

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по выполнению практических занятий по дисциплине
«Колтюбинговые технологии в бурении и ремонте скважин»
для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
специализации «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»**

Ставрополь, 2026

Практическая работа № 1

Расчет прочностных характеристик основных типоразмеров ГТ

Соотношение "напряжение-деформация"

Физические свойства определяются при помощи испытаний на растяжение образца материала в виде бруска определенной формы. Соотношение "напряжение-деформация" выражается в виде кривой, приведенной на рис. 1.1

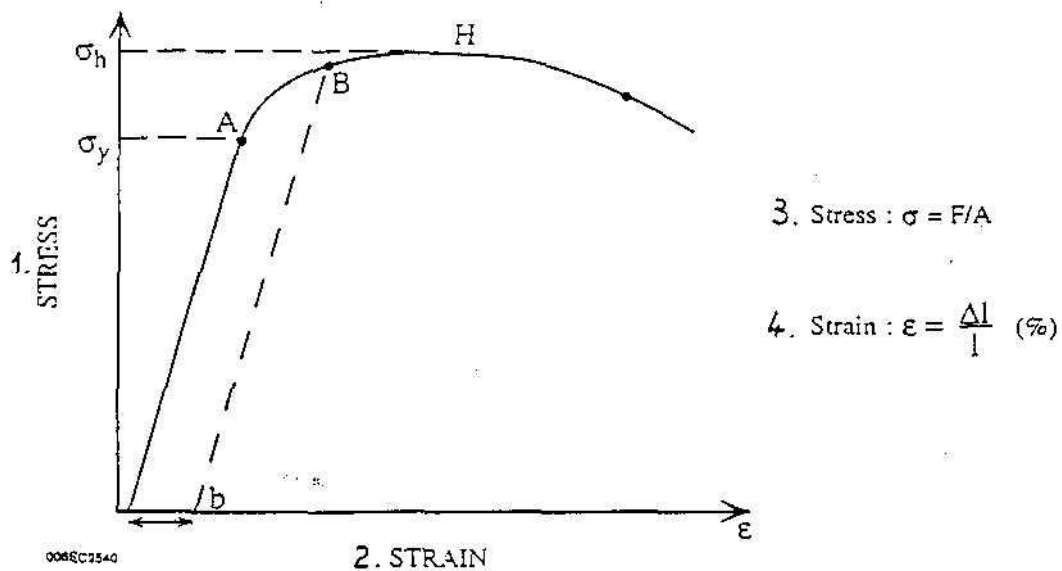


Рис. 1.1 Соотношение "напряжение-деформация":

1 - напряжение; 2 - деформация; 3 - нагрузка: $\sigma = F/A$, где F - нагрузка растяжения,

A - поперечное сечение трубы; 4 - деформация $\varepsilon = \Delta l/l, \%$

При помощи этой кривой определяются:

- область упругой деформации (при $\sigma < \sigma_y$)
- область пластической деформации (при $\sigma > \sigma_y$)

Умеренное напряжение соответствует области упругого растяжения стали, в которой испытываемый образец восстанавливает свои первоначальные размеры после снятия нагрузки. При напряжении

растяжения свыше предела текучести стали деформация остается постоянной. При избыточном напряжении с большим числом рабочих циклов образец разрушается.

1.1.1. Диапазон напряжений с упругой деформацией (при $\sigma > \sigma_y$)

При таких условиях:

$\sigma = E \cdot \varepsilon$ при E (модуль Юнга) = $32 \cdot 10^6$ фунт/кв. дюйм для сталей

При снятии напряжения образец восстанавливает свою первоначальную форму и размеры (деформация является нулевой).

1.1.2. Диапазон напряжений с пластической деформацией (при $\sigma > \sigma_y$)

Зависимость $\sigma(\varepsilon)$ больше не является линейной.

- напряжение σ увеличивается до предельного конечного значения σ_u , при котором происходит необратимая деформация образца;
- в этом диапазоне напряжений деформация (b) при снятии напряжения растяжения остается постоянной.

Длина образца:

- увеличивается ($\varepsilon > 0$) при напряжении растяжения
- уменьшается ($\varepsilon < 0$) при напряжении сжатия.

- 1. Что такое пластическая и упругая деформация?**
- 2. Что такое предел текучести материала?**
- 3. Анализ кривой – соотношение «напряжение-деформация».**
Показать на рисунке 1.1 область упругих деформаций, предел текучести материала, область пластических деформаций.

Практическая работа № 2

Спуск гибких НКТ в скважину и явление пространственного изгиба

1. 1. Анализ сил, действующих на колонну гибких НКТ в скважине

В связи с действием изгибающих нагрузок на гибкие НКТ при наматывании на барабан и в процессе прохождения через направляющий желоб в гибких НКТ, при переходе из области пластической деформации в область упругой деформации, имеются остаточные деформации. Сжатые слои имеют меньшую длину, а слои, находящиеся под действием растягивающих нагрузок, имеют большую длину по сравнению с их первоначальной длиной. В результате гибкие НКТ в скважине имеют остаточный изгиб длиной около 30 футов (9,2 м) (рис. 1.1):

- Это приводит к возникновению сил трения при спуске в скважину;
- В вертикальных скважинах, по мере увеличения растягивающих нагрузок, колонна гибких НКТ выпрямляется с увеличением глубины;

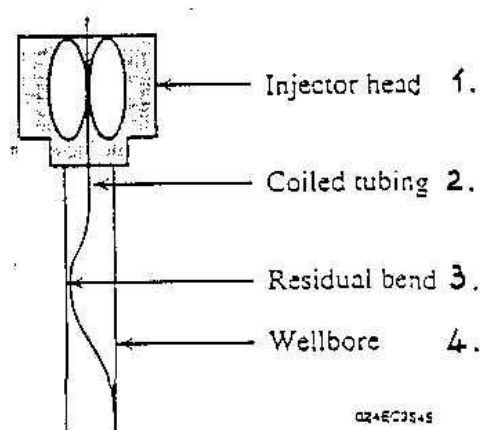


Рис. 1.1. Остаточная деформация в гибких НКТ:

1 - инжекторная головка; 2 - гибкие НКТ; 3 - остаточный изгиб; 4 - ствол скважины

Силы, действующие на гибкие НКТ:

- Нагрузки растяжения, возникающие в гибких НКТ при подъеме из скважины при наматывании их на барабан и стремящиеся выпрямить гибкие НКТ, и при плотной укладке гибких НКТ на барабан: + 500 фунтов (227 кг) при подъеме из скважины, + 300 фунтов (136 кг) при спуске в скважину;

- Тяговое или толкающее усилие, развиваемое на инжекторной головке по отношению к гибким НКТ;

- Сила трения при прохождении гибких НКТ через лубрикатор: около 500 фунтов (227 кг);

- Сила трения, возникающая из-за остаточного деформационного изгиба;

- Осевое усилие, вызываемое устьевым давлением (рис. 1.2);

- Вес колонны НКТ с учетом эффекта плавучести и плотности жидкости внутри и снаружи колонны гибких НКТ (см. Приложение II);

- Вес КНБК и забойных инструментов;

- Усилие, создаваемое при циркуляции жидкости через гидромониторное устройство, т.е. усилие отдачи, противоположное направлению выхода жидкости из гидромониторного устройства (рис. 1.4);

- Срезающие нагрузки при контакте со стенками скважины:

- величина коэффициента трения зависит от типа рабочей жидкости в стволе скважины;

- в наклонно-направленной скважине вес колонны гибких НКТ в жидкости и профиль скважины оказывают влияние на срезающее усилие для этой колонны, которая лежит на нижней стенке ствола скважины:

- при спуске в скважину происходит спиральный изгиб колонны НКТ;

- при подъеме из скважины под действием сил растяжения спиральный изгиб колонны уменьшается и колонна гибких НКТ выпрямляется. В интервале набора кривизны ствола скважины с изменением угла отклонения от вертикали и азимута (рис. 1.3.) возникает эффект натяжения колонны гибких НКТ.

