проходного сечения МН; 2) невозможность отремонтировать трубопровод другими, менее радикальными методами (протяженная трещина, глубокая вмятина с трещиной или коррозией, чрезмерная длина дефектного участка и др.).

Вырезка дефектного участка трубопровода может выполняться безогневым методом или с использованием энергии взрыва (РД 153-39-4 -130-2002\* «Регламент по вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей заглушек запорных арматур при подключенном участке МН»).

**Безогневой метод.** Используются труборезные машины МРТ (машины режущего типа) с электро-, пневмо- или гидроприводом. Длина вырезаемого участка трубопровода должна быть больше дефектного участка

на 100 мм с каждой стороны, но не меньше диаметра самого трубопровода. Перед вырезкой места реза тщательно очищаются от изоляции. Для безопасности проведения ремонтных работ в котловане каждые 30 мин производится контроль газовой среды. Для устранения загазованности применяются приточные вентиляторы с электродвигателями во взрывозащищенном исполнении, оснащенные прорезиненными рукавами для подачи свежего воздуха в рабочую зону котлована и обеспечивающие восьмикратный воздухообмен.

Наибольшее распространение получили труборезы МРТ, основными узлами которой являются: двигатель, редуктор, тележка с зубчатыми колесами и роликовыми цепями и режущий инструмент. Цепи служат для фиксации машины на трубе и являются направляющими при ее перемещении. Принцип работы МРТ следующий: после закрепления ее на трубе включается двигатель, который приводит во вращение режущий инструмент и с помощью рукоятки подачи прижимает его к трубе до тех пор, пока стенка трубы не будет перерезана. Затем при помощи рукоятки включения хода приводятся в движение зубчатые ведущие колеса тележки, которые перемещают ее по окружности трубы, а режущий инструмент осуществляет разрезание трубы.

Труборез может быть использован как для разделительной резки, так и для резки под фаску. В зависимости от этого в качестве режущего инструмента используются дисковые и профильные фрезы. Техническая характеристика трубореза (Вайншток, 2002) зависит от его типа, представленного в табл. 1.

Таблица 1

Характеристика отрезных машин типа МРТ

Основные параметры	Типы машин		
	МРТЭ 325-1420	МРТЭ 219-820	МРТП 219-820
Частота вращения режущего инструмента, об/мин	52,78	53,6	53,6
Подача режущего инструмента мм/мин	30	37,6	37,6
Глубина резания за один проход, мм:			
Фасонный фрезой Д135*25	16	12	12
Отрезной фрезой Д140*25	20	16	16
Несовпадение контура реза, мм не более	2,0	2,0	2,0
Мощность, кВт	2,2	1,5	1,5
Частота вращения вала двигателя, об/мин	3000	1500	1500
Время реза трубы, мин, диаметром:			
219мм	-	20	20
325мм	34	28	28
820мм	86	69	69
1220мм	128	-	-
1420мм	149	-	-
Масса, кг	110	95	80

**Вырезка дефектного участка МН с использованием энергии взрыва.** Технология резки взрывом МН с помощью зарядов УКЗ-П ТУ 3-2650-92 разработана и успешно используется на предприятиях ОАО «АК «Транснефть». Для вырезки «катушек» применяются следующие виды кумулятивных устройств: 1) труборезы кумулятивные кольцевые наружные; 2) шнуровые кумулятивные заряды; 3) удлиненные кумулятивные заряды прокатанные (УКЗ-П).

УКЗ-П состоит из двух зарядов, которые представляют собой металлическую трубу с продольной клиновидной кумулятивной выемкой, заполненную продуктом, уплотненным в процессе прокатки и изогнутую в форме полукольца, один конец которого отогнут наружу. При использовании в обводненных местах полукольца помещают в герметичную оболочку. Принцип работы кумулятивного заряда заключается в том, что при подрыве заряда образуется направленная кумулятивная струя, имеющая высокую температуру (свыше 1000 °С) и скорость (свыше 1000 м/с), создающая давление около 30 000 МПа. За счет этого давления разрезается стенка трубы. В настоящее время разработаны УКЗ-П для резки труб диаметром от 151 до 1420 мм с толщиной стенки до 40 мм.

Резку с применением энергии взрыва можно осуществлять на трубопроводах:

- полностью заполненных нефтью и нефтепродуктами;
- частично заполненных нефтью и нефтепродуктами;
- полностью опорожненных при наличии в них не удаляемого остатка после слива или откачки нефти;
- в других случаях, когда возможно образование взрывоопасной концентрации паров нефти;
- заполненных горючими газами при избыточном давлении 200-500 Па;
- не содержащих горючих паров и газов;
- очищенных от остатков нефти и нефтепродуктов и дегазированных;
- заполненных водой.

Резку взрывом МН и их трубчатых элементов в обводненных условиях (трубопровод погружен в жидкость в интервале от нижней до верхней образующей) проводят УКЗ-П в герметичной оболочке. Технические характеристики УКЗ-П представлены в табл. 2 (Инструкция..., 2001).

Достоинством резки МН взрывом является то, что она пригодна для применения во всех климатических районах в интервале температур от минус 60 °С до плюс 50 °С. Но нельзя допускать применение резки МН взрывом на местности, содержащей взрывчатые газы в радиусе разлета осколков, ближе 5 метров от закрытой задвижки и 20 метров от насосных станций. Перед выполнением взрывных работ необходимо выполнить монтаж

шунтирующей перемычки и заземление на трубопроводе с местом крепления не ближе 40 см от места реза. Станции катодной защиты должны быть отключены на расстоянии не менее 10 км в обе стороны.

Проведенный на ЛПДС «Орловка», ОАО «Центрсибнефтепровод» анализ сравнения двух способов резки показал, что способ с применением энергии взрыва значительно сокращает время производства работ за счет ускоренного резания трубы и исключения некоторых подготовительных операций, но после разрезания трубы требует дополнительных затрат времени для подготовки кромок трубы под сварку. Поэтому, поиск новых альтернативных методов устранения дефектных участков трубопровода на сегодняшний день является актуальным вопросом и требует проведения исследований в данном направлении.

Таблица 2

Технические характеристики УКЗ-П

Толщина стенки трубопровода	Тип УКЗ-П при соединении полуколец встык и установке трубореза на фокусных подставках	Тип УКЗ-П при соединении полуколец внахлест и установке трубореза без фокусных подставок	Тип УКЗ-П при использовании трубореза в обводненных условиях в оболочке
10	УКЗ-П-18А УКЗ-П-14Л УКЗ-П-14М	УКЗ-П-20А УКЗ-П-18Л УКЗ-П-18М	УКЗ-П-22А УКЗ-П-20Л УКЗ-П-20М
14,5	УКЗ-П-25А УКЗ-П-22Л УКЗ-П-20М	УКЗ-П-30А УКЗ-П-25Л УКЗ-П-22М	УКЗ-П-35А УКЗ-П-30Л УКЗ-П-25М
16	УКЗ-П-30А УКЗ-П-25Л УКЗ-П-20М	УКЗ-П-30А УКЗ-П-30Л УКЗ-П-25М	УКЗ-П-35А УКЗ-П-30Л УКЗ-П-30М
25	УКЗ-П-45А УКЗ-П-40Л УКЗ-П-35М	УКЗ-П-45А УКЗ-П-40Л УКЗ-П-35М	УКЗ-П-50А УКЗ-П-45Л УКЗ-П-40М
40	УКЗ-П-50М	-	-

Примечание: УКЗ-П-18М, где 18 - наружный диаметр трубчатой заготовки, мм, М - материал трубчатой заготовки: А - трубы из алюминия и алюминиевых сплавов, Л-трубы латунные, М-трубы медные.

#### Литература

1. Вайншток С.М. Трубопроводный транспорт нефти, том-2. – М.: Недра, 2004.- 620с.
2. Вайншток С.М. Сборник регламентов: «Регламент по вырезке и врезке «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов». – М.: ГУП Издательство «Нефть и газ», 2002.-196с.
3. Утв. Калининым В.В. Инструкция по резке взрывом магистральных трубопроводов труборезами на основе зарядов УКЗ-П. – М. 2001-16с.

### Подсекция 3 – Проходка горно-разведочных выработок

#### УСТАНОВОЧНЫЕ И ПОДАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ МАШИН

**В.В. Бокарев, А.В. Зубенко**

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Под технологией проведения горной выработки понимается совокупность способов и средств, применяемых для создания в массиве горных пород полости, которая обеспечивает в течение определенного срока выполнение функций целевого назначения. При проведении выработок применяются различные устройства. К таким устройствам относятся пневматические поддержки, распорные колонки и автоподатчики.

