

# Определение остаточной прочности подвесных элементов устьевого оборудования скважин и систем заканчивания



**С. А. КОРОТКОВ** – к.т.н., доцент, начальник отдела научных исследований и разработок ООО «СибГеоПроект», korotkov@sibgeoproject.ru



**О. В. СПИРИНА** – к.г.-м.н., директор Департамента геолого-промысловых работ ООО «СибГеоПроект», spirina@sibgeoproject.ru

Одной из основных задач безаварийной и безремонтной эксплуатации скважин является обеспечение необходимой прочности и герметичности лифтовых колонн и элементов систем заканчивания. Как показывает опыт, нередко во время и после проведения гидроразрыва пласта (ГРП) из-за воздействия абразивного износа проппанта и знакопеременных нагрузок происходит интенсивный износ подвесных патрубков устьевого части скважины и первой трубки насосно-компрессорных труб (НКТ) с утонением их стенок. Это может привести к авариям и осложнениям в процессе дальнейшей эксплуатации скважины. Таких примеров на месторождениях достаточно много, поэтому необходимо заранее предусматривать рациональные проектные технико-технологические решения (ТТР). На скважинах зачастую наблюдаются выходы из строя и браки хвостовиков, НКТ и комплекта подземного оборудования (КПО), связанные с их коррозионно-абразивным износом, который происходит постепенно, во времени и в зависимости от ряда негативных факторов. Для предотвращения (предупреждения) таких инцидентов, их минимизации, контроля и мониторинга авторами статьи проведены анализ наиболее часто встречаемых осложнений, расчеты остаточной прочности элементов и их запаса прочности, разработка рекомендаций.

**Ключевые слова:** скважина, износ, лифтовая колонна, гидроразрыв, коррозия, патрубок, прочность

**О**пыт проведения многочисленных ГРП на эксплуатационных скважинах месторождений всех регионов РФ доказывает достаточно частые случаи утонения стенок подвесных патрубков и первых трубок (подустьевых) НКТ в результате мгновенного абразивного

износа их проппантом под воздействием высокого давления. Причем краткосрочный износ стенок патрубков и НКТ достигает нередко критических величин – утонение их на 40–50% (например, у трубного изделия диаметром 89 мм с толщиной стенки 6,45 мм утонение до 3,2 мм) за время одной операции по ГРП. При этом минимальный остаточный запас прочности при

испытываемых нагрузках снижается до 1,08, тогда, как минимальный запас прочности, принимаемый при проектировании и строительстве скважин, должен обеспечивать запас прочности НКТ не менее 1,33. Дальнейший износ стенок патрубка и НКТ может привести к окончательной потере запаса прочности и снижению прочностных свойств металла тела патрубка.

В случае принятия решения о дальнейшей эксплуатации скважин необходима разработка мероприятий по контролю за состоянием НКТ и недопущению сокращения их остаточной прочности. Одним из эффективных мероприятий считается применение подвесных патрубков с увеличенной толщиной стенки, повышенной группой прочности и в исполнении Cr13 (в скважинах с присутствием агрессивных сред, например, CO<sub>2</sub>).

Для определения остаточных прочностных характеристик и запаса прочности подвесных патрубков и НКТ на скважинах после операций ГРП или после определенного срока эксплуатации во избежание в дальнейшем аварий и браков необходимо проводить расчеты согласно требованиям [1–3] и на основе представленных исходных данных ГИС по исследованию технического состояния колонн НКТ. Например, требованиями [2] предписывается отбраковка НКТ и переводников с толщиной стенки менее 3,8 мм в условиях ремонтных баз и цехов при проведении специальных исследований.

Расчет параметров остаточной прочности патрубка (переводника) или НКТ скважин месторождений с наличием в добываемых флюидах CO<sub>2</sub> проводится по принципу прямолинейной зависимости по методике расчета параметров остаточной прочности колонн [1], имеющих деформированное поперечное сечение или желобообразную выработку на внутренней поверхности (п. 3.2 «Инструкции...») и имеющих общее коррозионное повреждение внутренней поверхности (п. 3.4 «Инструкции...»).