Влияние этих сил на форму колонны гибких НКТ показано на рис. 1.5

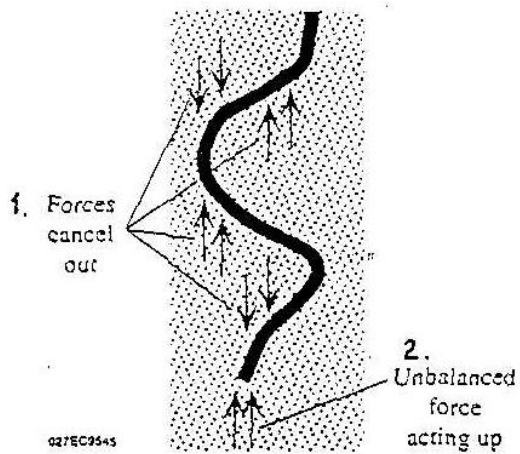


Рис. 1.2. Силы, возникающие под действием устьевого давления:

1 - противодействующие уравновешивающие силы; 2 - неуравновешенные силы, направленные вверх

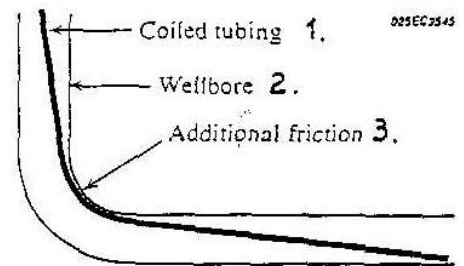


Рис. 1.3. Эффект натяжения колонны гибких НКТ:

1 - колонна гибких НКТ; 2 - ствол скважины; 3 - зона дополнительных сил трения

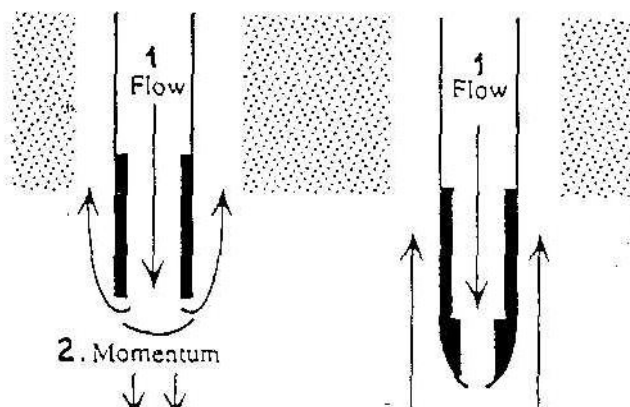


Рис. 1.4. Силы, возникающие при циркуляции жидкости:

1 – поток жидкости; 2 – результирующий момент силы

Таблица 1.1

Величина коэффициента трения

Тип рабочей жидкости в скважине	Коэффициент трения	
	в обсадной колонне	в открытом стволе скважины
Воздух	0,35-0,55	0,40-0,60
Пена	0,30-0,40	0,35-0,55
Лигносульфонатный раствор	0,20-0,25	0,20-0,30
Полимерный раствор	0,15-0,22	0,20-0,30
Раствор на нефтяной основе	0,10-0,20	0,13-0,20

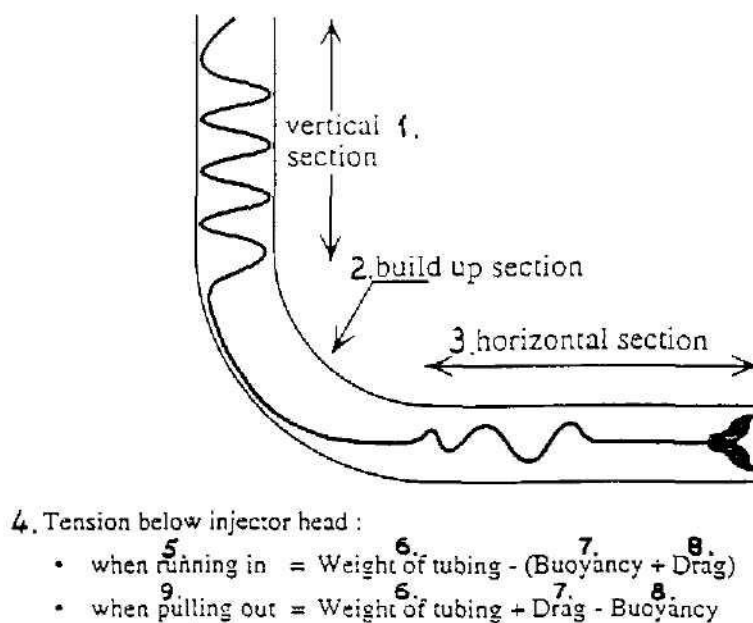


Рис. 1.5. Форма колонны гибких НКТ в скважине:

1 - вертикальный ствол; 2 - интервал набора кривизны; 3 - горизонтальный ствол; 4 - силы растяжения, действующие ниже инжекторной головки; 5 - при спуске в скважину; 6 - вес колонны гибких НКТ; 7 - уменьшение веса колонны гибких НКТ в жидкости; 8 - срезающее усилие колонны гибких НКТ о стенки скважины; 9 - при подъеме из скважины

1. 2. Пространственный изгиб

При спуске в скважину пространственный изгиб колонны гибких НКТ происходит вследствие срезающих нагрузок о стенки скважины, при возникновении спирального изгиба силы трения и толкающее усилие возрастают. При избыточных срезающих нагрузках происходит прихват колонны гибких НКТ в скважине.

Степень спирального изгиба зависит от диаметра обсадной колонны и диаметра гибких НКТ, а также от профиля ствола скважины.

Основными факторами, принимаемыми во внимание, являются эффект гравитации, нагрузки растяжения и сжатия. Скручивающее усилие, возникающее в результате крутящего момента, создаваемого КНБК в скважине, для гибких НКТ обычно не принимается во внимание. Однако это усилие необходимо учитывать, когда оно становится значительным (например, при бурении).

1.3 Синусоидальный изгиб

При превышении критической осевой нагрузки колонна гибких НКТ вначале подвергается синусоидальному изгибу. При этом секции колонны гибких НКТ с синусоидальным изгибом могут находиться в различных пространственных плоскостях.

На этом этапе происходит незначительное увеличение сил трения из-за увеличения точек контакта колонны гибких НКТ со стенками обсадной колонны или с открытым стволом скважины. Как правило, этот эффект не учитывается.

1.4 Спиральный изгиб

Дальнейшее увеличение осевой нагрузки выше величины, при которой происходит синусоидальный изгиб, приводит к возникновению спирального изгиба в связи с ограниченным внутренним пространством в стволе скважины, что способствует переходу синусоидального изгиба в спиральный изгиб.

При возникновении спирального изгиба срезающие нагрузки колонны гибких НКТ о стенки скважины значительно возрастают вследствие контакта колонны гибких НКТ со стенками эксплуатационной обсадной колонны по всей спиральной линии изгиба.