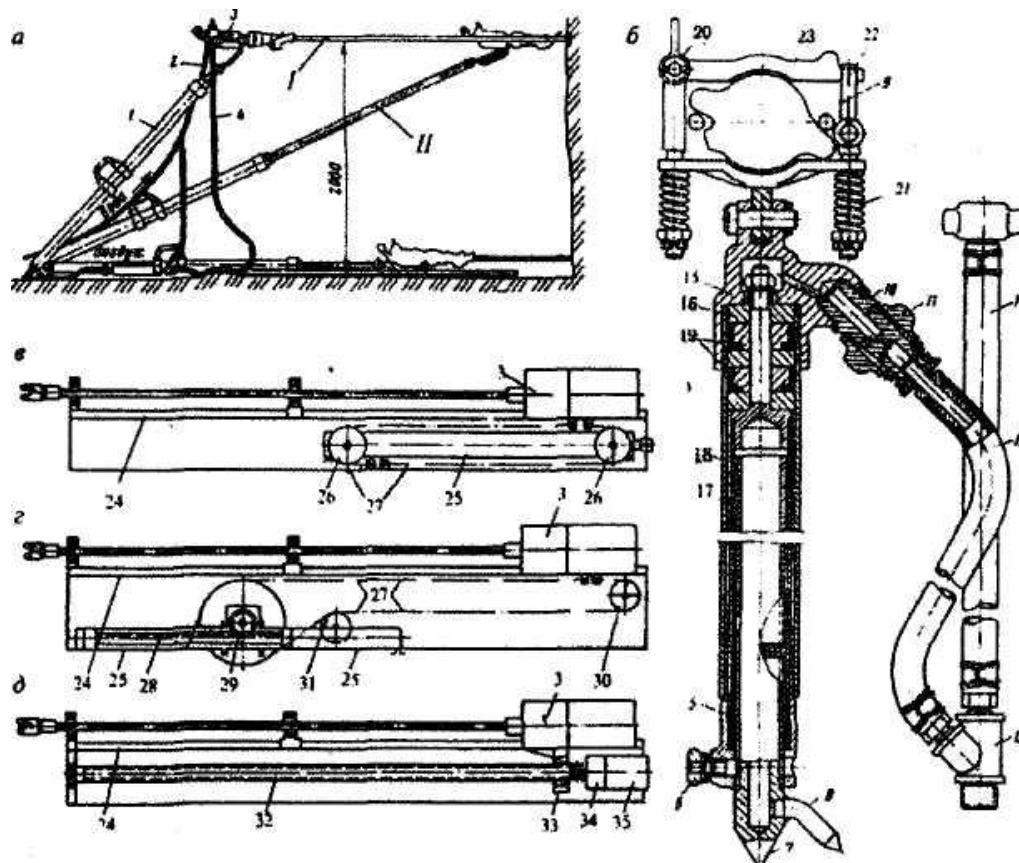
Пневматические поддержки (рис. 1, а) применяются в сочетании с переносными перфораторами при бурении шпуров в горизонтальных и наклонных выработках. Пневмоподдержка обеспечивает поддержание перфоратора в необходимом положении и подачу его на забой с определенным усилием. Выпускают пневмоподдержки трех типов (П-8, П-11, П-13) (табл. 1).

Таблица 1

Техническая характеристика пневмоподдержек

Тип	(П-8)	2(П-11)	3(П-13)
Ход поршня, мм	800	1100	1300

Длина в сжатом состоянии, мм	1200	1500	1700
Раздвижное усилие, Н	1500	1500	1500
Номинальное давление воздуха, МПа	0,5	0,5	0,5
Масса поддержки, кг	17	20	22



**Рис. 1. Установочные и подающие устройства для бурильных машин:**  
*а - схема работы пневмоподдержки; б - пневмоподдержка; в, г, д - податчики бурильных машин*  
 1 - пневмоподдержка; 2 - шланг для подачи воды; 3 - перфоратор (бурильная машина); 4 - шланг для подачи сжатого воздуха; 5 - удлинительная труба; 6 - фиксатор; 7 - острие для упора в почву выработки; 8 - шпора; 9 - зажимное устройство; 10 - патрубок; 11 - кольцевой кран; 12 - шланг для подачи сжатого воздуха; 13 - тройник; 14 - гибкий шланг для соединения с магистралью сжатого воздуха; 15 - головка; 16 - поршень; 17 - внутренняя труба; 18 - наружная труба; 19 - манжеты; 20 - ушко; 21 - пружина; 22 - накладная скоба; 23 - зажимная колодка; 24 - направляющая рама; 25 - гидроцилиндр; 26 - ролики; 27 - втулочно-роликовые цепи; 28 - зубчатая рейка; 29 - зубчатое колесо; 30, 31 - концевая и отклоняющая звездочки; 32 - винт; 33 - гайка подачи; 34 - редуктор; 35 - двигатель

Выпускаемые пневмоподдержки относятся к реверсивным, т.е. не только их раздвижение, но и обратный ход выполняются принудительно под действием давления сжатого воздуха. Пневмоподдержка представляет собой цилиндр 5, внутри которого находится поршень 16 со штоком 17. В головке 15 цилиндра расположены кран управления 11 кольцевой для удержания поршня при транспортировке. По трубе 12 сжатый воздух подается в цилиндр пневмоподдержки при обратном ходе. Кронштейн 9 предназначен для крепления перфоратора. На свободном конце штока поршня имеется вильчатый упор для надежной установки пневмоподдержки на почву выработки.

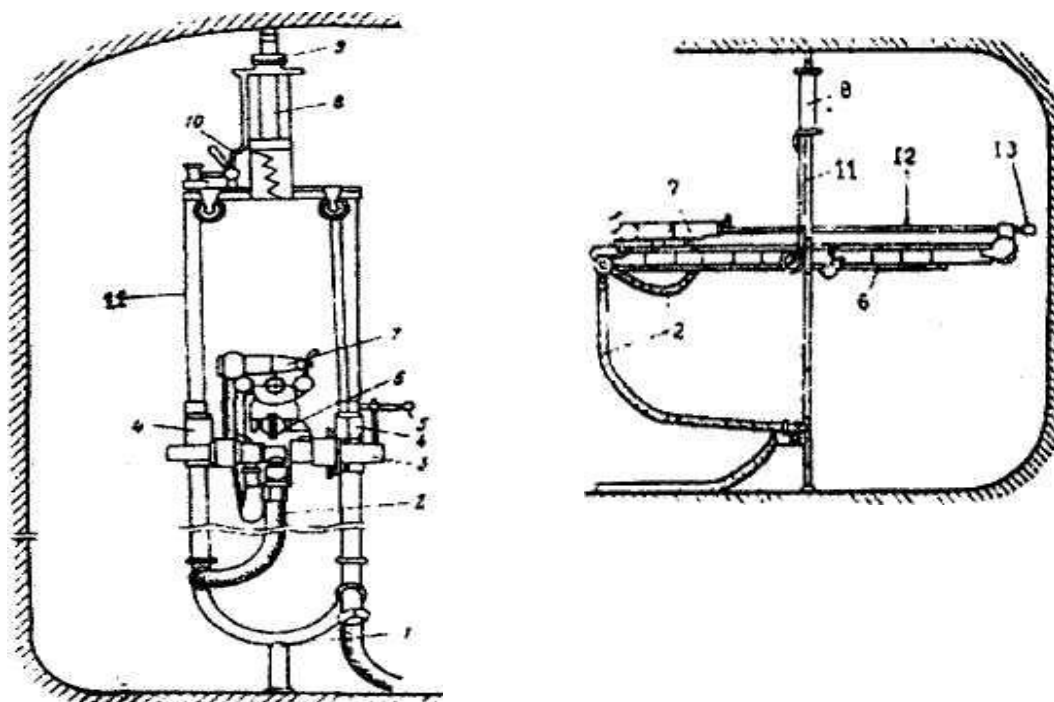
Изготавливают пневмоподдержки в Екатеринбурге на механическом заводе горноспасательного оборудования.

При рабочем положении пневмоподдержки, что соответствует подаче бурильной машины на забой, сжатый воздух поступает из сети в верхнюю полость цилиндра и раздвигает пневмоподдержку, а при

поступлении воздуха в нижнюю полость по трубке 2 шток втягивается в цилиндр. Пневмоподдержка создает наибольшее осевое усилие при установке ее под углом от 115 до 180° к оси перфоратора.

По мере увеличения глубины шпура пневмоподдержка автоматически раздвигается, а угол между осями пневмоподдержки и перфоратора уменьшается (см. рис. 1, а, положение II), усилие подачи вследствие этого увеличивается, а вертикальная составляющая уменьшается. Недостаток способа бурения с использованием пневмоподдержек - низкий уровень механизации и комфортных условий труда проходчиков.

Для установки колонковых перфораторов предусмотрены винтовые распорные колонки. Они раскрепляются между кровлей и почвой выработки. Распорная винтовая колонка (ВК) состоит из трубы с опорной головкой вверху, гайкой с вращающимся в ней винтом внизу и поворотной относительно трубы консоли, на которой крепят подающее устройство для бурильной машины. На практике колонковые перфораторы на распорных колонках применяются редко в связи со значительными затратами физических усилий бурильщиков и времени на их перестановку.



**Рис. 2. Переносная установка ЛКР-У: 1 - стойка; 2 - шланг для подачи сжатого воздуха; 3 - кран управления податчиком; 4 - ползуны; 5 - ручная лебедка; 6 - тросопоршневой податчик; 7 - бурильная машина (перфоратор); 8 - пневмо-цилиндр; 9 - распорный шток; 10 - кран управления пневмоцилиндром; 11 - трубчатая рама; 12 - бурильная штанга; 13 - буровая коронка**

При применении податчиков подача бурильных машин и осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент осуществляются с помощью механизма подачи. Основные элементы податчика - направляющая рама, механизм подачи, неподвижный и подвижный люнеты, служащие для поддержания бура, а также устройство, предназначенное для фиксации направляющей рамы податчика на забое выработки. По конструктивным признакам выделяют три основных типа податчиков: цепные, винтовые и гидроцилиндр. В податчиках с гидроцилиндрами для уменьшения их длины применяют цепные или реечно-цепные умножители хода. В податчике с цепным удвоителем хода (рис. 1, в) бурильная машина 3 по направляющим рамы 24 перемещается гидроцилиндром 25, на концах которого установлены ролики 26. Втулочно-роликовые цепи 27 одними концами закреплены на направляющей раме, другими - на бурильной машине. Шток цилиндра шарнирно закреплен на задней стенке направляющей рамы. При поступлении масла в полость цилиндра, обслуживающую рабочий ход, подача бурильной машины становится в два раза больше хода поршня гидроцилиндра и может достигать 2,5 м.