Исходные фактические данные предоставляются заказчиком. Имея в исходных данных геометрические и прочностные характеристики переводника и НКТ, можно

рассчитать остаточную прочность и определить запас прочности из формулы прямолинейной зависимости:

$$x - x_1 / x_1 - x_2 = y - y_1 / y_1 - y_2,$$

отсюда

$$y = y_1 + (x - x_1) \cdot (y_1 - y_2) / x_1 - x_2,$$

где:

**x** – толщина стенки переводника по факту, мм;  
**x<sub>1</sub>** и **x<sub>2</sub>** – толщины стенок стандартных переводников и НКТ из каталога завода-изготовителя, мм;  
**y** – искомая величина давления, кН либо МПа;  
**y<sub>1</sub>** и **y<sub>2</sub>** – давления (показатели прочности) для стандартных переводников и НКТ из каталога завода-изготовителя, кН или МПа.

Более упрощенные формулы для расчета поврежденного одиночного трубного изделия (переводника или НКТ, или хвостовика) следующие:

$$x / x_1 = y / y_1,$$

отсюда

$$y = x \cdot y_1 / x_1,$$

где:

**x** – толщина стенки трубного изделия по факту, мм;  
**x<sub>1</sub>** – толщина стенки стандартного трубного изделия из каталога завода-изготовителя, мм;  
**y** – искомая величина давления, кН либо МПа;  
**y<sub>1</sub>** – давление (показатель прочности) для стандартного трубного изделия из каталога завода-изготовителя, кН или МПа.

По данной методике проводятся расчеты для элементов систем заканчивания эксплуатационных скважин, включающих низ эксплуатационных колонн, хвостовик, лифтовую колонну (НКТ), соединительные переводники и патрубки. Проведем расчеты параметров остаточной прочности НКТ 89 мм одной из скважин X-го месторождения с наличием в добываемых флюидах CO<sub>2</sub> (табл. 1).

Подставляя табличные значения в формулу, и проведя расчет, получаем:

- внутреннее давление, при котором напряжения в соединении достигают предела текучести (y), равно 53,8 МПа (снижение на 23%);
- наименьшее сминающее давление (y) равно 55,8 МПа (снижение на 23%);
- предельная осевая растягивающая нагрузка, при которой напряжения в соединении достигают предела текучести (y), равна 708 кН (снижение на 23%);
- коэффициент запаса прочности (y) на растяжение равен 1,0 (снижение на 30%).

Остаточная прочность НКТ снизилась на 26% (для самого критического участка НКТ с толщиной стенки 4,95 мм), но осталась в пределах допустимой для дальнейшей эксплуатации лифтовой колонны. Для определения допустимого срока возможной эксплуатации лифтовой колонны проводится расчет скорости и степени коррозии [4].

**Вывод:** для исключения агрессивной коррозии НКТ на скважинах В-го месторождения необходимо проведение мониторинга антикоррозионных мероприятий и ингибиторов коррозии, а также внедрение инновационных ТТР, предотвращающих абразивный износ и коррозию элементов систем заканчивания скважин и лифтовых колонн.

Теперь приведем результаты расчетов параметров остаточной прочности подвесных патрубков и НКТ диаметром 89 мм ряда скважин У-го месторождения, расположенных на одной кустовой площадке (табл. 2 и 3), после проведения ГРП.

**Таблица 1. Характеристики НКТ диаметром 89 мм**

Значение по формуле	Толщина стенки, мм	Внутреннее давление, при котором напряжения в соединении достигают предела текучести, МПа	Наименьшее сминающее давление, МПа	Осевая нагрузка, при которой напряжения в соединении достигают предела текучести, кН	Коэффициент запаса прочности
x	4,95*	–	–	–	–
x <sub>1</sub>	6,45	–	–	–	–
y	–	?	?	?	?
y <sub>1</sub>	–	70,1	72,7	922	1,3

Примечание: \* остаточная толщина стенки НКТ 89х6,45 мм по факту во время проведения ТКРС в июне 2016 г. (коррозия 1,5 мм). Согласно РД 39-1-1151-84 «Технические требования на разбраковку НКТ» [2] отбраковка НКТ должна осуществляться при толщине стенки трубы менее 3,8 мм.