Комментарии

- Как при синусоидальном, так и при спиральном изгибе гибкие НКТ остаются в области упругих, деформаций и не подвергаются повреждениям:
 - с увеличением толкающего усилия силы трения, возникающие вследствие контакта гибких НКТ со стенками обсадной колонны при спиральном изгибе, возрастают;
 - при толкающем усилии, недостаточном для преодоления срезающих нагрузок о стенки скважины, происходит прихват гибких НКТ, однако трубы при этом находятся в области упругих деформаций.
- При незначительном кольцевом зазоре:
 - диапазон нагрузок, при которых происходит спиральный изгиб и прихват колонны гибких НКТ в скважине, существенно возрастает.
- При значительном кольцевом зазоре:
 - диапазон нагрузок, при которых происходит спиральный изгиб и прихват колонны гибких НКТ в скважине, уменьшается

Выводы

- В вертикальных скважинах или наклонно-направленных скважинах с незначительным углом отклонения от вертикали:
 - определяющими факторами при спуске и подъеме колонны гибких НКТ из скважины являются вес этой колонны с учетом ее плавучести в жидкости и осевые нагрузки, вызываемые устьевым давлением;
 - любые сжимающие нагрузки, действующие вне скважины на колонну гибких НКТ, также могут содействовать появлению спирального изгиба;
- В наклонно-направленных скважинах со значительным углом отклонения от вертикали
 - определяющими параметрами при спуске и подъеме колонны гибких НКТ из скважины являются срезающие нагрузки (при трении о стенки скважины);
 - как правило, прихват колонны гибких НКТ в скважине происходит из-за возникающих сил трения. Точка прихвата обычно расположена в вертикальном стволе скважины, в результате чего в наклонно-направленном стволе создается дополнительная осевая нагрузка.
- При синусоидальном и спиральном изгибе гибких НКТ в скважине возникают значительные сложности с определением точной глубины скважины, особенно при наклонно-направленном бурении;

Вопросы для контроля

1. Силы, действующие на гибкие НКТ.
2. Когда имеет место пространственный изгиб гибких НКТ?
3. Когда имеет место синусоидальный и спиральный изгиб гибких НКТ?
4. Что является определяющими факторами при спуске и подъеме колонны гибких НКТ из скважины?

Практическая работа № 3

Исследование нагрузок изгиба гибких НКТ на барабане и/или направляющем желобе

2.1. Допущения

Гибкие НКТ на барабане и на направляющем желобе подвержены только напряжению изгиба;

При изгибе гибких НКТ:

- один слой, называемый нейтральным, не изменяет свою длину;
- каждый слой подвержен нагрузкам растяжения или сжатия в зависимости от его расстояния до нейтрального слоя. При этом пренебрегают всеми нагрузками сдвига между слоями;
- сечение по телу трубы, перпендикулярное к ее оси до изгиба, остается перпендикулярным к оси и после изгиба

-

2.2 Исследование напряжений изгиба (рис. 2)

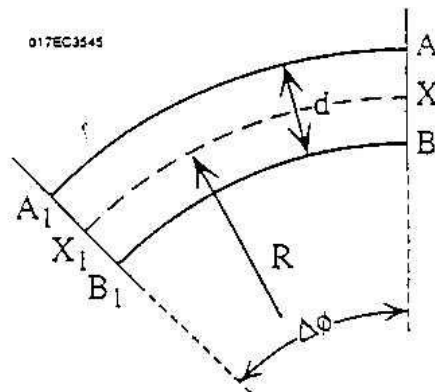


Рис. 2.1 Изображение секции гибкой НКТ после изгиба, где:

- XX₁ представляет собой нейтральный слой, его длина $L = R\Delta\phi$;
- слой AA₁ подвержен напряжению растяжения, его длина $L' = (R + d/2)\Delta\phi$;
- слой BB₁ испытывает напряжение сжатия, его длина $L'' = (R - d/2)\Delta\phi$;

Напряжение в слое AA₁ выражается следующим уравнением:

$$\varepsilon = \frac{L' - L}{L} = \frac{d}{2R}$$

Напряжение в области упругой деформации выражается следующим уравнением:

$$\sigma = E\varepsilon = 32 \cdot 10^6 \text{ фунт/кв. дюйм} \times \varepsilon;$$

Радиус R_y направляющего желоба и барабана для гибких НКТ для области упругих деформаций (таблица 1) составляет:

$$R_y = \frac{32 \cdot 10^6 \cdot d}{2\sigma_y}$$

Таблица 1 Радиус R_y для области упругих деформаций

Наружный диаметр, дюйм (мм)	Радиус изгиба R_y , футов (м)		
	$\sigma_y = 70000$ фунт/кв. дюйм	$\sigma_y = 80000$	$\sigma_y = 100000$
1" (25,4 мм)	19 футов (5,8 м)	17 футов (5,2 м)	14 футов (4,3 м)
1,25" (31,8 мм)	23 футов (7,0 м)	21 фут (6,4 м)	17 футов (5,2 м)
1,5" (38,1 мм)	29 футов (8,8 м)	24 фута (7,3 м)	20 футов (6,1 м)
2" (50,8 мм)	38 футов (11,6 м)	33 футов (10,1 м)	27 футов (8,2 м)

2.3. Последствия воздействия напряжений

Существующее оборудование:

- Большинство барабанов для гибких НКТ имеют внутренний диаметр в диапазоне 183-216 см;
- В большинстве случаев направляющий желоб имеет радиус 72" (183 см). В настоящее время начинается внедрение новых направляющих желобов с радиусом 85" (216 мм).

Указанные размеры значительно ниже предельных значений радиуса R_y для области упругой деформации НКТ. Трубы на поверхности подвержены значительным усталостным нагрузкам, так как они проходят через шесть точек изгиба при одном полном цикле СПО (рис. 2.2).

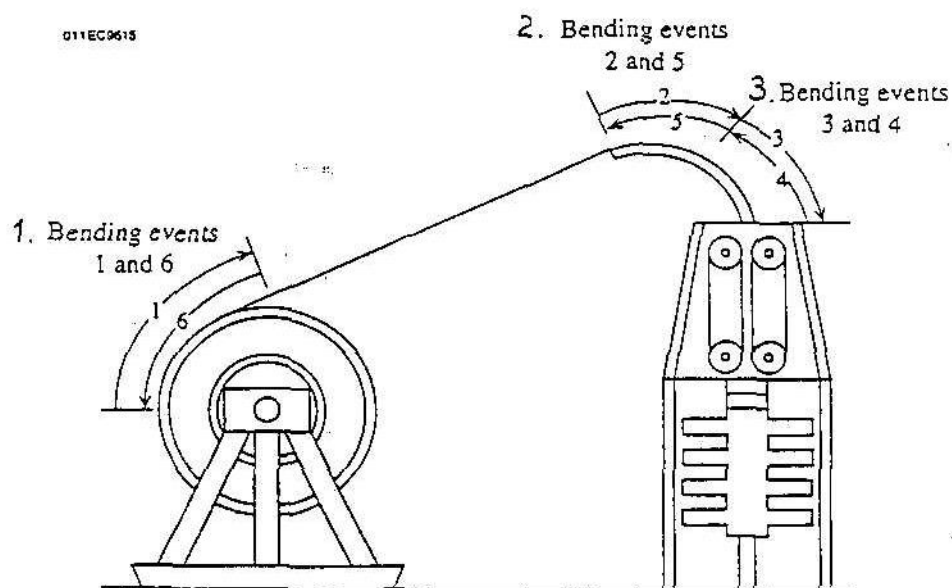


Рис. 2.2. Точки изгиба гибких НКТ при проведении СПО:

1 - точки изгиба 1 и 6; 2 - точки изгиба 2 и 5; 3 - точки изгиба 3 и 4

Принимая допущение об отсутствии значительного давления в НКТ, на рис. 4 приведены области нагрузок для упругих и пластических деформаций.