В реечно-цепных умножителях хода (рис. 1, г) бурильную машину перемещают по направляющим рамы гидроцилиндры 25 одностороннего действия, закрепленные на раме 24. Поршни цилиндров жестко соединены между собой штоком - зубчатой рейкой 28, находящейся в зацеплении с зубчатым колесом 29, которое размещено на валу звездочки 30. Втулочно-роликовая цепь 27 огибает звездочки, концевую 30 и отклоняющую 31. Концы цепи закреплены на бурильной машине. Подается бурильная машина на забой в результате нагнетания масла в передний цилиндр. При этом поршень перемещается назад, звездочка 30 вращается против часовой стрелки, цепь перемещает бурильную машину к забою.

Величина подачи у реечно-цепных податчиков определяется длиной зубчатой рейки и соотношением между диаметрами зубчатого колеса 29 и звездочки 30. Реечно-цепные умножители хода позволяют получить величину хода подачи до 3 м и более.

В податчике с винтовым механизмом (рис. 1, д) бурильная машина 3 перемещается по направляющей рамы 24 посредством винта 32, вращающегося в подшипниках, и гайки подачи 33, соединенной с бурильной машиной. Винт подачи получает вращение от двигателя 35 через редуктор 34.

У современных бурильных установок предусмотрено использование на одном и том же податчике сменных бурильных машин. Фиксируют раму податчика в определенной зоне забоя с помощью специального распорного гидро- и пневмоцилиндра.

Перспективным направлением является широкое использование переносных бурильных установок типа УПБ (ЛКР-У) (табл. 2). Переносные установки представляют собой трубчатую П-образную конструкцию, снабженную пневмомодкратом для раскрепления в вертикальной плоскости и тросопоршневым податчиком (рис. 2).

Для нормальной работы перфораторов длина воздушных шлангов диаметром 25 мм не должна быть более 15 м.

Таблица 2

Техническая характеристика установок

Тип установки	УПБ-1	ЛКР-У
Усилие подачи, Н	1400	1000
Высота установки, мм:		
без удлинителя	1800-2400	2400-2700
с удлинителем	2400-3000	-
Величина хода автоподатчика,	1300	1600
Масса, кг:		
установки	72	66
узла	37	32

## ОТБОЙКА ГОРНОЙ ПОРОДЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ ИМПУЛЬСНЫМИ РАЗРЯДАМИ

С.Ю. Дацкевич, М.Ю. Журков, Е.А. Морозов

Научный руководитель доцент В.Ф. Важов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Традиционные способы разрушения горных пород, основанные на механическом разрушении, практически приблизились к пределу своих технических возможностей. Идет интенсивный поиск и разработка более эффективных способов. Электрическая энергия является одним из самых экономичных и универсальных видов энергии для технических применений. В настоящее время многие перспективные способы разрушения основаны на ее использовании. Одним из перспективных способов разрушения горных пород является электроимпульсный (ЭИ) способ, открытый в Томском политехническом университете под руководством профессора А.А. Воробьева. Способ основан на электроимпульсном пробое горной породы. Процесс разрушения, учитывая характер его протекания, можно классифицировать как электрический взрыв в объеме горной породы. Основные характеристики разрушения регулируются в очень широком диапазоне: энергия, выделенная в канале разряда, достигает  $10^5$  Дж/см<sup>3</sup>, длительность энерговыклада  $10^{-6}$ - $10^{-4}$  с, развиваемая мощность  $10^7$ - $10^9$  Вт, давление в канале  $10^8$ - $10^{10}$  Па создают достаточные предпосылки для разрушения прочных и сверхпрочных горных пород.

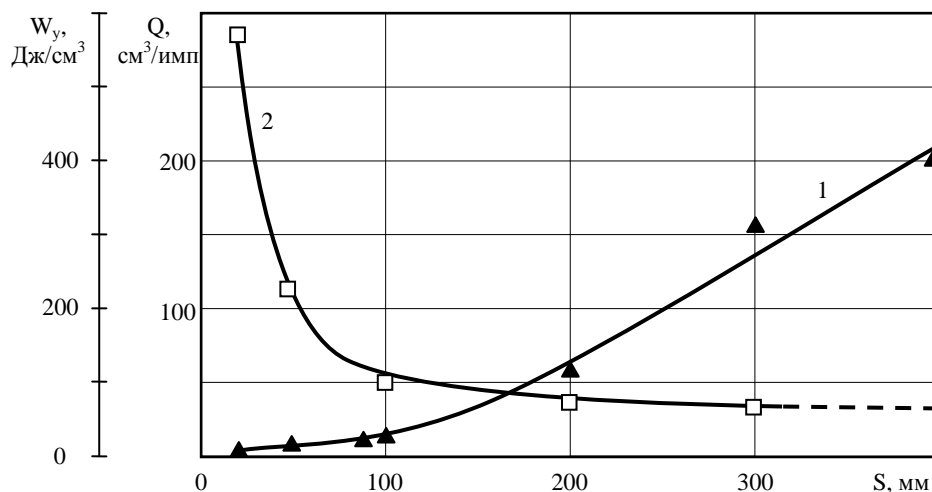


Рис. 1. Зависимость производительности отбойки и удельных энергозатрат от расстояния между электродами

1 – производительность  $Q = f(S)$ ; 2 – энергозатраты  $W_y = f(S)$

Исследования, проведенные в НИИ высоких напряжений и на кафедре техники высоких напряжений ТПУ, позволили выявить ряд существенных преимуществ ЭИ способа разрушения по сравнению с применяемыми в практике: 1) незначительный износ породоразрушающего инструмента, т.к. разрушение горной породы осуществляется каналом электрического разряда в его толще; 2) отсутствие многократной трансформации энергии из одного вида в другой позволяет выделить до 75 % энергии в канале разряда; 3) скорость и энергоёмкость разрушения главным образом определяются электрическими и упругими свойствами горных пород и мало зависят от их твердости и абразивности.

Электроимпульсный способ разрушения, в частности, может использоваться для отбойки горной породы, например, при проходке тоннелей. Здесь возможны два варианта отбойки: 1) два электрода, расположены на одной поверхности забоя в окружении жидкой среды, например, воды; 2) два электрода расположены в предварительно приготовленных шпурах, заполненных водой.

Целью работы является исследование производительности разрушения при двух вариантах отбойки в зависимости от расстояния между электродами, глубины шпура.

Источником высоковольтных импульсов являлся генератор импульсных напряжений Маркса (ГИН), энергия, запасаемая ГИН, изменялась от 1,8 кДж до 22 кДж в зависимости от расстояния между электродами. В качестве образцов использовались блоки гранита с максимальными размерами 110×800×700 мм. Удельная прочность гранита на сжатие  $\sigma_{сж} \geq 1600-2330$  кгс/см<sup>2</sup>. Измерялись параметры откольной воронки и шлама. В качестве жидкой среды использовалась водопроводная вода. Electroды представляли собой стальные или медные стержни диаметром 10 мм в полиэтиленовой изоляции. Расстояние между электродами изменялось от 20 до 400 мм.

На рис. 1, кривая 1, приведена зависимость производительности отбойки от расстояния между электродами по первому варианту – два электрода расположены непосредственно на одной поверхности образца гранита. Увеличение расстояния между электродами (S) вызывает увеличение производительности разрушения за один импульс. Особенно существенно это увеличение наблюдается для дециметровых промежутков (S > 100 мм): увеличение S от 100 мм до 400 мм (в 4 раза) приводит к увеличению производительности разрушения приблизительно в 10 раз.

Энергозатраты являются одной из важнейших характеристик разрушения. Известно, что удельные энергозатраты при ЭИ разрушении в зависимости от энергии, запасенной ГИН, изменяются с минимумом при S = const. На рис. 2 приведены зависимости удельных энергозатрат от  $W_{\Sigma}$  для песчаника. Каждому промежутку S соответствует минимальное значение  $W_{уд}^{мин}$ , которое возрастает с уменьшением S, а количество затраченной для этого энергии  $W_{\Sigma}^{опт}$  уменьшается. (Важов и др., 2003). В наших экспериментах энергия, запасаемая ГИН, изменялась в зависимости от S так, что для каждого S она соответствовала области минимума. На рис. 1 (кривая 2) приведена зависимость удельных энергозатрат на отбойку  $W_y$  для образцов гранита от расстояния между электродами. Удельные энергозатраты быстро снижаются с увеличением S. Наименьшие энергозатраты соответствуют области дециметровых промежутков (S > 100 мм), что хорошо коррелирует с производительностью разрушения.

Большой интерес представляет отбойка горной породы с использованием предварительно подготовленных шпуров. Шпуры бурились механическим способом. Диаметр шпуров 40 мм, глубина до 100 мм. Расстояние между центрами шпуров S = 300 мм. Шпуры заполняются водой и в них вставляются электроды. Разряд между шпурами развивается на уровне расположения электродов.

В таблице 1 приведены результаты отбойки гранита ( $\sigma_{сж} = 2330$  кгс/см<sup>2</sup>) при разной глубине шпуров.