**Таблица 2. Характеристики переводника диаметром 89 мм с длиной деформации 1,4 м**

Значение по формуле	Толщина стенки, мм	Внутреннее давление, при котором напряжения в соединении достигают предела текучести, МПа	Наименьшее сминающее давление, МПа	Осевая нагрузка, при которой напряжения в соединении достигают предела текучести, кН	Коэффициент запаса прочности
x	5,99	–	–	–	–
x <sub>1</sub>	5,49	–	–	–	–
x <sub>2</sub>	6,45	–	–	–	–
y	–	?	?	?	?
y <sub>1</sub>	–	59,7	54,3	794	1,3
y <sub>2</sub>	–	70,1	72,7	922	1,3

- Подставляя табличные значения в формулу, и проведя расчет, получаем:
- внутреннее давление, при котором напряжения в соединении достигают предела текучести (y), равно 65,2 МПа (снижение на 7%);
  - наименьшее сминающее давление (y) равно 64,1 МПа (снижение на 12%);
  - предельная осевая растягивающая нагрузка, при которой напряжения в соединении достигают предела текучести (y), равна 862 кН (снижение на 7%);

- коэффициент запаса прочности (y) на растяжение равен 1,21 (снижение на 7%).  
Остаточная прочность патрубка снизилась на 33% (для самого критического участка патрубка с толщиной стенки 4,135 мм).

**Таблица 3. Сравнительная характеристика прочностных свойств подвесных патрубков до и после утонения стенок**

Группа прочности	Номера скважин участка 2А	Толщина стенки, мм	Давление на устье (текущее), МПа	Внутреннее давление, при котором напряжения в соединении достигают предела текучести, МПа	Наименьшее сминающее давление по телу трубы, МПа	Осевая нагрузка, при которой напряжения в соединении достигают предела текучести, кН	Вес колонны НКТ и КПО, кН	Остаточный коэффициент запаса прочности для растягивающей нагрузки по резбовому соединению от номинала
N80	справочные	6,45	–	70,1	72,7	922	–	1,33 номинал
	323	<b>4,31</b>	14,0	47,0	48,6	617	532	0,90
	391	<b>4,31</b>	27,0	47,0	48,6	617	520	0,90
	353	<b>3,76</b>	36,0	41,0	42,4	537	482	0,77
	352	<b>3,40</b>	33,0	37,0	38,3	486	562	0,70
	312	<b>3,93</b>	22,0	42,7	44,3	562	535	0,81
	313	<b>4,09</b>	13,0	44,5	46,0	584	523	0,84
	314	<b>3,13</b>	18,0	34,0	35,3	448	571	0,65

Примечание: Жирным шрифтом указаны фактические показатели толщины стенок патрубка после износа. Согласно РД 39-1-1151-84 «Технические требования на разбраковку НКТ» [2] отбраковка НКТ должна осуществляться при толщине стенки трубы менее 3,8 мм, значит, скв. №№ 353, 352, 314 подлежат КРС с заменой патрубков.

**Вывод:** на скважинах №№ 353 и 352 критическое состояние по давлениям (эксплуатационные давления достигли прочностных свойств) и на растяжение под весом колонны НКТ и КПО. На скважине №314 критическое состояние на растяжение. Необходимо проведение КРС с заменой патрубков. В связи с тем, что абразивный износ происходит чаще всего самих патрубков и первой

(верхней) трубы лифтовой колонны, для предотвращения подобных явлений и продления срока службы скважины целесообразно применять патрубки и верхние НКТ с утолщенной стенкой (до 13 мм) и повышенной группой прочности.

На основании результатов проведенного анализа осложнений, аварий и браков при и после проведения ГРП, расчетов пара-

метров остаточной прочности элементов устьевого оборудования и систем заканчивания после их эрозионного износа и воздействия агрессивных сред авторами статьи сделаны выводы об успешности проведения данных работ, оценке рисков дальнейшей эксплуатации скважин и даны рекомендации по минимизации и предотвращению подобных негативных явлений.

**ЛИТЕРАТУРА:**

1. СТО Газпром 2-2.3-117-2007 Инструкция по расчету поврежденных и находящихся в особых условиях эксплуатации обсадных колонн. Москва: ОАО «СевКавНИПИгаз», 2007. – 55 с.
2. РД 39-1-1151-84 «Технические требования на разбраковку НКТ». Куйбышев: «ВНИИТнефть», 1984. – 52 с.
3. Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. Куйбышев: «ВНИИТнефть», 1998. – 69 с.
4. СТО Газпром 9.3-011-2011 Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов. Основные требования. Москва: ООО «ВНИИГАЗ», 2011. – 34 с.