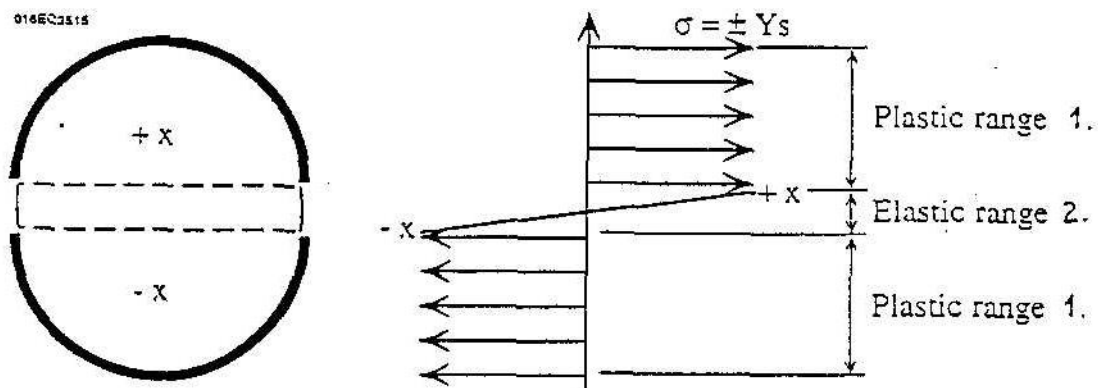


Рис. 4. Области упругих и пластических деформаций при изгибе гибких НКТ:

1 - область пластических деформаций; 2 - область упругих деформаций

При проведении этого анализа пренебрегают следующими факторами:

- влияние локальных нагрузок (например, при воздействии клиновых штампов);
- влияние срезающих нагрузок (в связи с тем, что деформация слоев в теле трубы зависит от расстояния до нейтрального слоя, то вдоль линии контакта возникает срезающая нагрузка). Срезающие нагрузки имеют максимальную величину вдоль нейтрального слоя;
- влияние кольцевых напряжений по окружности под действием внутреннего давления.

3.3.4. Выводы

1. Какой деформации, как правило, подвергаются трубы под действием изгибающих напряжений на барабане и направляющем желобе ?

В связи с этим наиболее важным фактором для продолжительности работы труб является их усталостный износ.

Практическая работа № 4

Усталостные нагрузки и забойные напряжения

3.2. Напряжения, возникающие в гибких НКТ

Как на поверхности, так и в забойных условиях, напряжения и деформации, возникающие в гибких НКТ, можно разделить на три основные группы, как показано на рис. 3.1.

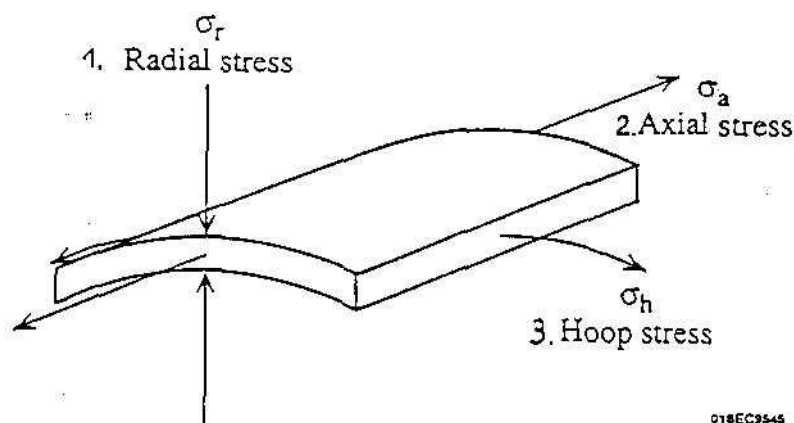


Рис. 3.1. Три основных вида напряжения, возникающих в гибких НКТ:

1 - радиальное напряжение; 2 - осевое напряжение; 3 - кольцевое напряжение

Наиболее значительными напряжениями (и деформациями) являются осевые и кольцевые напряжения. Радиальное напряжение становится значительным только при очень небольшой толщине стенки труб.

На поверхности:

- Под действием изгибающих нагрузок на направляющем желобе и барабане гибкие НКТ в основном подвержены пластическим деформациям;
- Осевое напряжение представлено в виде изгибающего напряжения.

В забойных условиях:

- Гибкие НКТ подвержены воздействию комбинированного напряжения (растяжение, внутренний разрыв, крутящий момент). Несмотря на это, гибкие НКТ, за редким исключением, подвержены упругим деформациям;
- Осевое напряжение представляет собой напряжение растяжения, возникающее под действием веса труб;
- Напряжение растяжения, являющееся основным напряжением, действующим на гибкие НКТ, имеет максимальное значение в точке,

находящейся непосредственно под цепной передачей инжекторной головки, т.е в точке подвески гибких НКТ в скважине (за исключением наклонно-направленных скважин).

3.4.2. Анализ усталостного износа гибких НКТ на поверхности

3.4.2.1. Основные причины возникновения:

- После намотки гибких НКТ на барабан их диаметр, в связи с пластической деформацией большинства слоев тела труб, увеличивается (рис. 6);
- При закачивании рабочей жидкости под давлением в гибкие НКТ в них возникают значительные кольцевые напряжения, приводящие к пластической деформации труб по их периферийной окружности (рис. 7);
- Основным результатом кольцевых напряжений и возникающей пластической деформации, вызываемых одновременным воздействием циклических изгибающих нагрузок и давления, является увеличение их диаметра и появление овальности (рис. 8);
- Пластическая деформация является основной причиной усталостного износа и основным механизмом, приводящим к уменьшению срока службы гибких НКТ;
- Наилучшим способом контроля за развитием усталостного износа является измерение увеличения диаметра и изменение овальности гибких НКТ;
- Овальность оказывает значительное влияние на давление смятия (рис. 9).

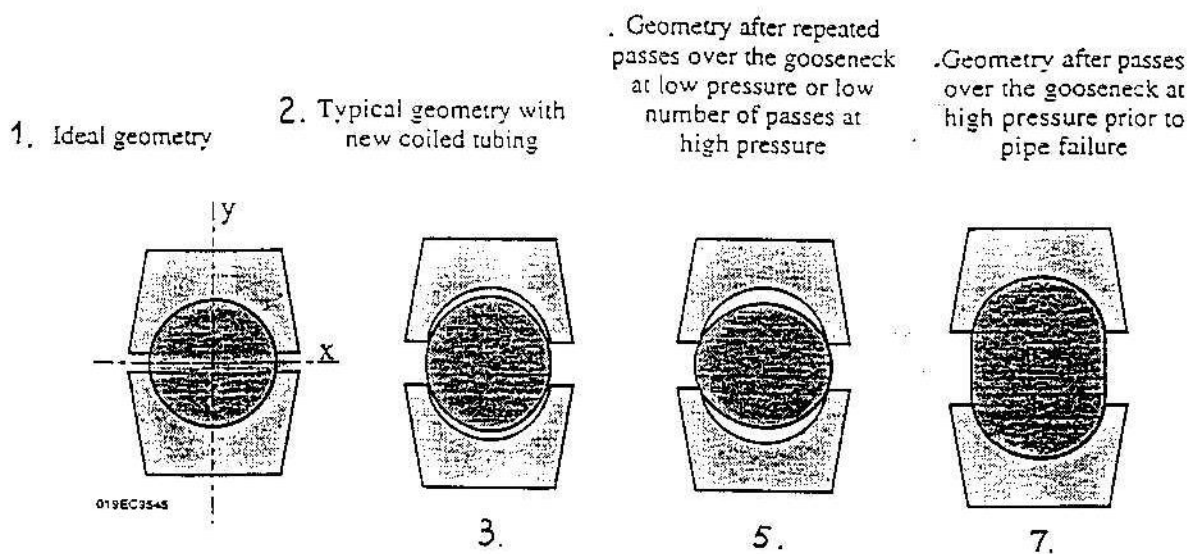


Рис. 6. Изменение овальности гибких НКТ:

1 - идеальная геометрическая форма; 2 - типичная геометрическая форма новых гибких НКТ, размещенных на барабане; 3 - гибкие НКТ все еще сохраняют круглую форму поперечного сечения. Подающие захваты имеют уменьшенный внутренний размер и, в связи с этим, не полностью охватывают трубы по радиусу. Это явление особенно характерно для новых захватов или захватов с поверхностью, армированной слоем карбида вольфрама; 4 - геометрическая форма труб после неоднократного прохождения через направляющий желоб при низком давлении или после небольшого количества рабочих циклов при высоком давлении; 5 - гибкие НКТ, эксцентрично расположенные по оси X из-за сплющивания труб при многократном прохождении через барабан и направляющий желоб. При рабочих циклах в условиях низкого давления диаметр труб по оси Y может составлять менее 1,25" (31,8 мм); 6 - геометрическая форма труб после их прохождения через направляющий желоб при высоком давлении до разрушения труб; 7 - гибкие НКТ со значительным эксцентриситетом по оси Y из-за выпучивания под действием внутреннего давления и механической деформации, вызванной захватами. Необходимо отметить увеличение расстояния между противоположными захватами, что приводит к увеличению давления в гидроприводной системе захватов

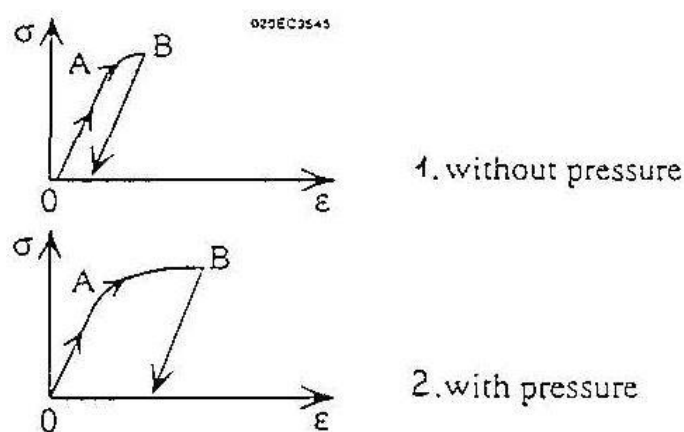


Рис. 7. Влияние давления:

1 – при отсутствии давления; 2 – при наличии давления

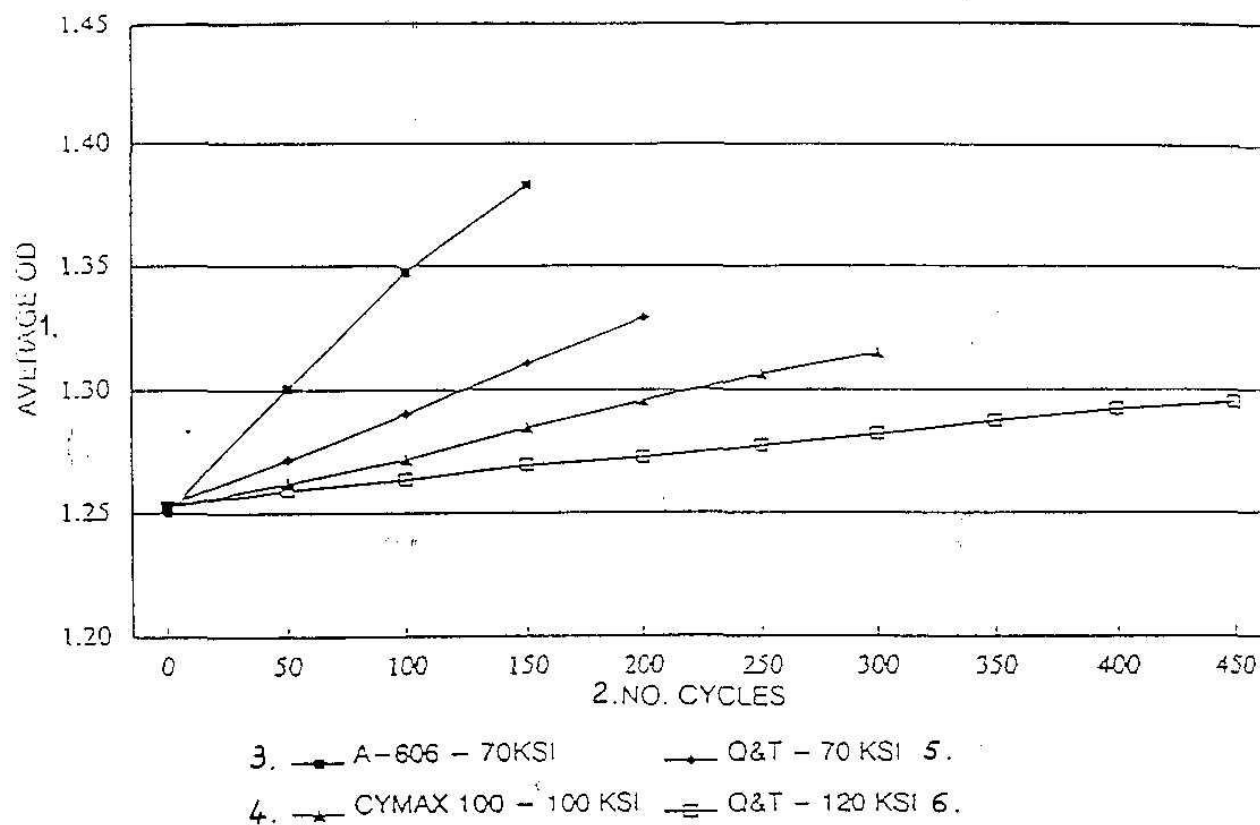


Рис. 8. Увеличение диаметра в зависимости от числа циклов изгиба «п» при давлении 5000 фунт/кв. дюйм (350 кг/см^2) ($1 \frac{1}{4}'' \times 0,087''$, для труб различных марок), компания Southwestern Pipe In:

1 - среднее значение наружного диаметра, дюймы; 2 - количество рабочих циклов; 3-марка А-606, 70000 фунт/кв. дюйм; 4-марка СУМАХ 100, 100000 фунт/кв. дюйм; 5 - марка Q & T, 70000 фунт/кв. дюйм; 6 - марка Q & T, 120000 фунт/кв. дюйм

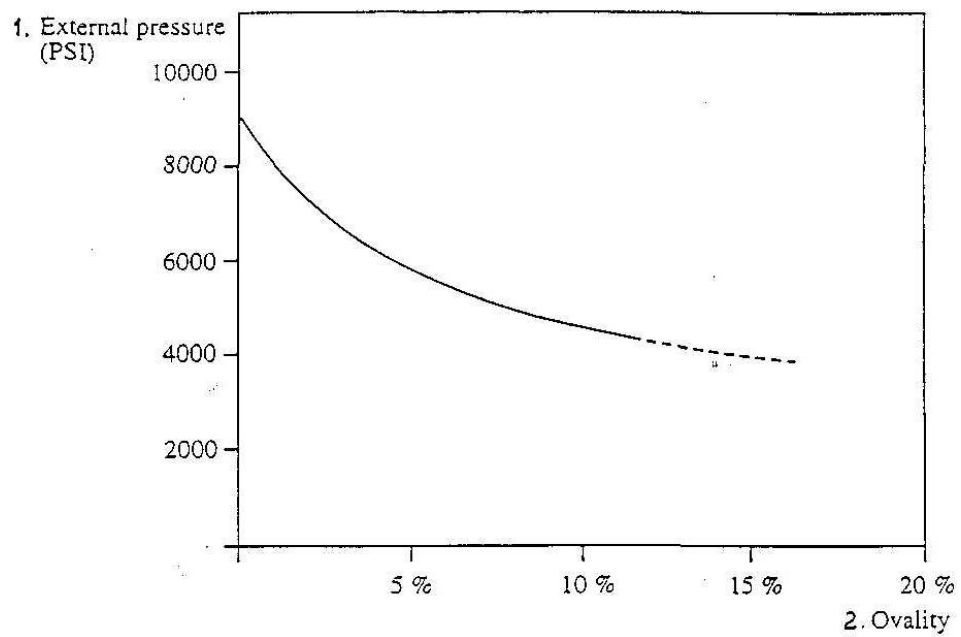


Рис. 9. Влияние овальности на давление смятия (1 3/4", 75000 фунт/кв. дюйм):