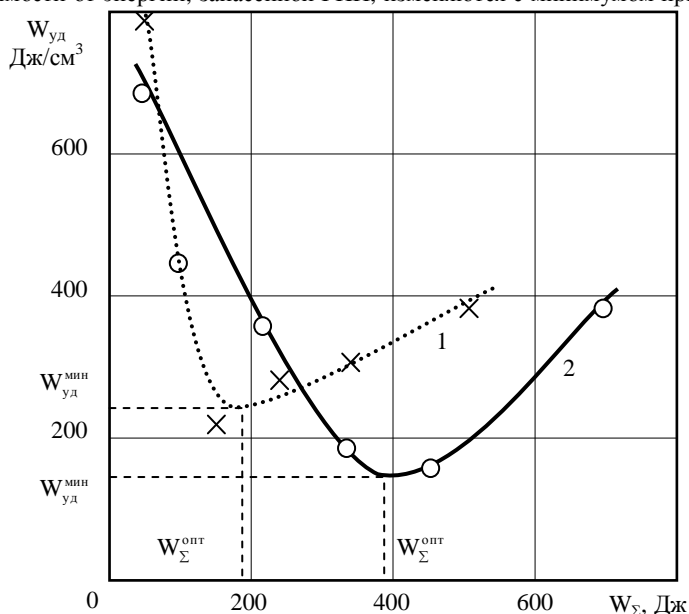


Рис. 2. Зависимость удельных энергозатрат от затраченной энергии для песчаника (электроды неподвижны)  
1 – S = 20 мм; 2 – S = 28 мм

Таблица 1

Результаты отбойки гранита

4. Глубина шпура, мм	5. Q, см <sup>3</sup> /имп	6. W <sub>y</sub> , Дж/см <sup>3</sup>
7. 50	8. 534	9. 61,3
10. 100	11. 1031	12. 33,1



Анализ результатов (рис. 1, табл. 1) показывает, что использование шпуров при отбойке гранита существенно увеличивает производительность разрушения, которая, в свою очередь, зависит от глубины шпура. Для  $S = 300$  мм производительность отбойки увеличилась в 3,12 и 6,1 раза при глубине шпуров 50 мм и 100 мм соответственно. При этом удельные энергозатраты снизились в 1,15 и 2,1 раза соответственно. Куски отбитой породы достигали веса 20,2 кг. Дальнейшее увеличение глубины шпуров вызывает увеличение числа поданных импульсов, что увеличивает энергозатраты.

Приведенные исследования показывают, что электроимпульсный способ разрушения горных пород достаточно эффективно может быть использован для проходки тоннелей, шурфов. При этом исключается использование взрывчатых веществ, что существенно упрощает производство работ, улучшает экологическую обстановку в районе работ, повышает безопасность работ.

#### Литература

13. Важов В.Ф., Журков М.Ю., Муратов В.М. Резание горных пород электрическими импульсными разрядами подвижной электродной системой в воде. Труды V Международной конференции «Электромеханика, электротехнологии и электроматериаловедение», МКЭЭЭ-2003 (ICEEE-2003). – М.: ИЭ МЭИ, Ч. II. – С. 122-125.

## АНАЛИЗ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЕРЕДАЧИ УДАРНЫХ ИМПУЛЬСОВ ПО СТАВУ ШТАНГ С РАЗЛИЧНЫМИ СОЕДИНИТЕЛЬНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ

А.А. Казанцев<sup>1</sup>

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Юргинский технологический институт при Томском политехническом  
университете, г. Юрга, Россия

<sup>2</sup>Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для проведения экспериментальных исследований передачи ударных импульсов по ставу штанг длиной 36 м были выбраны штанги  $\varnothing 40$  мм и  $\varnothing 32$  мм, соединенные муфтами, и штанги  $\varnothing 33,5$  мм, соединенные ниппелями. Все экспериментальные данные относятся только для бурения подземных скважин малого диаметра ударно-вращательным способом. Нанесение ударов проводилось 6 различными бойками разной длины и диаметра.

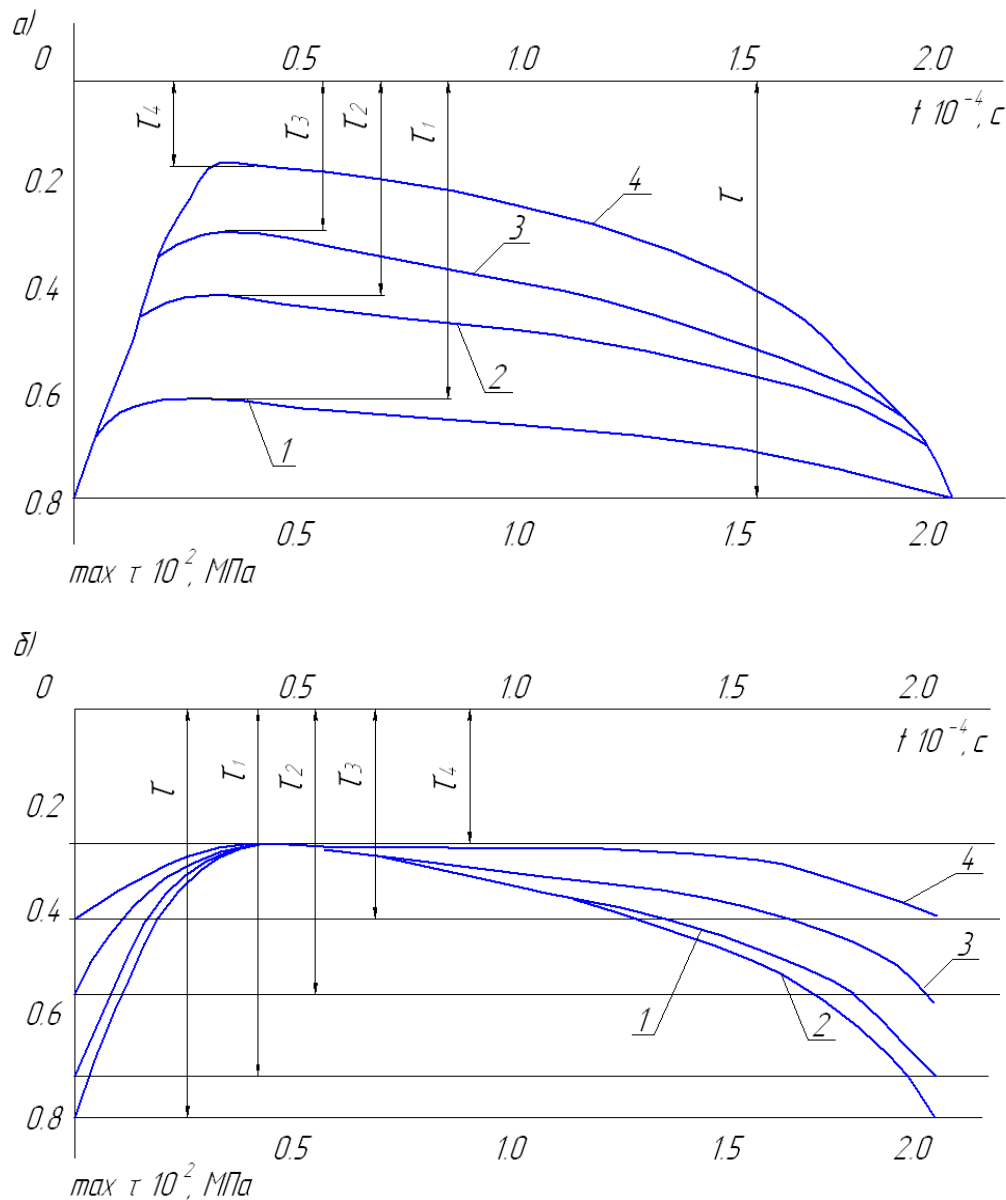
Длительность ударного импульса по мере передачи его по ставу штанг  $\varnothing 32$  мм увеличивается больше, чем в ниппельном ставе  $\varnothing 33,5$  мм, но меньше чем в ставе штанг  $\varnothing 40$  мм. Это объясняется тем, что став штанг  $\varnothing 32$  мм является средним по величине силовых нагрузок на единицу площади поперечного сечения штанг. Спектральный анализ полученных осциллограмм показывает, что чем больше длительность ударного импульса, тем меньше в его спектре доля высокочастотных составляющих, а, следовательно, меньше относительные потери энергии импульсов при передаче их по составным буровым штангам с муфтовыми соединениями. В тоже время длительность ударных импульсов тем выше, чем больше длина бойка, его вес и ниже продольная жесткость става штанг. Однако эти взаимосвязи можно наблюдать только при чисто упругих деформациях. Если удельные нагрузки на штанги става и их соединения настолько велики, что становится существенной доля неупругой деформации, как это происходит при ударном нагружении ниппельного става самым мощным бойком, то потери энергии на неупругие деформации могут оказаться решающими в эффективности передачи ударных импульсов.

Анализ экспериментальных данных показывает, что коэффициент передачи энергии импульса практически не зависит от предупредительной скорости бойка. Так, при проведении экспериментов со ставом штанг  $\varnothing 32$  мм соединенного муфтами было выявлено, что максимальный коэффициент передачи при прохождении импульса через 35 соединений с использованием самого тяжелого бойка ( $\varnothing 75$  мм,  $l = 450$  мм) с предупредительной скоростью 7 м/с, составил 81 %, а при использовании того же бойка с предупредительной скоростью 5 м/с – 74 %. Минимальный коэффициент передачи энергии и амплитуды импульсов отмечен при нанесении ударов самым легким бойком ( $\varnothing 34$  мм,  $l = 330$  мм) – всего 34-36 % от энергии ударного импульса, зафиксированной в 15 м от начала става штанг, амплитуда же снизилась до 45 % от первоначальной. Энергия ударных импульсов сформированных другими бойками составляет от 50 до 60 % первоначального значения. При передаче ударных импульсов по ставу штанг  $\varnothing 40$  мм не наблюдалось повышения потерь энергии с повышением ударной скорости бойков, напротив у 4 из 6 бойков коэффициент передачи оказался выше при скорости удара 7 м/с, у самого легкого бойка также наблюдалось интенсивное снижение коэффициента передачи энергии и амплитуды импульса на первых 9 м става. Остальные бойки обеспечивают почти линейное снижение передаваемой по ставу штанг энергии импульсов. Более стабильный и высокий коэффициент передачи наблюдается у става штанг  $\varnothing 33,5$  мм, соединенного ниппелями для всех бойков за исключением самого тяжелого – он показывает примерно равный коэффициент передачи для муфтового и ниппельного соединения. Отсутствие преимущества в этом случае можно объяснить высокими удельными нагрузками в ниппельном ставе (конструктивно площадь сечения штанг  $\varnothing 32 \approx 1,7$  площади сечения штанг  $\varnothing 33,5$ ). Причем, коэффициент передачи энергии с предупредительной скоростью бойка 5 м/с колеблется от 72 до 76 %, а при скорости бойка 7 м/с – от 70 до 75 %. Таким образом, в расчете на одно соединение суммарные потери энергии ударного импульса, то есть с учетом потерь на

внутреннее трение в материале штанг, составляют в данном случае не более 0,86 %, а в ставе штанг  $\varnothing 40$  и предупредной скоростью самого тяжелого бойка 7 м/с не более 0,6 %.

Основные потери ударных импульсов происходят в соединениях буровых штанг за счет трения в витках резьбы, но существуют также потери за счет отражения волн от различных конструктивных элементов – буртиков, лысок под захват, резких перемен поперечного сечения как штанги, так и соединительных элементов. Это означает, что при проектировании новых соединений буровых штанг необходимо руководствоваться следующими правилами:

- по возможности исключать конструктивные элементы: лыски, пазы, буртики, применять гладкие штанги, что также обуславливает применение и создание портативных машин с гидро-, пневмозахватом штанги для выемки из скважины и развинчивания соединения буровых штанг;
- делать плавные переходы поперечного сечения штанг и их соединений, чтобы избежать отражения волн;
- снижать высоту профиля резьбы соединений;
- увеличивать жесткость резьбовых частей штанг и контактов витков резьбы и снижать жесткость соединительного элемента.



**Рис. 1. Осциллограммы крутящих импульсов, возникающих в ниппеле от действия постоянного крутящего момента и нанесения серии единичных ударов**

Учитывая стабильность и достаточно высокую эффективность передачи ударных импульсов по ставу штанг с ниппельными соединениями, применительно к полуавтоматическому буровому агрегату 2БУ-50С была разработана конструкция неразъемного с одним из концов штанг ниппельного соединения. Кроме высокого

коэффициента передачи став штанг с полностью скрытыми в них соединительными элементами – ниппелями обеспечивает хорошую промывку глубоких нисходящих скважин благодаря отсутствию завихрений промыточной жидкости со шламом в скважине возле ниппельных соединений штанг, которые наблюдаются в муфтовом ставе. Также исключается возможность заклинивания става штанг при его выемке из скважины. Бурение нисходящих скважин облегчает работу механизма подачи става и позволяет своевременно, за период между двумя последующими ударами поршня перфоратора обеспечить плотный контакт коронки с забоем скважины.

Последнее является решающим фактором эффективного использования энергии ударных импульсов для разрушения породы. В то же время значительно снижается энергия и количество отраженных от коронки импульсов волной растяжения, которые являются основной причиной разрушения става штанг.

Применение ниппелей в качестве соединительного элемента позволяет снизить общий диаметр бурения до минимума, что позволяет эффективно расходовать производственные мощности, т.к. для разведки мест полезных ископаемых диаметр скважины не столь важен. Важно, что бурение скважины малого диаметра дается легче и быстрее.

В заключение можно отметить, что результаты проведенных исследований показывают, что скважины малого диаметра в породах средней крепости и выше можно бурить машинами вращательно-ударного действия с мощными ударными узлами вне скважины. Поршни-бойки перфораторов относительно большой массы и длины формируют ударные импульсы, которые с меньшими потерями передаются по ставу штанг на забой скважины. Предударная скорость бойков не оказывает существенного влияния на величину коэффициента передачи энергии удара и снижение амплитуды передаваемых по ставу ударных импульсов. Разработанная конструкция соединения штанг позволяет передавать 70 – 75 % энергии ударных импульсов от машины на забой 30 – 40-х метровых скважин. Наиболее перспективной конструкцией соединения следует считать ниппельное, которое обеспечивает высокий и стабильный коэффициент передачи энергии ударных импульсов при различных поршнях-ударниках перфораторов.

## ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИЧЕСКИХ КАСАТЕЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В ЭЛЕМЕНТАХ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ БУРОВЫХ ШТАНГ

А.А. Казанцев<sup>1</sup>

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Юргинский технологический институт при Томском политехническом университете, г. Юрга, Россия

<sup>2</sup>Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При расчете на прочность соединительных узлов важно знать, как изменяются статические касательные напряжения в элементах соединений при одновременном действии крутящего момента, осевого усилия подачи и ударной нагрузки.

Известно, что касательные напряжения оказывают большее влияние на предел выносливости металла элементов соединения по сравнению с нормальными напряжениями.

Целью данных исследований явилось получение экспериментальных зависимостей статических касательных напряжений в ниппеле и муфте от действия осевого усилия подачи и различных крутящих моментов для сравнения их с зависимостями статических касательных напряжений, полученными в ниппеле и муфте при одновременном действии осевой ударной нагрузки, осевого усилия подачи и различных крутящих моментах.

Опытные данные были получены при значениях крутящих моментов, равных 49; 98,1; 147; 196; 245 Нм, осевых усилиях подачи  $0,613 \cdot 10^4$  Н и  $1,13 \cdot 10^4$  Н, давлении воздуха в подводящей магистрали к ударному механизму БГА, равном 0,49 МПа. Показания с микроамперметра снимались при выключенном ударном механизме.

Исследованиями установлено, что с увеличением усилия подачи как в ниппеле, так и в муфте касательные напряжения уменьшаются.

Так, при усилии подачи  $1,13 \cdot 10^4$  Н касательные напряжения в ниппеле и муфте уменьшаются на 35 %. Это объясняется тем, что с увеличением усилия подачи происходит перераспределение напряжений в элементах соединительных узлов. В штангах нормальные напряжения увеличиваются, а в ниппеле и муфте уменьшаются, следовательно, и касательные напряжения в ниппеле и муфте уменьшаются за счет снижения сил трения в резьбе соединительного узла.

Опытами доказано, что при продольном ударе бойка по штанге статические касательные напряжения в муфте и ниппеле также уменьшаются. При усилии подачи  $1,13 \cdot 10^4$  Н статические касательные напряжения в сечении стержня ниппеля уменьшаются на 72 %, а в муфте на 51,6 %. Следует заметить, что усилие подачи влияет на изменение статических касательных напряжений в сечении ниппеля и муфты как при действии только крутящего момента, так и при действии крутящего момента и ударной нагрузки. Уменьшение статических касательных напряжений в ниппеле и муфте при нанесении удара бойка по штанге объясняется тем, что при прохождении ударного импульса сжатия через соединительный узел витки ниппеля или муфты разгружаются от статической осевой силы.

В этот момент в сечениях ниппеля и муфты касательные напряжения уменьшаются на определенную величину. В рассматриваемый момент времени происходят также довинчивание штанг, в результате чего увеличиваются статические напряжения сжатия-растяжения в элементах резьбового соединения. Поэтому внешний крутящий момент той же самой величины после прохождения ударного импульса сжатия через соединительный узел не может довести статические касательные напряжения в ниппеле и муфте до

первоначальной величины. А в резьбовой части штанги касательные напряжения увеличиваются за счет увеличения момента трения, возникающего на торцах штанг от дополнительной осевой силы, вызванной действием крутящего момента и ударной нагрузки.

На рис. 1, а показаны осциллограммы крутящих импульсов в ниппеле, возникающие при продольном ударе бойка по штанге. Эти осциллограммы (рис. 1, а) записаны при следующих скоростях удара: 1 - 2,8 м/с; 2 - 3,8 м/с; 3 - 5,1 м/с; 4 - 5,9 м/с и крутящем моменте, равном 196 Нм. Видно, что сечения ниппеля разгружаются от статических касательных напряжений в момент прохождения ударного импульса сжатия через соединительный узел при различных скоростях удара бойка на различную величину.

На рис. 1, б показаны осциллограммы крутящих импульсов в ниппеле, возникающие при нанесении серии единичных ударов бойка по штанге с постоянной скоростью 5,1 м/с и крутящем моменте, равном 196 Нм. При нанесении серии ударов бойком по штанге с постоянной скоростью статические касательные напряжения уменьшаются. Примерно через 3-5 ударов с тензорезисторов поступает сигнал на экран электронного осциллографа в виде прямой линии. Это говорит о том, что ниппель при прохождении нескольких ударных импульсов сжатия через соединительный узел разгрузился от статических касательных напряжений на определенную величину.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1) При одновременном действии крутящего момента, осевого усилия подачи и ударной осевой нагрузки в ниппеле и муфте статические касательные напряжения уменьшаются, а в резьбе штанг увеличиваются по сравнению со статическими касательными напряжениями, вызванными действием только крутящего момента.

2) При увеличении скорости удара бойка по штанге в ниппеле и муфте также уменьшаются статические касательные напряжения.

## РАСЧЕТ НАПРЯЖЕНИЙ В РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЯХ ШТАНГ ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНО-УДАРНОМ БУРЕНИИ ПОДЗЕМНЫХ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА

А.Л. Саруев

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При вращательно-ударном нагружении резьбовых соединений штанг возникают нормальные и касательные напряжения, а также напряжения изгиба.

Максимальные нормальные напряжения в буровой штанге при продольном ударе можно определить по методике, изложенной в работе (Arndt, 1960).