1 - наружное давление, фунт/кв. дюйм; 2 - овальность $(d_{\max}/d_{\min}-1)\times 100$

Практическая работа № 5

Технология установки кислотных и щелочных ванн

Спуск безмуфтовой длинномерной трубы

Перед спуском безмуфтовой длинномерной трубы (БДТ) проверяется состояние контрольно-измерительных приборов (КИП) и прибора – регистрации основных параметров технологического процесса, производится опрессовка линии глушения на полуторакратное ожидаемое рабочее давление и закрываются глухие плашки превенторов (ГП 65/48 х35) и надкоренная задвижка фонтанной арматуры. Затем открывается буферная задвижка фонтанной арматуры и через линии глушения производится опрессовка глухих плашек превенторов на полуторакратное максимальное ожидаемое рабочее давление. После опрессовки давление в блоке превенторов снижается до нуля и открываются глухие плашки.

Рукоятка распределителей натяжения-разматывания трубы устанавливается в положение «Натяжение» и проверяется давление привода барабана по манометру «Мотор» на пульте в кабине управления, при необходимости давление восстанавливается до 4,0 МПа вентилем «Давление привода барабана», а рукоятка «Тормоз барабана» устанавливается в положение «Спуск» и БДТ через блок превенторов заводится в фонтанную арматуру. Затем закрываются трубные плашки блока превенторов с помощью рукоятки распределителя «Управление плашками превентора» и через стационарную нагнетательную линию проводится опрессовка нижнего обратного клапана давлением в 10 МПа.

Монтируется задавочная линия койлтюбинговой установки и подключается цементировочный агрегат. Опрессовку трубных плашек блока превенторов на полуторакратное давление от ожидаемого рабочего давления опрессовывают подачей жидкости (вода при положительной температуре и незамерзающая жидкость при отрицательной температуре) в БДТ при закрытой надкоренной задвижке фонтанной арматуры. После опрессовки давление плавно снижают до нуля и открывают трубные плашки превентора. Производится опрессовка через БДТ герметизатора, задавочной линии, включая вертлюг, БДТ, ПВО и соединений между герметизатором, блоком превенторов и фонтанной арматурой на полуторакратное давление от ожидаемого при закрытой надкоренной задвижке с выдержкой 10 минут.

Перед спуском БДТ в скважину проверяется давление закрытия герметизатора, открывается надкоренная задвижка, устанавливается минимальное давление герметизации БДТ при устьевом давлении скважины.

С помощью гидровентилей «Прижим колодок» регулируется давление прижима колодок в зависимости от величины нагрузки, при которой предстоит тянуть или толкать БДТ, натяжение цепи инжектора регулируется гидровентильями натяжения, контролируется по манометру.

Спуск БДТ в скважину проводится со скоростью не более 0,3 м/с до необходимой глубины. При спуске контроль тягового усилия осуществляется по манометру «Спуск», а регулировка скорости спуска БДТ осуществляется бурильщиком в диапазоне скоростей до 0,4 м/с.

Установка кислотных и щелочных ванн.

При спущенной БДТ на 2-5 м ниже интервала перфорации промывают скважину технической водой, обработанной ПАВ и гидрофобизирующими добавками с целью снижения коррозии оборудования. Для обеспечения выноса крупных частиц воду загущают 2% КМЦ [6, 7].

По БДТ закачивают кислотный или щелочной раствор и продавливают его в интервал перфорации при открытом затрубном пространстве между лифтовой колонной и БДТ.

При установке кислотных ванн используется раствор 15% HCl, а при установке щелочных ванн - раствор 15% NaOH:

- время установки кислотных ванн изменяется от 2 до 6 часов [6];
- щелочная ванна выдерживается до 24 часов.

Объем раствора кислоты или щелочи V , м³, определяется объемом скважины в интервале продуктивного пласта:

$$V = 0,785 \cdot D_{\text{вн.}}^2 \cdot (h+20) - 0,785 \cdot d_{\text{н.}}^2 \cdot (h+20), \quad (1)$$

где h - толщина интервала перфорации, м;

$D_{\text{вн.}}$ - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$d_{\text{н.}}$ - наружный диаметр НКТ, м.

Для удаления продуктов реакции скважина промывается технической водой с добавками ПАВ и гидрофобизирующих веществ [8] или конденсатом с периодической закачкой газовых “пачек” при наличии скважины-донора или азотно-буферной установки.

Обработка прискважинной зоны пласта кислотными составами

Технологический процесс проводится с использованием концентрированных растворов соляной кислоты или глиноукислоты. Объем закачки определяется из расчета глубины проникновения фильтрата бурового раствора и составляет от 0,4 до 1,0 м³ на 1 м эффективной перфорированной толщины (таблица 5). Задавливание кислотного раствора в пласт проводится с помощью цементирующего или кислотного агрегатов [9].

Таблица 5 - Зависимость объемного расхода реагента на единицу толщины пласта от радиуса обработки прискважинной зоны при различной пористости горной породы

Радиус обработк и, м	Объем реагента (м ³) при различной пористости (%) пород							
	13,0 %	15,0 %	17,0 %	19,0 %	21,0 %	23,0 %	25,0 %	27,0 %
0,5	0,10	0,11	0,13	0,15	0,16	0,18	0,19	0,21
0,6	0,14	0,17	0,19	0,21	0,23	0,26	0,28	0,30
0,7	0,20	0,23	0,26	0,29	0,32	0,35	0,38	0,41
0,8	0,26	0,29	0,34	0,38	0,42	0,46	0,50	0,54
0,9	0,33	0,38	0,43	0,48	0,53	0,58	0,64	0,68
1,0	0,41	0,47	0,53	0,59	0,66	0,72	0,78	0,84
1,1	0,49	0,56	0,64	0,72	0,72	0,87	0,91	1,02
1,2	0,59	0,68	0,77	0,86	0,95	1,04	1,08	1,13
1,3	0,69	0,79	0,90	1,00	1,11	1,22	1,32	1,43
1,4	0,80	0,92	1,04	1,17	1,29	1,41	1,53	1,66
1,5	0,92	1,06	1,20	1,34	1,48	1,62	1,76	1,90
1,6	1,0	1,2	1,36	1,52	1,68	1,84	2,01	2,17
1,7	1,18	1,36	1,54	1,72	1,90	2,08	2,26	2,45
1,8	1,32	1,52	1,73	1,93	2,13	2,33	2,54	2,74

1,9	1,47	1,7	1,92	2,15	2,38	2,60	2,83	3,06
2,0	1,63	1,89	2,13	2,38	2,63	2,89	3,14	3,39
2,1	1,80	2,07	2,35	2,68	2,90	3,18	3,46	3,73
2,2	1,97	2,27	2,58	2,88	3,19	3,49	3,80	4,10
2,3	2,16	2,49	2,82	3,15	3,49	3,82	4,14	4,48
2,4	2,35	2,71	3,08	3,43	3,80	4,16	4,52	4,88
2,5	2,54	2,94	3,33	3,73	4,12	4,51	4,90	5,30
2,6	2,75	3,18	3,61	4,03	4,46	4,88	5,33	5,52
2,7	2,97	3,43	3,89	4,36	4,80	5,26	5,72	6,18
2,8	3,20	3,69	4,18	4,68	5,17	5,66	6,15	6,64
2,9	3,43	3,95	4,49	5,02	5,54	6,07	6,60	7,13
3,0	3,67	4,23	4,80	5,37	5,93	6,50	7,06	7,63
3,1	3,92	4,52	5,13	5,73	6,34	6,94	7,54	8,15
3,2	4,17	4,82	5,47	6,11	6,75	7,39	8,04	8,68