В случае, если предударная скорость бойка неизвестна, например, при проектировании новых ударных узлов, то формулу Ф. Арндта (для бойка двухступенчатой цилиндрической формы) можно привести к виду

$$\sigma_{\max} = \sqrt{\frac{2K_1 P_0 A_y S_k}{m_\delta} * \frac{E_{um}}{2a_{um}} [1 + g_1 + (1 - g_1^2) g_2]}, \quad (1)$$

где  $P_0$  - давление сжатого воздуха в сети;

$A_y$  - сечение полости ствола ударного узла;

$S_k$  - ход бойка, представляющий разность между длиной полости цилиндра (за вычетом длины хвостовика инструмента) и длиной ударника;

$m_\delta$  - масса бойка;

$K_1$  - коэффициент потерь энергии, учитывающий степень заполнения цилиндра сжатым воздухом, механические и др. потери при оптимальных режимах работы пневматического ударного узла, который для приближенных расчетов можно принимать равным 0,5... 0,55;

$E_{um}$  - модуль упругости;

$a_{um}$  - скорость звука в материале штанги

$$g_1 = \frac{A_{1\delta} - A_{um}}{A_{1\delta} + A_{um}}, \quad (2)$$

$A_{1\delta}$  - сечение первой ступени бойка;  $A_{um}$  - сечение штанги;

$$g_2 = \frac{A_{2\delta} - A_{1\delta}}{A_{2\delta} + A_{1\delta}}, \quad (3)$$

$A_{2\delta}$  - сечение второй ступени бойка.

Для упрощения расчетов параметров новых пневматических ударных узлов и максимальных напряжений сжатия в буровых штангах при продольном ударе по формуле (1) построены номограммы.

Максимальные нормальные напряжения, возникающие в нарезанной части штанги, в муфте (ниппеле) при вращательно-ударном бурении, можно определить по формулам:

а) в нарезанной части штанги (для бойка двухступенчатой цилиндрической формы)

$$\sigma_{p,шт} = \sigma_{см} + \overset{\cdot}{\sigma}_{см} + \overset{\cdot\cdot}{\sigma}_{см} + \sigma_{дин} = \frac{P}{A_{p,шт}} + \frac{P_{ос}x}{A_{p,шт}} + \frac{xV_{\delta}E_{шт}K}{2a_{шт}}(1+g_1) + \frac{xV_{\delta}E_{шт}K}{2a_{шт}}[1+g_1+(1-g_1^2)g_2], \quad (4)$$

где  $\sigma_{см}$  - максимальные статические напряжения, возникающие в резьбовой части штанги от действия крутящего момента;

$\overset{\cdot}{\sigma}_{см}$  - максимальные статические напряжения, возникающие в резьбовой части штанги от действия осевого усилия подачи;

$\overset{\cdot\cdot}{\sigma}_{см}$  - максимальные статические напряжения, возникающие в резьбовой части штанги при довинчивании штанг в результате нанесения ударов и действия крутящего момента;

$\sigma_{дин}$  - максимальные динамические напряжения, возникающие в нарезанной части штанги при продольном ударе бойка;

$P$  - осевое усилие, возникающее в резьбовом соединении от действия крутящего момента, определяемого по формуле

$$P = \frac{T}{\frac{1}{3}a_1 \frac{D^3 - d^3}{D^2 - d^2} + \frac{d_{cp}}{2} \operatorname{tg}(\Psi + \rho)}, \quad (5)$$

$T$  - внешний крутящий момент;

$a_1$  - коэффициент трения на опорном торце штанг (принимается  $a_1 = 0,2$ );

$D$  - наружный диаметр опорного торца штанги;

$d$  - внутренний диаметр опорного торца штанги;

$d_{cp}$  - средний диаметр резьбы;

$\Psi$  - угол подъема винтовой линии;

$\rho = \operatorname{arctg} \mu$  - приведенный угол трения;

$\mu$  - приведенный коэффициент трения в резьбе (для резьбы круглого профиля  $\mu = 0,59 \dots 0,62$ );

$A_{p,шт}$  - сечение в месте резьбы штанги;

$P_{ос}$  - осевое усилие подачи;

$x = \frac{C_{шт}}{C_{шт} + C_n}$  - коэффициент основной нагрузки штанги;

$C_{шт}, C_n$  - соответственно, коэффициенты жесткости штанги и ниппеля (муфты);

$x_1 = I-x$  - коэффициент основной нагрузки ниппеля (муфты);

$K$  - коэффициент, учитывающий отношение максимальной силы, определенной опытным путем, к максимальной силе, полученной при расчете. По нашим опытам  $K = 0,68 \dots 0,73$ .

Причем, равенство (4) справедливо при

$$\frac{P_{ос}x_1}{A_{м(н)}} + \frac{x_1V_{\delta}E_{шт}K}{2a_{шт}}(1-g_1^2)g_2 < \frac{P}{A_{м(н)}}, \quad (6)$$

а в случае, если

$$\frac{P_{ос}x_1}{A_{м(н)}} + \frac{x_1V_{\delta}E_{шт}K}{2a_{шт}}(1-g_1^2)g_2 > \frac{P}{A_{м(н)}}$$

максимальные нормальные напряжения в нарезанной части штанги необходимо рассчитывать по формуле

$$\sigma_{p,шт} = \frac{P}{A_{p,шт}} + \frac{V_{\delta}E_{шт}K}{2a_{шт}}[1+g_1+(1-g_1^2)g_2]. \quad (7)$$

б) в муфте или ниппеле (для бойков двухступенчатой цилиндрической формы)

$$\sigma_{м(н)} = (\sigma_{см}^0 + \sigma_{см}^{01}) * \gamma = \left[ \frac{P}{A_{м(н)}} + \frac{x_1V_{\delta}E_{шт}A_{шт}K}{2a_{шт}A_{м(н)}}(1+g_1) \right] \gamma, \quad (8)$$

где  $\sigma_{см}^0$  - максимальные статические напряжения, возникающие в муфте (ниппеле) от действия крутящего момента;

$\sigma_{см}^{01}$  - максимальные статические напряжения, возникающие в муфте при довинчивании штанг в результате нанесения ударов и действия крутящего момента;

$A_{m(n)}$  - сечение муфты (ниппеля);

$\gamma$  - опытный коэффициент, учитывающий отношение максимальной растягивающей силы, возникающей в ниппеле (муфте) при продольном ударе, к максимальной статической растягивающей силе, возникающей в ниппеле (муфте) при довинчивании буровых штанг в процессе нанесения ударов и действия крутящего момента, полученной расчетным путем.

По нашим опытам коэффициент  $\gamma$  для ниппельного соединения с круглым профилем резьбы равен 0,85, для муфтового соединения с круглым профилем резьбы равен 0,8.

#### Литература

1. Arndt F. K. Der Schlagablauf in Kolben und Stange beim Schlagenden Bohren // Gluckauf – 1960. – Heft №24. – S.1516 – 1524.

## ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА ВЫБОРА КРИТЕРИЕВ ОПТИМАЛЬНОСТИ НА ПРИМЕРЕ ЮЖНОГО СБОРНО- ВЕНТИЛЯЦИОННОГО ОРТА ТАШТАГОЛЬСКОГО РУДНИКА (ГОРНАЯ ШОРИЯ)

**С.Ф. Федоров**

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов  
*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Технологический процесс проходки горизонтальных горно-разведочных выработок является объектом управления. Управление процессом уборки горной массы в общем случае представляет собой непрерывную процедуру в системе с обратной связью.

При решении задач в большинстве случаев целесообразно искусственно перевести стохастическую информацию в детерминированный вид. Выработка решений в такой постановке представляет более простую задачу и реальна для практического применения. Позиция «реализация математической модели на ЭВМ» решается при помощи ЭВМ.

Если предыдущие этапы выработки решений могут быть достаточно хорошо формализованы и решены математически, то заключительная фаза принятия решения в общем случае в настоящее время не может быть формализована и должна выполняться людьми. Это связано с тем, что при окончательной выработке решения, помимо максимизации или минимизации основного показателя процесса, необходимо учитывать еще ряд факторов (юридические, экономические, социологические, эмоциональные, традиции), которые далеко не всегда удастся описать математически и выразить в форме основного показателя процесса или ограничений.

Процесс уборки и БВР представляют часть подсистемы «проходка горизонтальных горно-разведочных выработок» в большой системе (БС), которой является горно-разведочная шахта.

Горно-разведочная шахта, как БС, характеризуется следующими специфическими свойствами:

1. Необратимость БС.
2. Многовариантность поведения БС.
3. Вероятностный характер поведения БС.
4. Иерархический принцип организации БС.
5. Многоцелевое поведение БС.

Большие системы не имеют четких границ и выделяются чаще всего по различным локальным признакам, хотя в общем случае все они связаны между собой прямо или косвенно. Многие связи БС с другими системами несущественны и поэтому не рассматриваются.

В любых БС можно установить каналы связей внутри БС и с другими системами. Причем все их можно разделить на информационные, материальные, энергетические.

Единственно научно обоснованным методом изучения БС является метод математического моделирования. Системный подход требует необходимости рассмотрения связей процесса уборки с другими процессами проходческого цикла, такими как погрузка, обмен вагонеток, откатка, разгрузка, обустройство забоя, зарядание, взрывание. Перечисленные процессы характеризуются множеством качественных и количественно неопределенных параметров. Параметрами подсистемы могут быть погрузочной машины, тип вагонеток, скорость электровоза, способ обмена вагонеток и др.

По выбранному критерию находят закономерности для определения связей параметров системы. Эти закономерности для качественных параметров могут быть отражены на квазиупорядоченном графе, где точка пространства есть путь, а для количественных параметров – графически в декартовой системе координат множество точек, т.е. производится математическое описание объекта – подсистемы по заданной функции цели. Получение оптимальной технологии сводится к перебору всех допустимых путей на графе-вариантов по сформированным моделям.

Данные методы целесообразней применять при решении задач управления – выбора оптимальных технологических схем процессов уборки горной массы в системе цикла.