Обработка ПЗП кислотными растворами под давлением применяется в слабопроницаемых породах и для увеличения зоны проникновения кислотного раствора в пласт. Схема проведения работ состоит в следующем:

- провести осмотр фонтанной арматуры, обвязать устье скважины по схеме, приведенной на рисунке 2 и опрессовать нагнетательную линию;
- проверить наличие циркуляции в скважине путем перевода ее на работу по кольцевому пространству между лифтовой колонной и БДТ;
- при открытом затрубном пространстве в БДТ закачивается расчетное количество кислотного раствора и доводится до интервала перфорации продавочной жидкостью. Скорость закачки должна быть минимальной (до 2 л/с);

- закрыть затрубную задвижку и закачать раствор в пласт.

Объем продавочной жидкости определяется по формуле:

$$V = V_{\text{БДТ}} + V_{\text{обв.}}, \quad (2)$$

где V - объем продавочной жидкости, м^3 ;

$V_{\text{БДТ}}$ - объем колонны БДТ, м^3 ;

$V_{\text{обв.}}$ - объем обвязки на устье, м^3 .

$$V_{\text{БДТ}} = 0,785 \cdot d_{\text{вн.}}^2 \cdot l \quad (3)$$

где l - длина БДТ, м;
 $d_{\text{вн.}}$ - внутренний диаметр БДТ, м.

Скорость продавки раствора в пласт должна быть максимально возможной. Давление закачки не должно превышать давление гидроразрыва пласта, а объем кислотного раствора для обработки ПЗП определяется радиусом планируемого воздействия.

Для коллекторов порового типа объем кислотного раствора для закачки в ПЗП определяется по формуле:

$$V = \pi(R^2 - r^2)K_n h, \quad (4)$$

где V - объем закачки кислоты, м³;
 R - радиус обработки, м;
 r - радиус скважины, м;
 K_n - средняя открытая пористость, доли;
 h - толщина обрабатываемой части пласта, м.

Для коллекторов трещинно-порового типа объем кислотного раствора для закачки в ПЗП определяется по формуле:

$$V = 9,42(R^2 - r^2) \cdot n \cdot h \cdot \delta, \quad (5)$$

где n - густота трещин 1/м;
 δ - раскрытость трещин, м.

Параметры n и δ определяются на матрицах породы, изготовленных из керна продуктивного пласта, где проводят обработки скважин. В данном случае кислотный состав движется по системе трещин.

При обработке скважин механизированного фонда работы проводятся в следующей последовательности:

- после глушения скважины провести работы по извлечению внутрискважинного оборудования;
- спустить БДТ ниже отверстий интервала перфорации на 2-5 м;
- провести обвязку устья скважины по схеме, приведенной на рисунке 2, опрессовать нагнетательную линию;
- проверить наличие циркуляции в скважине путем перевода ее на работу по кольцевому пространству между лифтовой колонной и колонной БДТ;
- при открытом затрубном пространстве в БДТ закачать расчетное количество кислотного состава, довести до интервала перфорации

продавочной жидкостью;

- скорость закачки должна быть минимальной (до 2 л/с);
- закрыть затрубную задвижку и закачать раствор в пласт. Объем продаваемой жидкости рассчитывается по формуле (1).

Подъем безмуфтовой длинномерной трубы

После завершения работ по интенсификации притока углеводородов и, при необходимости в процессе работ, производится подъем БДТ. Извлечение БДТ из скважины производится со скоростью не выше 0,3 м/с, при этом необходимо постоянно следить за показателями индикатора веса, не допуская затяжек инструмента.

При прохождении башмака лифтовой колонны и интервала «на 20 м выше и ниже эксплуатационного пакера» (при его наличии), скорость подъема БДТ снижается до 0,05 м/с. При этом ведется наблюдение за оборудованием, отмечаются все отклонения в ходе процесса. Регулировка и согласование скорости подъема БДТ должны выполняться аналогично операциям по спуску БДТ.

Тяговое усилие инжектора, необходимое для подъема БДТ, должно устанавливаться вентилем давления привода, а давление контролироваться по манометру «ПОДЪЕМ». При подъеме натяжение БДТ на барабане регулируется вентилем давления привода.

За 50 м до предполагаемого входа промывочного переводника в блок превенторов необходимо отрегулировать систему прижима колодок гидровентилей таким образом, чтобы тяговое усилие, прилагаемое к БДТ, было минимальным и исключало возможность обрыва гидромониторной насадки. При входе инструмента в блок превенторов закрывается надкоренная задвижка фонтанной арматуры и снижается остаточное давление в ПВО до нуля.

Запрещается переключение скоростей инжектора при спуско-подъемных операциях (СПО) без его остановки во избежание повреждения инжектора и БДТ от возможных ударных нагрузок. Во всех случаях, когда не проводятся СПО, удерживающие (спайдерные) плашки блока превенторов должны быть закрыты. При остановке СПО более чем на 30 минут, необходимо зафиксировать удерживающие (спайдерные) плашки вручную винтами.

Практическая работа № 6

Технология промывки песчаных пробок

Перед проведением работ по промывке песчаной пробки проводится комплекс подготовительных работ в соответствии с разделом 3 и отбивка текущего забоя головы пробки, и готовятся промывочные жидкости.

Промывочная жидкость должна обладать высокой степенью газирования, быть нейтральной при контакте с породами и пластовыми водами, иметь минимальные значения вязкости, параметры промывочной жидкости должны сохраняться в течение 72 часов при выдержке в пластовых условиях.

При промывке песчаных пробок следует использовать водные растворы солей с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ). В качестве ПАВ используются ОП-10, АФ₉₋₁₂ и др., а в качестве минеральных солей используются хлориды калия, натрия, кальция и др.

Техническая вода для приготовления промывочной жидкости не должна содержать примесей и растворимых компонентов, способных конденсироваться в пластовых условиях. Промывочная жидкость должна иметь небольшую вязкость и хорошие смачивающие свойства, что способствует размыву песчаных пробок.

Промывочные жидкости на основе технической воды с добавками ПАВ приготавливают на скважине, где в емкости или цистерне смешивают от 7 до 8 м³ воды с ПАВ, весом от 200 до 400 кг. С помощью ППУ смесь прогревают до температуры от плюс 50 до плюс 55°С и перемешивают по схеме «емкость – насос – емкость». Для избежания пенообразования и перелива пены из емкости перемешивание производят закрытой струей. Готовность раствора ПАВ к образованию двухфазной пены проверяется лабораторными методами.

Двухфазную пену получают при промывке песчаной пробки в работающей скважине путем закачивания пенообразующей жидкости (ПОЖ) в скважину, которая образуется при выходе из башмака БДТ и смешения с газом. В простаивающей скважине проводится закачка ПОЖ и газа через эжектор в скважину.

Для промывки песчаных пробок можно применять два типа составов:

- состав для летних и зимних условий, содержащий техническую воду от 70 до 75% об., одноатомный спирт от 25 до 30% об. или хлористый кальций, ОП – 10 или неонол АФ₉₋₁₂ от 1 до 1,5% масс., дисперсная фаза – природный газ, степень газирования – от 40 до 60 нм³/м³, кратность пены – 10;

- состав (для зимних условий), содержащий техническую воду от 70 до 75% об., одноатомный спирт от 20 до 25% об., хлористый кальций или хлористый натрий от 5 до 10% масс., ОП-10 или неонол АФ₉₋₁₂ от 1 до 1,5% масс., дисперсная фаза – природный газ, степень газирования от 40 до 60 нм³/м³, кратность пены – 10. Для приготовления данных составов сначала растворяют соль в воде, вводят метанол и перемешивают до однородного состояния, подогревают до температуры 20-30°C и вводят разбавленный пенообразователь, перемешивают по схеме «емкость – насос – емкость» закрытой струей.

Расчет необходимого объема пенообразующей жидкости $V_{\text{пож.}}$, м³, производится по формуле:

$$V_{\text{пож}} = \left(\frac{h}{0,005} + \frac{20}{0,2} \right) \cdot Q + 1, \quad (4.4)$$

где h – высота песчаной пробки, м;

0,005 – скорость промывки пробки, м/с;

20 – подъем с промывкой от забоя, м;

0,2 – скорость подъема труб, м/с;

Q – расход ПОЖ, м³/с;

1 – запас ПОЖ, м³.

При промывке песчаной пробки низ БДТ оборудуется промывочным переводником (пером) и обратным клапаном и производится спуск БДТ в соответствии с разделом 4.1. Спуск БДТ производится со скоростью 0,2 м/с и промывочный переводник устанавливается на глубине 5-10 м от текущего забоя.

При отрицательной наружной температуре пенообразующая жидкость нагревается до 50 - 60°C и закачивается в БДТ.

При достижении ПОЖ промывочного переводника открывается задвижка на факельную линию (факел поджигается). Отработка на факел производится в режиме эксплуатации скважины.

Одновременно с открытием задвижки начинается подача БДТ на забой со скоростью 0,005 м/с. Расход жидкости при промывке песчаной пробки приведен в таблице 4.1 (значения расхода жидкости рассчитаны для частиц твердой фазы размером до 8 мм и плотностью 2600 кг/м³).

При достижении текущего забоя нагрузка на БДТ не должна превышать 0,2 - 0,3 т. Поддерживая необходимую нагрузку и скорость подачи БДТ, производится промывка песчаной пробки.

При достижении необходимой глубины, не прекращая подачи ПОЖ, поднять БДТ на 10-20 м со скоростью 0,2 м/с. После отрыва от забоя на 10-20 м, остановить подачу ПОЖ и закрыть задвижку на выкидной линии. Произвести подъем БДТ в соответствии с разделом 4.7.

Дальнейшие работы проводятся по дополнительному плану (освоение, интенсификация и т.д.).

Заключительные работы проводятся в соответствии с разделом 5.

Таблица 4.1 – Расход различных типов промывочных жидкостей для промывки песчаных пробок

Характеристика БДТ	Расход промывочной жидкости для выноса частиц размером до 8 мм с плотностью 2600 кг/м ³ , л/с		
	вода, солевой раствор, диз.топливо, конденсат, при скорости выноса частиц от 4 до 0,7 м/с	жидкости с невысоким значением СНС, скорость выноса частиц от 0,2 до 0,4 м/с	вспененные жидкости с содержанием пены на забое $\geq 0,60$ и на устье $< 0,95$; скорость выноса частиц от 0,1 до 0,4 м/с
КП 168 х 33	6,7 - 11,7	3,4 - 6,7	1,7 - 3,4
КП 168 х 38	6,6 - 11,6	3,3 - 6,6	1,7 - 3,3
КП 114 х 33	2,8 - 4,9	1,4 - 2,8	0,7 - 1,4

КП 114 x 38	2,7 - 4,7	1,3 - 2,7	0,7 - 1,3
КП 102 x 33	2,2 - 3,9	1,1 - 2,2	1,1 - 0,6
КП 102 x 38	2,1 - 3,7	1,0 - 2,1	0,5 - 1,0
КП 89 x 33	1,6 - 2,7	0,8 - 1,6	0,4 - 0,8
КП 89 x 38	1,5 - 2,6	0,7 - 1,5	0,4 - 0,7
КП 73x 33	0,9 - 1,5	0,5 - 0,9	0,2 - 0,5
КП 73 x 38	0,8 - 1,3	0,4 - 0,8	0,2 - 0,4
Примечание: при проведении промывки скважины давление закачки промывочной жидкости не должно превышать 21 МПа.			

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по организации и проведению самостоятельной работы
по дисциплине «Колтюбинговые технологии в бурении и ремонте скважин»
для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»

Цель методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин образовательной программы (далее ОП).

2. Создания в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, ее назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов
3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. Требования к условиям реализации ОП:

- требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки бакалавра, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим ФГОС ВО;

- в программу специалитета входит «Дисциплины (модули)», который включает дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы и дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений. Дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы специалитета, являются обязательными для освоения обучающимся вне зависимости от направленности (профиля) программы специалитета, которую он осваивает. Набор дисциплин (модулей), относящихся к обязательной части программы специалитета, вуз определяет самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. Дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений определяют направленность (профиль) программы специалитета. Набор дисциплин (модулей), относящихся к части, формируемой участниками образовательных отношений, определяет вуз самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. После выбора обучающимся направленности (профиля) программы, набор соответствующих дисциплин (модулей) становится обязательным для освоения обучающимся;

- максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Помещения для самостоятельной работы обучающихся должны быть оснащены компьютерной техникой с возможностью подключения к сети «Интернет» и обеспечением доступа в электронную информационно-образовательную среду организации. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем дисциплинам и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля.

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане,
- в рабочих программах учебных дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

Внеаудиторная самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

В учебном процессе образовательного учреждения выделяются два вида самостоятельной работы:



3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет-конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- сформированность общеучебных умений;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;

- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям;
2. Подготовка к практическим занятиям;
- 3 Самостоятельное изучение учебной литературы.

Перечень основной литературы:

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие: в 6 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.
2. Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д. Ремонт газовых скважин. – М.: ОАО «Недра», 1998. 271с.
3. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин[текст]/ Ю. М. Басарыгин, В. Ю. Будников, А. И. Булатов, Ю. Н. Проселков – М.: Недра, 2001.
4. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин[текст]: учеб. для ВУЗов /Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков.— Краснодар: «Сов. Кубань», 2002.

Перечень дополнительной литературы:

1. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин/ А.Д. Амиров, К.А. Карапетов, Ф.Д. Лемберанский и др. – М.: «Недра», 1979. 309с.
2. Долгов С.В. Методы проведения ремонтных работ в скважинах с использованием пен и газообразных агентов. – М.: «Наука», 1997.-140 с.
3. Я. В. Вакула, И.И. Маннанов, С.Е. Емельяничева. Расчеты и технологии подземного и капитального ремонта скважин. Учебно-методическое пособие по проведению практических занятий – Альметьевск: АГНИ, 2009. – 164 с.
4. Гетман М.Г., Зозуля Г.П., Кустышев А.В. и др. Теория и практика капитального ремонта газовых скважин в условиях пониженных пластовых давлений. М. : ИРЦ Газпром, 2009. 208 с

4. Мищенко, И.Т. Расчеты в добыче нефти [текст] / И. Т. Мищенко. – М.: Недра, 1989.

Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине:

1. электронный курс лекций;
2. учебно-методическое пособие по выполнению практических занятий (электронная версия);
3. Методические указания по организации и проведению самостоятельной работы по дисциплине «Колтюбинговые технологии в бурении и ремонте скважин»

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины:

1. <http://eLibrary.ru/> - Научная электронная библиотека
2. wwwURL: <http://www.biblioclub.ru/> - Электронная библиотечная система «Университетская библиотека онлайн»
3. wwwURL: <http://e.lanbook.com/> - Электронно-библиотечная система «Издательство «Лань».