Рассмотрим выбор оптимального варианта на примере при проведении горизонтальных горно-разведочных выработок для Южного сборно-вентиляционного орта (Таштагольский рудник). Рассматриваемый объект – орт прямолинейный, протяженностью 500 м, сечением 11 м<sup>2</sup> проходиться в породах с коэффициентом

крепости по М.М. Протогьяконову  $f = 10-12$ . Требуется определить параметры процесса уборки и БВР при минимальной стоимости проведения выработки.

Объект характеризуется следующими возможными качественными переменными и их вариациями.

Тип бурильных машин  $X_1$ :

$X_{1.1}$ . – Станок СБКНС-2М,

$X_{1.2}$ . – установка 2УБН-2П

Паспорта БВР (число шпуров и глубина)  $X_2$ :

$X_{2.1}$ . – паспорт №1 (45 шпуров,  $l_{шп} = 2,2$  м);

$X_{2.2}$ . – паспорт №2 (38 шпуров,  $l_{шп} = 2,0$  м);

Тип вруба  $X_3$ :

$X_{3.1}$ . – прямой спиральный,

$X_{3.2}$ . – прямой с компенсирующей скважиной,

$X_{3.3}$ . – комбинированный.

Способ заряджания  $X_4$ :

$X_{4.1}$ . – ручной,

$X_{4.2}$ . – механизированный.

Тип взрывчатого вещества  $X_5$ :

$X_{5.1}$ . – аммонит №6 ЖВ,

$X_{5.2}$ . – зерногранулит 79/21.

Средство погрузки горной массы  $X_6$ :

$X_{6.1}$ . – машина 1 ППН-5,

$X_{6.2}$ . – ППН-7,

$X_{6.3}$ . – скреперный породопогрузчик.

Тип вагонеток  $X_7$ :

$X_{7.1}$ . – вагон УВБ – 4,

$X_{7.2}$ . – вагон УВПК – 7.

Тип вентиляционной трубы  $X_8$ :

$X_{8.1}$ . – металлическая,

$X_{8.2}$ . – резиновая.

Тип крепи  $X_9$ :

$X_{9.1}$ . – бетонная,

$X_{9.2}$ . – анкерная с металлической сеткой.

Для выражения качественных состояний системы строится граф, отражающий зависимости искомым параметров  $X_1, X_2, \dots, X_9$ .

Качественные параметры отражаются в аналитическом описании системы, отражающем все связи системы, факторы, влияющие на параметры данного процесса.

Функция цели состоит из суммы затрат времени на отдельные элементы процесса уборки горной массы:

$$\Sigma C_z = \min \left( \sum_{i=1}^{15} C_i^j + E_n \cdot \sum_{i=1}^m K_i^j \right), \text{руб} / \text{м},$$

где  $C_i, E_n, K$  определяются табличным способом.

Анализируя граф, видно, что число возможных путей  $j$  равно:  $2 \times 2 \times 3 \times 2 \times 2 \times 2 \times 2 \times 2 = 768$ , т.е. существует 768 вариантов возможных наборов технологического оборудования, среди которых выбирается оптимальный вариант, который сравнивается с базовым вариантом. Оптимальный вариант может оказаться базовым или другим, отличным от базового. В результате перебора числа вариантов по разработанной методике, получим оптимальную технологию:  $X_{1.1}$ . – Станок СБКНС-2М,  $X_{2.1}$ . – паспорт №1 (45 шпуров,  $l_{шп} = 2,2$  м),  $X_{3.3}$ . – комбинированный,  $X_{4.2}$ . – механизированный,  $X_{5.1}$ . – аммонит №6 ЖВ,  $X_{6.1}$ . – машина 1 ППН-5,  $X_{7.1}$ . – вагон УВБ – 4,  $X_{8.2}$ . – резиновая,  $X_{9.1}$ . – бетонная (Крец, 1979).

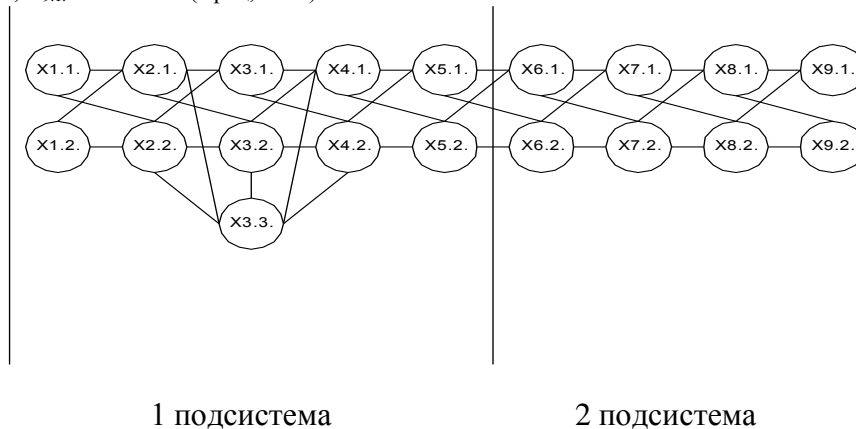


Рис. 1. Граф технологических вариантов

Полученные результаты после анализа могут быть применимы при проектировании проходки или для улучшения показателей действующей технологии. Применение научных методов обоснования технологических вариантов повышает эффективность проходки, позволяет на 3-5% и более снизить стоимость проходческих работ.

Технологическая карта предусматривает организацию работ при проведении разведочного однопутевого штрека в породах крепостью XVII (ЕНВ, 1969;  $f = 17$ ) темпами 160 м в месяц. Бурение шпуров производится четырьмя перфораторами марки ПР-ЗОЛУ с пневмоподдержками П-18ЛА. Взрывание огневое, в качестве ВВ принят аммонит бЖВ, огнепроводный шнур асфальтированный (ОША) и капсоль-детонаторы № 8М. Расход ВВ на цикл 28,2 кг, с учетом дополнительного расхода на расширение выработки под разминовку 30,80 кг. Количество шпуров, на цикл—19, подвигание забоя за цикл—1,53м., вруб вертикально-клиновой.

Борьба с пылью производится с помощью бурения шпуров с промывкой. Вода из бачка, наполняемого на поверхности и доставляемого перед бурением в забой, подается по шлангам диаметром 13 мм под давлением сжатого воздуха.

Литература

1. Крец В.Г. Исследование технологии и оптимизация параметров уборки горной массы при проведении горизонтальных горно-разведочных выработок. Автореферат. диссертации к.т.н. Томск. 1979.-30с.

**ПРОБЛЕМА ПЕРЕДАЧИ МОЩНОСТИ ВЫНОСНЫХ БУРИЛЬНЫХ  
ГОЛОВЕК УДАРНОГО ДЕЙСТВИЯ ПО СТАВУ ШТАНГ К  
ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕМУ ИНСТРУМЕНТУ**

**А.В. Шадрина**

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целесообразность и эффективность использования выносных вращательно-ударных механизмов для бурения глубоких подземных скважин прежде всего связано с решением проблемы передачи ударной мощности от машины по ставу штанг на забой.

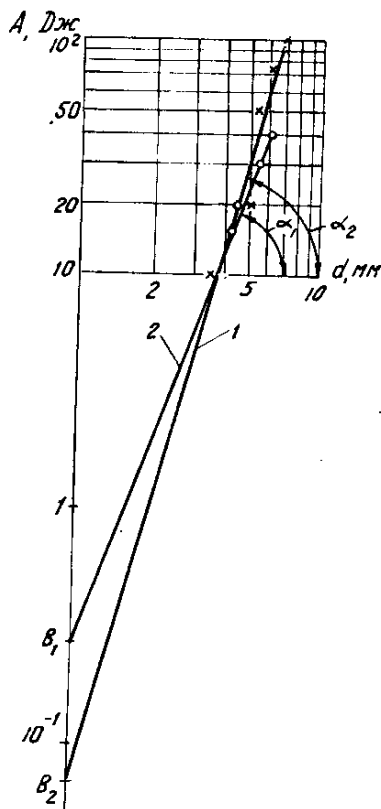


Рис. 1. Тарировочный график зависимости энергии удара  $A$  от диаметра отпечатка  $d$  :  
1.  $v_{уд} = 4,43 \text{ м/с}$ ; 2.  $v_{уд} = 6,26 \text{ м/с}$

В последние годы внимание к данной проблеме увеличивается в связи с тем, что массовое внедрение прогрессивных машин для бурения скважин малого диаметра сдерживается в основном именно отсутствием рациональной, научно обоснованной конструкции става, обеспечивающего высокий коэффициент передачи энергии ударного импульса и, как следствие, высокую стойкость соединений буровых штанг.

При формировании волн напряжения в буровой штанге в результате упругого удара поршня-бойка по хвостовику штанги (става штанг) происходит разделение энергии удара на кинетическую и потенциальную. Процесс частичного превращения кинетической энергии в потенциальную последовательно распространяется на прилегающие поперечные слои штанги, и, таким образом, деформация распространяется от одного сечения штанги к другому.

Аналитически не трудно показать, что полная энергия ударного импульса складывается из равных частей кинетической энергии частиц материала штанг, захваченных ударной волной, потенциальной энергии участка става, деформируемого силовым импульсом. Рассмотрим энергию прямоугольного импульса, учитывая то, что любой формы ударный импульс может быть составлен из бесконечного множества прямоугольных. Следовательно, доказательство равенства кинетической и потенциальной энергии для произвольного прямоугольного импульса будет справедливо для импульса любой формы.

Массу штанг, захваченную ударной волной  $m$ , можно представить в виде произведения  $\bar{m} = \rho F_{шт} t_{им} a$ , где  $\rho$  - плотность

материала штанг;  $F_{шт}$  - поперечное сечение штанг;  $t_{им}$  - длительность импульса;  $a$  - скорость распространения звука в материале штанг.

Скорость перемещения поперечного сечения штанг в зоне действия прямоугольного импульса можно представить как  $v = \frac{\sigma a}{E}$ .

Тогда кинетическая энергия массы штанг, захваченной прямоугольным импульсом, может быть представлена в виде

$$A_k = \rho a F_{шт} t_{им} \frac{\sigma^2 a^2}{2E^2}.$$



Учитывая, что  $a = \sqrt{\frac{E}{\rho}}$ ,  $A_k = \frac{1}{2} \frac{t_{им} a F_{шт} \sigma^2}{E}$ .

Перемещение поперечного сечения штанги под действием прямоугольного импульса можно определить как произведение скорости перемещения поперечного сечения на время импульса  $u = v t_{им}$ .

Для вывода формулы потенциальной энергии импульса будем рассматривать участок штанги, сдеформированный импульсом, как сжатую пружину, потенциальная энергия которой, как известно, выражается формулой  $A_{п} = \frac{1}{2} c u^2$ , где  $c$  – жесткость штанги.

Длина участка штанги, захваченного импульсом  $L_{им} = a t_{им}$ . Отсюда усилие в штанге, создаваемое импульсом,  $P = \frac{E F_{шт} \Delta L}{L_{им}}$ , а жесткость штанги  $c = \frac{E F_{шт}}{L_{им}}$ .

Тогда потенциальная энергия импульса  $A_{п} = \frac{1}{2} \frac{E F_{шт}}{t_{им} a} \frac{\sigma^2 a^2}{E^2} t_{им}^2 = \frac{1}{2} \frac{t_{им} a F_{шт} \sigma^2}{E}$ .

Сравнивая значения  $A_k$  и  $A_{п}$ , видим, что они равны.

Если представить полную энергию импульса как работу силы прямоугольного импульса на пути перемещения поперечного сечения штанги, то  $A = P \Delta L_{им}$ .

Так как,  $\Delta L_{им} = u$ , то  $P = \frac{E F_{шт} u}{L_{им}}$ , а  $A = \frac{E F_{шт}}{L_{им}} u^2 = \frac{t_{им} a F_{шт} \sigma^2}{E}$ .

Таким образом, ударный импульс при прохождении по ставу штанг содержит потенциальную и кинетическую энергию, которые равна между собой, и каждая из них составляет половину полной энергии импульса.

Распространение такого импульса энергии со скоростью звука в материале штанг (5100÷5200 м/с) сопровождается изменением его формы, амплитуды и энергии в результате преодоления сопротивлений в соединениях отдельных штанг, сил внутреннего и внешнего трения.

По результатам опытов, полученных разными исследователями потери энергии ударного импульса на одно соединение составляют 6 %, по 1,1%, по 0,4 %. Такие разноречивые результаты были получены, видимо, потому, что исследования проводились при различных общей длине става штанг и качестве обработки их торцевых поверхностей.

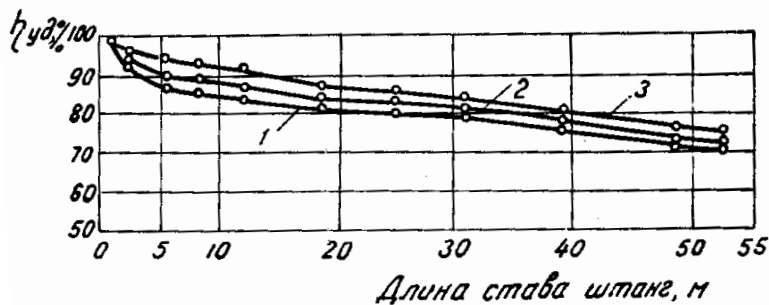


Рис. 2. Влияние скорости соударения и формы бойка на величину  $\eta$  (вес бойка 2 кг):

1. Поршень буровой головки БУ-1 ( $v_{уд} = 4,43$  м/с).
2. Боек цилиндрической формы ( $v_{уд} = 4,43$  м/с).
3. Боек цилиндрической формы ( $v_{уд} = 6,26$  м/с).

Учитывая вышеизложенное, для уточнения количественных показателей были проведены исследования передачи ударных импульсов на реальном буровом ставе наиболее надежным и убедительным методом - получением шариковых отпечатков.

Став штанг длиной 53,5 м, прошедший производственные испытания, состоял из геологических бурильных труб (сталь Д) с внешним диаметром 33,5 мм и внутренним - 24 мм. Штанги соединялись ниппелями с круглой резьбой. Причем ниппели после соединения штанг оказывались полностью скрытыми внутри них. Концы штанг перед нарезкой круглой резьбы с шагом 12 мм высаживались во внутрь. При проведении экспериментов став длиной 53,5 м имел 42 ниппельных соединения и одно соединение штанги и наконечника с встроенным шариком с помощью метрической резьбы.

Для сравнения использовался став штанг общей длиной 50 м из сплошных круглых стержней диаметром 30 мм, длиной по 5 м, соединенных муфтами с резьбой М30 так, что ударный импульс передавался через торцы штанг.

Тарировочный график зависимости энергии удара  $A$  от диаметра отпечатка шарика на шлифованной пластине строился путем сбрасывания бойков различного веса с определенной высоты (1 или 2 м) (рис. 1). При этом удары по пластине наносились через хвостовик, короткую тарировочную штангу и наконечник с встроеным шариком. Все эти элементы в процессе проведения экспериментов по определению коэффициента передачи энергии удара  $\eta_{уд}$  оставались постоянными составляющими бурового става при любом изменении его длины.

Построение достаточно точной тарировочной кривой зависимости энергии удара  $A$  от диаметра отпечатка  $d$  в обычных координатных сетках требует получения большого количества экспериментальных точек, так как зависимость  $A$  от  $d$  степенная. Прямолинейную зависимость такого уравнения можно получить после его логарифмирования  $\lg A = \lg B + C \lg d$ .

Поэтому тарировочный график строился в логарифмических координатах, по которому были определены коэффициенты  $B$  и  $C$  (рис. 1).

В целом погрешность опытов по передаче энергии ударов определялась как сумма погрешности построения тарировочного графика  $\Theta$  и коэффициента вариации  $k_{вар}$  при определении значений диаметра отпечатка  $\Theta + k_{вар} \approx 7\%$ .

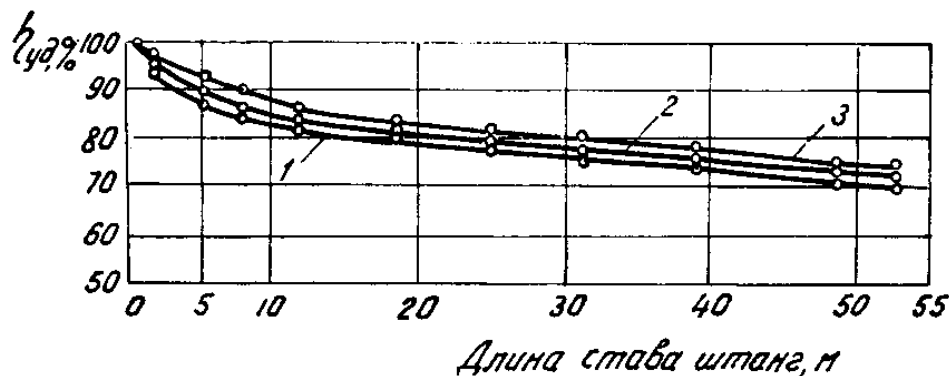


Рис. 3. Влияние веса бойка на  $\eta_{уд}$  при  $V_{уд} = 4,43$  м/с:

1. 2 кг. 2.5 кг. 3. 10 кг.

Результаты исследований (рис. 2, 3) показали, что при передаче ударного импульса по ставу длиной 50 м потери его энергии составляют от 23 до 33 % в зависимости от скорости соударения и конструктивного исполнения става и ударника. Эти данные, полученные на реальном ставе, конструкция которого была принята без достаточно глубоких научных обоснований и расчетов, говорят о возможности работы буровых машин с высоким коэффициентом передачи ударной мощности на забой, несмотря на многочисленные соединения штанг. Однако для окончательной оценки потерь энергии ударного импульса при бурении подобные эксперименты необходимо провести так, чтобы став штанг находился непосредственно в скважине, а для подробного анализа изменения амплитуды, формы и длительности ударных импульсов надо использовать при этом современную измерительную и регистрирующую аппаратуру.

Долговечность и надежность работы соединений штанг в значительной степени определяется потерей в них энергии ударного импульса, которая расходуется в основном на многократные циклические деформации и нагрев элементов резьбовых соединений штанг. Очевидно, разработка научно обоснованных конструкций соединений с малыми потерями в них энергии ударных импульсов является одним из рациональных направлений одновременного увеличения их стойкости.

Учитывая, что вся мощность от машины к забюю при бурении скважин малого диаметра передается по составным длинным стержням - буровым штангам; имеющим относительно малые поперечные сечения, вопросы исследования, научного обоснования и правильного выбора конструкции и параметров става штанг являются весьма важными. Однако, судя по литературным источникам, данной проблеме не уделялось должного внимания. Так, например, еще несколько лет назад на некоторых горнорудных предприятиях, стремясь повысить стойкость соединения штанг, шли по пути увеличения поперечных сечений муфт и резьбовой части штанг, что значительно снижало коэффициент передачи энергии удара в повышало напряжения в переходных сечениях штанг возле соединений, а также вызывало появление циклических напряжений растяжения, которые являются основной причиной разрушения элементов става.

Анализ проведенных исследований показывает, что недостаточно еще изучен процесс передачи ударных импульсов через соединения буровых штанг при одновременном действии крутящего момента и осевого усилия подачи става на забой.

